

Об утверждении нормативных технических документов в области электроэнергетики и теплоэнергетики

Приказ и.о. Министра энергетики Республики Казахстан от 6 января 2017 года № 2. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 27 апреля 2017 года № 15045.

Сноска. Заголовок - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103-н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

В соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, **ПРИКАЗЫВАЮ:**

Сноска. Преамбула - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103-н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

1. Утвердить:

1) Методику расчета норм расхода газомазутного топлива при сжигании бурых углей с выходом летучих веществ более 30 % на тепловых электростанциях согласно приложению 1 к настоящему приказу;

2) Методику расчета норм расхода газомазутного топлива при сжигании каменных углей с выходом летучих веществ менее 20 % на тепловых электростанциях согласно приложению 2 к настоящему приказу;

3) Методику расчета норм расхода пара и конденсата на собственные нужды энергоблоков тепловых электростанций согласно приложению 3 к настоящему приказу;

4) Методику расчета норм расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций напряжением 35-500 киловольт согласно приложению 4 к настоящему приказу;

5) Методику расчета норм расхода тепла на технологические нужды водоподготовительных установок тепловых электростанций согласно приложению 5 к настоящему приказу;

6) Методику расчета норм расхода материалов и изделий на ремонт подстанций напряжением до 220 киловольт согласно приложению 6 к настоящему приказу;

7) Методические указания по определению классификации производственных помещений тепловых электростанций по допустимым уровням шума согласно приложению 7 к настоящему приказу;

8) Методические указания по эксплуатации гидротехнических сооружений систем технического водоснабжения тепловых электростанций согласно приложению 8 к настоящему приказу;

9) Методические указания по расследованию причин повреждений металла лопаточного аппарата, дисков и роторов паровых турбин тепловых электростанций согласно приложению 9 к настоящему приказу;

10) Методические указания по оптимизации оборотной системы водоснабжения электростанций с градирнями согласно приложению 10 к настоящему приказу;

11) Методические указания по наладке систем технического водоснабжения тепловых электростанций согласно приложению 11 к настоящему приказу;

12) Методические указания по эксплуатации аспирационных установок топливоподачи тепловых электростанций согласно приложению 12 к настоящему приказу;

13) Методические указания по эксплуатации водогрейных котлов с внешними теплообменниками согласно приложению 13 к настоящему приказу;

14) Методические указания по наладке и эксплуатации систем шариковой очистки конденсаторов паровых турбин согласно приложению 14 к настоящему приказу;

15) Методические указания по обследованию баков аккумуляторов горячей воды согласно приложению 15 к настоящему приказу;

16) Методические указания по диагностике автотрансформаторов и их вводов на рабочем напряжении согласно приложению 16 к настоящему приказу;

17) Методические указания по диагностике силовых трансформаторов и их вводов на рабочем напряжении согласно приложению 17 к настоящему приказу;

18) Методические указания по диагностике шунтирующих реакторов и их вводов на рабочем напряжении согласно приложению 18 к настоящему приказу;

19) Методические указания по перемаркировке основного энергетического оборудования согласно приложению 19 к настоящему приказу;

20) Методические указания по предупреждению низкотемпературной коррозии поверхностей нагрева и газоходов котлов электростанций согласно приложению 20 к настоящему приказу;

21) Методические указания по эксплуатации вакуумных выключателей согласно приложению 21 к настоящему приказу;

22) Методические указания по эксплуатации элегазовых выключателей согласно приложению 22 к настоящему приказу;

23) Методические указания по эксплуатации разъединителей 6-500 килвольт согласно приложению 23 к настоящему приказу;

24) Методические указания по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35-110 килвольт согласно приложению 24 к настоящему приказу;

- 25) Методические указания по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 220-500-1150 кВ согласно приложению 25 к настоящему приказу;
- 26) Методические указания по эксплуатации силовых кабельных линий напряжением до 35 кВ согласно приложению 26 к настоящему приказу;
- 27) Методические указания по эксплуатации силовых трансформаторов согласно приложению 27 к настоящему приказу;
- 28) Методические указания по эксплуатации комплектных распределительных элегазовых устройств согласно приложению 28 к настоящему приказу;
- 29) Методические указания по эксплуатации масляных выключателей согласно приложению 29 к настоящему приказу;
- 30) Методические указания по проведению энергетических обследований тепловых сетей согласно приложению 30 к настоящему приказу;
- 31) Методические указания по проведению энергетических обследований электрических станций согласно приложению 31 к настоящему приказу;
- 32) Методические указания по проведению энергетических обследований электрических сетей согласно приложению 32 к настоящему приказу;
- 33) Методические указания по расчету поправок к расходу тепла турбоагрегатами согласно приложению 33 к настоящему приказу;
- 34) Методические указания по проведению энергетических обследований районных котельных с установленной мощностью 100 Гкал/ч и более согласно приложению 34 к настоящему приказу;
- 35) Методические указания по проведению энергетических обследований электроустановок потребителей согласно приложению 35 к настоящему приказу;
- 36) Методические указания по оценке технического состояния воздушных линий электропередачи напряжением от 35 до 1150 кВ согласно приложению 36 к настоящему приказу;
- 37) Методические указания по организации работы по технике безопасности на электростанциях согласно приложению 37 к настоящему приказу;
- 38) Методику расчета норм расхода комплексонов для обработки сетевой воды и подготовки воды для подпитки тепловых сетей согласно приложению 38 к настоящему приказу;
- 39) Методику расчета норм расхода материалов на текущий ремонт основного энергетического оборудования электростанций согласно приложению 39 к настоящему приказу;
- 40) Методику расчета норм расхода материалов и изделий на техническое обслуживание подстанций напряжением до 220 кВ согласно приложению 40 к настоящему приказу;

41) Методику расчета норм аварийного запаса частей мачтовых и комплектных трансформаторных подстанций 6-20/0,4 килвольт согласно приложению 41 к настоящему приказу;

42) Методику расчета норм материально-технических ресурсов и оборудования для закрытых трансформаторных подстанций 6-20/0,4 килвольт и распределительных пунктов 6-20 килвольт согласно приложению 42 к настоящему приказу;

43) Методику расчета норм расхода жидкого топлива на тепловых электростанциях и котельных согласно приложению 43 к настоящему приказу.

Сноска. Пункт 1 в редакции приказа Министра энергетики РК от 09.12.2019 № 404 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. Департаменту электроэнергетики Министерства энергетики Республики Казахстан в установленном законодательством Республики Казахстан порядке обеспечить:

1) государственную регистрацию настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан;

2) направление копии настоящего приказа в течение десяти календарных дней со дня государственной регистрации в Министерстве юстиции Республики Казахстан в Республиканское государственное предприятие на праве хозяйственного ведения " Республиканский центр правовой информации Министерства юстиции Республики Казахстан" для размещения в Эталонном контрольном банке нормативных правовых актов Республики Казахстан;

3) размещение настоящего приказа на интернет-ресурсе Министерства энергетики Республики Казахстан;

4) в течение десяти рабочих дней после государственной регистрации настоящего приказа в Министерстве юстиции Республики Казахстан представление в Департамент юридической службы Министерства энергетики Республики Казахстан сведений об исполнении мероприятий, предусмотренных подпунктами 2) и 3) настоящего пункта.

3. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на курирующего вице-министра энергетики Республики Казахстан.

4. Настоящий приказ вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования.

Исполняющий обязанности

Министра энергетики

Республики Казахстан

М. Досмухамбетов

"СОГЛАСОВАН"

Министр по инвестициям и развитию

Республики Казахстан

Ж. Касымбек
от 28 марта 2017 год

Приложение 1
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 6 января 2017 года
№ 2

Методика расчета норм расхода газомазутного топлива при сжигании бурых углей с выходом летучих веществ более 30% на тепловых электростанциях

Глава 1. Общие положения

1. Настоящая Методика расчета норм расхода газомазутного топлива при сжигании бурых углей с выходом летучих веществ более 30% на тепловых электростанциях (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящей Методике применяются следующие основные понятия и определения:

1) паропроизводительность котла – объем производимого агрегатом пара за один час (далее – ч);

2) шлакование – прилипание размягченных частиц золы к поверхностям нагрева котла по ходу уходящих газов;

3) шлакоудаление – удаление из топки парового котла очаговых остатков, образующихся при сжигании твердого топлива;

4) номинальный расход топлива – количество топлива, расходуемое котлом при номинальной нагрузке;

5) номинальная нагрузка котла – полная мощность котла без учета коэффициента полезного действия (далее – КПД) по теплоте сгорания топлива;

6) теплотворная способность топлива – количество теплоты, выделяющейся при полном сгорании топлива;

7) запас по производительности мельниц – производительность, приходящаяся на единицу полезной мощности при коэффициенте использования больше единицы и заданной тонкости помола;

8) пылеприготовительные установки – устройства, предназначенные для подготовки топлива, поступающего в котел;

Иные понятия и определения, используемые в настоящей Методике, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

Глава 2. Область применения

3. Расчет норм расхода газомазутного топлива при сжигании бурых углей с выходом летучих веществ более 30% на тепловых электростанциях учитывает состав и режим работы оборудования.

4. Расчет норм расхода газомазутного топлива, при сжигании бурых углей с выходом летучих веществ более 30% на тепловых электростанциях учитывает минимальный расход газомазутного топлива на растопку паровых котлов с поперечными связями и пуски блоков, на технологические нужды, при различных отклонениях в работе основного и вспомогательного оборудования, на восполнение недостающего количества тепловой энергии, при сжигании угля ухудшенного качества для обеспечения заданного графика нагрузки.

5. Для типов энергетических котлов и блоков, не вошедших в настоящую Методику, рекомендуется использовать расчеты в соответствии с техническими паспортами и инструкциями по эксплуатации заводов изготовителей. При этом учитываются нормативные технические стандарты (СНиП, ГОСТ, нормативы) и регламенты Республики Казахстан, международные стандарты и акты, принятые как гармонизированные и адаптированные нормы на территории Республики Казахстан.

6. Минимальный расход газомазутного топлива складывается из расходов на растопку котлов и пуск блоков, технологических нужд при различных отклонениях в работе основного и вспомогательного оборудования, восполнения недостающего количества тепла при сжигании угля низкого качества для обеспечения заданного графика нагрузки.

7. При ограничении паропроизводительности котлов предусматривается повышение температуры в топке для обеспечения выхода жидкого шлака (для котлов с жидким шлакоудалением).

Глава 3. Расчет норм расхода газомазутного топлива на растопку котлов с поперечными связями и пуски блоков

8. Нормы расхода газомазутного топлива на одну растопку из холодного состояния (при полностью остывшем котле и паропроводах) для котлов различных типоразмеров, при условии их безопасной эксплуатации, согласно таблице 1 приложения 1 к настоящей Методике.

9. Нормы расхода газомазутного топлива (в пересчете на условное топливо) на пуски блоков различной мощности из холодного состояния ($t_{\text{цвд}} 150^{\circ}\text{C}$) согласно таблице 2 приложения 1 к настоящей Методике.

10. Расход газомазутного топлива на растопку котлов из других тепловых состояний определяется как доля от нормы расхода газомазутного топлива на растопку из холодного состояния в зависимости от остаточного давления в барабане котла, согласно рисунку 1 приложения 2 к настоящей Методике.

11. Расход газомазутного топлива на растопку котлов из других тепловых состояний составляет: из горячего состояния (при давлении пара, близком к номинальному) 35-45% расхода топлива на растопку из холодного состояния, из неостывшего состояния (промежуточное между холодным и горячим состоянием) 75-85% расхода топлива на растопку из холодного состояния, согласно рисунку 1 приложения 2 к настоящей Методике.

Глава 4. Нормы расхода газомазутного топлива на технологические нужды

12. Нормы расхода газомазутного топлива на технологические нужды, включают:

1) расход на поддержание устойчивого горения во время кратковременных разгрузок и остановов, связанных с отключением основного и вспомогательного оборудования;

2) расход при срабатывании пыли из бункеров;

3) расход при нарушении режима горения;

4) расход при включении автоматов подхвата факела.

13. Для предотвращения снижения теплотворной способности из-за повышения зольности, влажности углей ухудшаются их сыпучие свойства, возникают перебои в подаче топлива, нарушается устойчивость горения в топке, что требует увеличения количества кратковременных поддержек факела мазутом или газом.

14. Нормы расхода газомазутного топлива на технологические нужды в зависимости от относительного изменения теплотворной способности углей согласно рисунку 2 приложения 2 к настоящей Методике

$$\left(\frac{Q^p_{\text{нфакт}}}{Q^p_{\text{нрасч}}} \right)$$

Глава 5. Нормы расхода газомазутного топлива для восполнения недостающего количества тепла при сжигании угля ухудшенного качества

15. Определение расхода газомазутного топлива для восполнения недостающего количества тепла при сжигании угля ухудшенного качества осуществляется для каждого котла, спроектированного на сжигание угля заданной марки с расчетными характеристиками и расходом топлива ($B_{\text{красч}}$), при номинальной нагрузке котла ($D_{\text{ном}}$)

16. В соответствии с нормами проектирования предусматривается резерв производительности пылеприготовительных установок (K_3), который позволяет при некоторых отклонениях основных качественных характеристик топлива работать с номинальной нагрузкой.

17. При ухудшении качества угля для поддержания заданных нагрузок используется запас производительности мельниц путем подачи дополнительного количества угля. При дальнейшем ухудшении качества угля, когда запас производительности мельниц полностью исчерпан, добавляется газомазутное топливо для восполнения недостающего количества тепла.

18. Расход газомазутного топлива на восполнение тепла определяется по номограммам рисунка 3 (а, б) приложения 2 к настоящей Методике. Номограммы построены в относительных величинах, поэтому применимы для бурых углей с выходом летучих веществ более 30% с различными качественными характеристиками при сжигании их на всех типах котлов, которая приведена в долях от расчетной теплотворной способности. Нагрузка котла ($Q_{рн\text{ факт}}/Q_{н\text{ расч}}^p$) – в долях от номинальной ($D_k/D_{ном}$). Расход угля при разных нагрузках и качестве угля – в процентах от расчетного количества. Запас производительности мельниц оценивается коэффициентом K_3 , определяемым путем сопоставления потребности котла в топливе при расчетном качестве и номинальной нагрузке котла с суммарной производительностью систем пылеприготовления, в соответствии с формулой:

$$K_3 = \frac{B_k}{B_{k\text{ расч}}} = \frac{B_{мц} n K_r}{B_{k\text{ расч}}}, \quad (1)$$

где $B_{k\text{ расч}}$ – расход угля расчетного качества при номинальной нагрузке котла, тонн/час, определяемый по формуле:

$$B_{k\text{ расч}} = B_{мц} \times K_r, \quad (2)$$

где B_k – расход топлива на котел, тонн/час;

$B_{мц}$ – максимальная производительность мельницы по размолу

$B_{мц}^{\text{разм}}$

или сушке

$B_{мц}^{\text{суш}}$

(из двух полученных значений производительности мельницы в расчет принимается меньшее значение), тонн/час;

$B_{\text{мц}}^{\text{суш}}$

– максимальная сушильная производительность, определенная при максимальной температуре и расходе сушильного агента, минимальной температуре аэросмеси за мельницей при нормативных присосах;

$B_{\text{мц}}^{\text{разм}}$

– максимальная рабочая размольная производительность мельницы, при условии обеспечения максимально возможного расхода сушильного агента и получения приемлемого качества пыли;

n – количество систем пылеприготовления, установленных на котле;

$K_{\text{Г}}$ – средний коэффициент готовности системы пылеприготовления, характеризующий качество ремонта пылеприготовительного оборудования, мало зависит от типа мельниц и марки размалываемого твердого топлива.

19. Для базовых режимов работы электростанций с удовлетворительной организацией ремонта $K_{\text{Г}}$ принимается равным 0,9. При изменении режима работы пылеприготовительного оборудования в часы прохождения максимума $K_{\text{Г}}$ принимается равным 0,95. В случае невозможности обеспечения $K_{\text{Г}}$ приводится его фактическое значение с одновременным указанием мероприятий, направленных на его повышение.

20. Определение расхода топлива в часы снижения нагрузки и ее последующего использования в часы пик производится в схемах с бункерами.

21. В левой части номограммы согласно рисунка 3 (а) приложение 2 к настоящей Методике, представлена зависимость расхода угля от его теплотворной способности ($Q_{\text{н}}^{\text{р}}$).

В соответствии с параметрами согласно рисунка 3 приложения 2 к настоящей Методике при нагрузке котла $0,9 D_{\text{ном}}$, в случае снижения теплотворной способности до 0,8

$Q_{\text{н расч}}^{\text{р}}$

расход угля увеличится до 114% от расчетной величины. При отсутствии увеличения требуемого расхода топлива происходит снижение нагрузки котла.

В правой части номограммы в зависимости от коэффициента запаса по производительности мельниц (K_3) определяется расход газомазутного топлива на восполнение недостающего количества тепла при ухудшенном качестве угля. При $K_3 = 1,0$ расход газомазутного топлива составит 12,0% от всего расхода топлива в условном

исчислении (точка Б), при увеличении на 10% запаса по производительности мельниц (при $K_3=1,1$) расход газомазутного топлива снизится на 3% от всего расхода топлива.

22. При отклонениях теплотворной способности твердого топлива от расчетной величины (использование топлива ухудшенного качества), согласно рисунку 3 (а) приложения 2 к настоящей Методике определяется расход мазутного топлива в зависимости от расхода угля и теплотворной способности используемого топлива.

Глава 6. Нормы расхода газомазутного топлива для обеспечения жидкого шлакоудаления (в котлах с жидким шлакоудалением)

23. Для котлов с жидким шлакоудалением одним из определяющих факторов надежной работы является выход жидкого шлака и предотвращение затягивания леток, поэтому для этих котлов помимо вышеуказанных статей расхода газомазутного топлива учитывается расход газомазутного топлива для обеспечения жидкого шлакоудаления. При ухудшении теплотворной способности угля температура в ядре факела снижается, что приводит к увеличению выхода жидкого шлака и требует добавки высококалорийного газомазутного топлива.

24. Определение расхода газомазутного топлива производится опытным и расчетным путем. На основании опытных данных, представленных на номограммах, согласно рисункам 4 (а, б) приложения 2 к настоящей Методике, строятся зависимости расхода газомазутного топлива от теплотворной способности твердого топлива, для обеспечения выхода жидкого шлака в процентах от всего топлива или от количества угля данного качества в условном исчислении при различных нагрузках котла $D_k=(0,71) D_{ном}$.

Применение тугоплавкого угля с температурой начала нормального жидкого шлакоудаления $t_{нж}>1600^{\circ}C$ в котлах с жидким шлакоудалением не рекомендуется. Уголь с $t_{н}>1600^{\circ}C$ применяется только в котлах с твердым шлакоудалением.

25. Примеры расчета норм расхода газомазутного топлива при сжигании бурых углей с выходом летучих веществ более 30% на тепловых электростанциях приведены в приложении 3 к настоящей Методике.

Приложение 1
к Методике расчета норм расхода
газомазутного топлива при сжигании
бурых углей
с выходом летучих веществ более 30%
на тепловых электростанциях

Таблица 1. Нормы расхода газомазутного топлива на одну растопку котла из холодного состояния (в пересчете на топливо, с теплотворной способностью равной 7000 килокалорий/килограмм (далее - ккал/кг).

Параметры пара	
----------------	--

Паропроизводительность котла, тонн/час	Давление, Мега Паскаль (далее – МПа) килограмм сила/сантиметр в квадрате (далее - кгс/см ²)	Температура, С	Норма, тонн
Котлы барабанные на давление пара 14 МПа (140 кгс/см ²)			
420	14 (140)	560	45
320	14 (140)	560	30
210	14 (140)	560	20
Котлы барабанные на давление пара 10 МПа (100 кгс/см ²)			
230	10 (100)	510-540	18
220	10 (100)	510-540	18
160-170	10 (100)	510-540	14
110-120	10 (100)	510-540	10
Котлы барабанные на давление пара менее 4,5 МПа (45 кгс/см ²)			
200-220	3,1-3,5 (31-35)	420	12
150-190	3,2-3,5 (32-35)	420	9
110-140	3,3-3,5 (33-35)	400-425	7
70-90	3,9-4,5 (39-45)	420-450	5
50 и менее	3,9-4,5 (39-45)	420-440	3
Котлы прямоточные на давление пара 10 МПа (100 кгс/см ²)			
220-230	10 (100)	510-540	10
*Для котлов, не вошедших в таблицу 1, норма расхода газомазутного топлива принимается равной норме ближайшего по параметрам котла и техническим условиям изготовителя оборудования			

Таблица 2. Нормы расхода газомазутного топлива на один пуск блока из холодного состояния (в пересчете на топливо, с теплотворной способностью равной 7000 ккал/кг)

Мощность блока, МегаВатт (далее – МВт)	Нормы расхода газомазутного топлива, тонн			
	Моноблоки	Дубль - блоки		
		Всего	В том числе	
			I корпус	II корпус
200	105	—	—	—
300	—	190	120	70
500	300	—	—	—

Приложение 2
к Методике расчета норм расхода
газомазутного топлива при сжигании
бурых углей
с выходом летучих веществ более 30%
на тепловых электростанциях

Рисунок 1. Расход газомазутного топлива на растопку котлов из различных тепловых состояний.

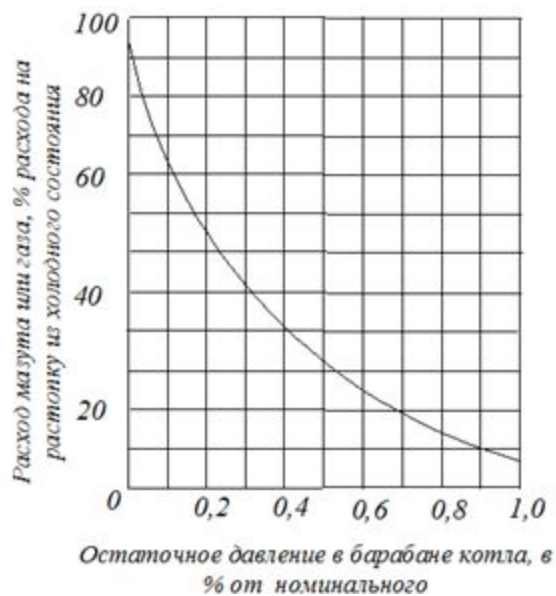


Рисунок 2. Расход мазута на технологические нужды

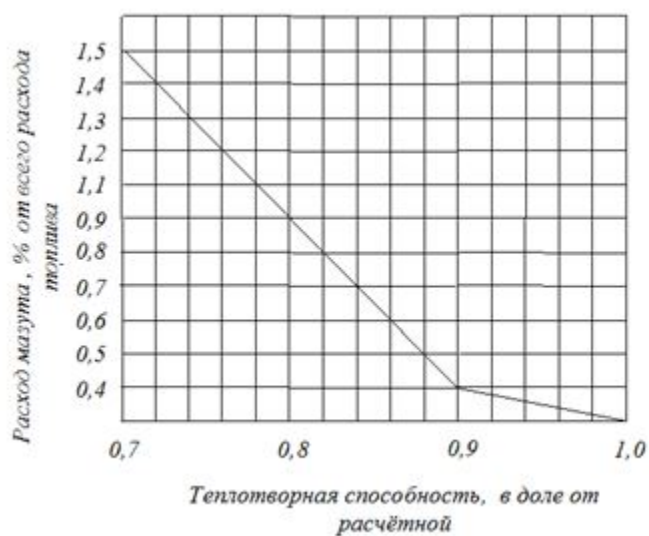
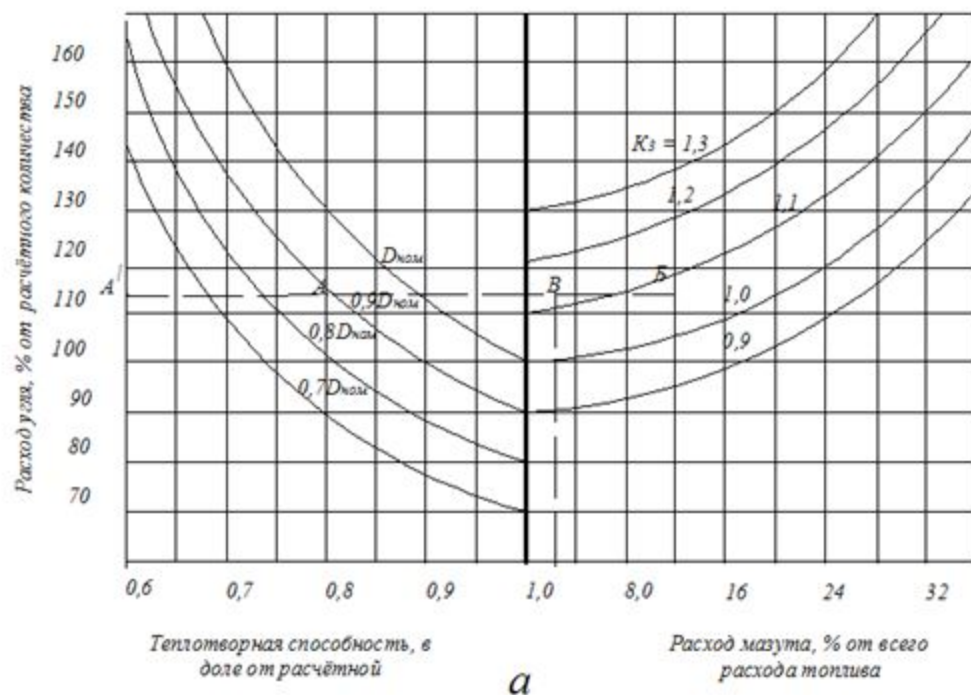


Рисунок 3. Номограммы по определению расхода мазута или газа на восполнение недостающего количества тепла, при сжигании каменных углей ухудшенного качества. В процентах от всего расхода топлива в условном исчислении.



В процентах от расхода угля в условном исчислении.

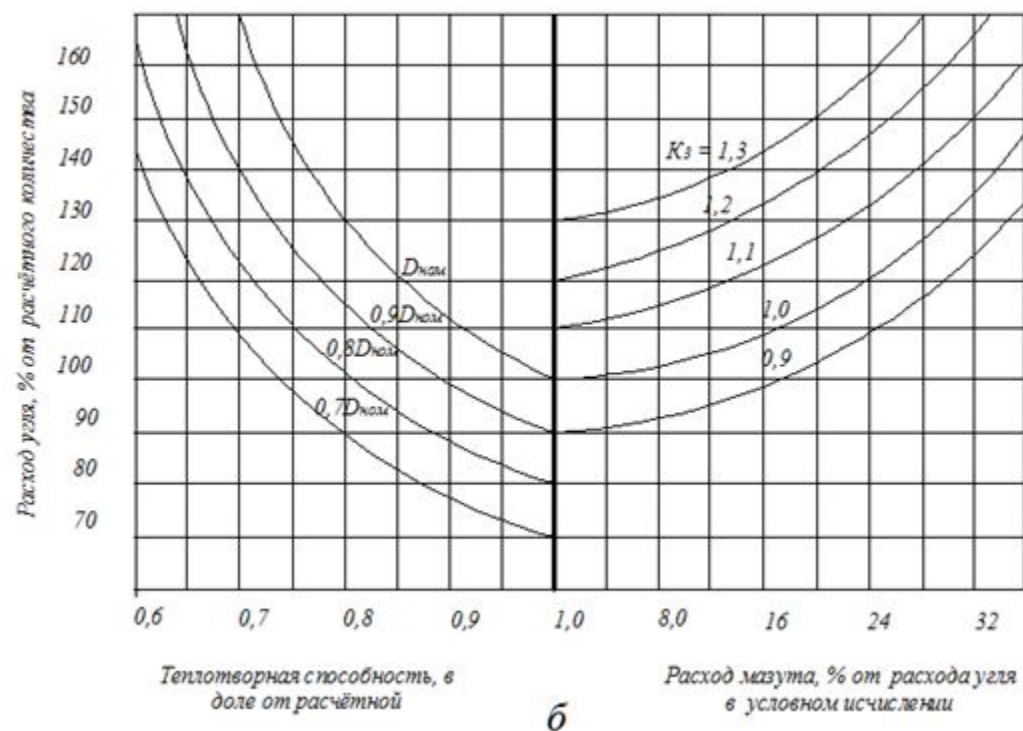
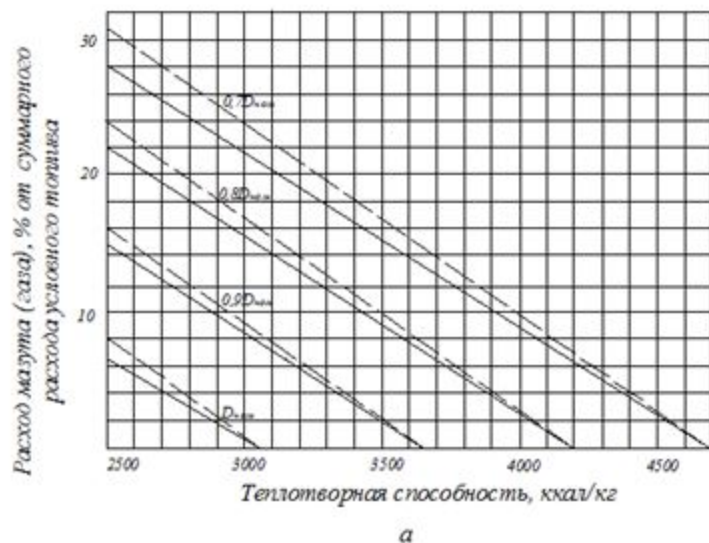
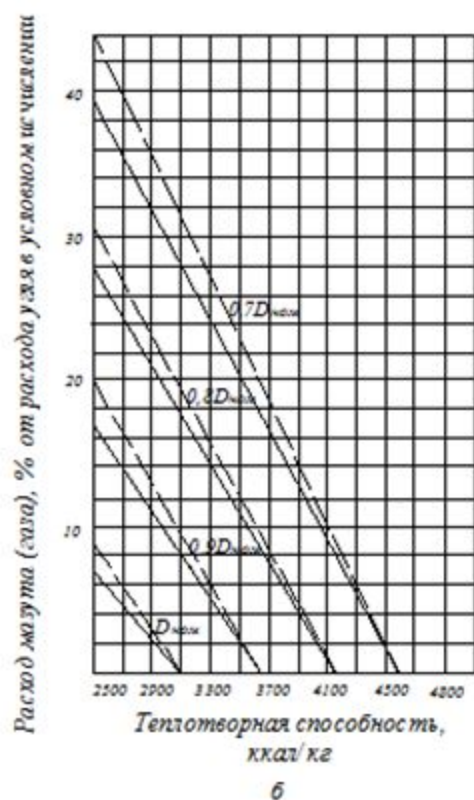


Рисунок 4 (а, б). Расход мазута или газа

Суммарный расход условного топлива, на подогрев факела по условиям выхода жидкого шлака в процентах, от расхода угля в условном исчислении.



Суммарный расход условного топлива, на подогрев факела по условиям выхода жидкого шлака в процентах, от всего расхода топлива в условном исчислении.



Приложение 3
к Методике расчета норм расхода
газотопливного топлива при сжигании
бурых углей
с выходом летучих веществ более 30%
на тепловых электростанциях

Примеры расчета норм расхода газомазутного топлива при сжигании бурых углей с выходом летучих веществ более 30% на тепловых электростанциях

1. Расчет среднесуточной нормы расхода мазута:

1) котел ТП-109 с твердым шлакоудалением, расчетное топливо – бурый уголь марки 3Б Шоптыкольского месторождения (Майкубенский бассейн). $Q_{н\text{ расч}}^p = 4100$ ккал/кг, расчетный расход угля при номинальной нагрузке $B_{к\text{ расч}} = 118$ тонн/час, фактическое топливо – бурый уголь Шоптыкольского месторождения, марки 3Б $Q_{н\text{ факт}}^p = 3280$ ккал/кг, что составляет $0,8Q_{н\text{ расч}}^p$ и вспомогательное (растопочное) топливо – мазут;

2) режим работы котла составляет 15 ч с нагрузкой 640 тонн/час ($D_{ном}$), 2 ч с нагрузкой 576 тонн/час ($0,9 D_{ном}$), 7 ч с нагрузкой 512 тонн/час ($0,8 D_{ном}$);

3) среднесуточная нагрузка котла определяется по формуле:

$$D_{к\text{ ср}} = \frac{15 \times 1 + 2 \times 0,9 + 7 \times 0,8}{24} = 0,93 D_{ном}$$

(1)

2. Определение суммарного расхода мазута за сутки при различных нагрузках котла :

1) норма расхода мазута и расход мазута при нагрузке котла $D_{ном} = 640$ тонн/час. По рисунку 2 приложения 2 к настоящей Методике, норма расхода мазута на технологические нужды – 1%. По рисунку 3, а приложения 2 к настоящей Методике, норма расхода мазута на восполнение тепла при $D_{ном}$, при $Q_{н\text{ факт}}^p = 0,8 Q_{н\text{ расч}}^p$ и $K_3 = 1,16$ составит 8%. При данной нагрузке принимается норма, имеющая наибольшее числовое значение (в данном случае $H_1 = 8\%$), так как при сжигании мазута одновременно обеспечивается устойчивое горение (при различных отклонениях в работе основного и вспомогательного котельного оборудования) и поддержание требуемой нагрузки;

2) норма расхода мазута и расход мазута при нагрузке котла $0,9 D_{ном}$ (576 тонн/час). По рисунку 2 приложения 2 к настоящей Методике, норма расхода мазута на технологические нужды – 1%. По рисунку 3, а норма расхода мазута на восполнение тепла при $D = 0,9 D_{ном}$, $K_3 = 1,16$, $Q_{н\text{ факт}}^p = 0,8 Q_{н\text{ расч}}^p$ равно нулю. Норма расхода мазута: $H_2 = 1\%$;

3) норма расхода мазута и расход мазута при разгрузке котла до $0,8 D_{ном}$ (512 тонн/час). По рисунку 2 приложения 2 к настоящей Методике, норма расхода мазута на

технологические нужды – 1%. По рисунку 3, а приложения 2 к настоящей Методике, норма расхода мазута на восполнение тепла при $D=0,8D_{\text{ном}}$ $K_3=1,16$, $Q^p_{\text{н факт}}=0,8 Q^p_{\text{н расч}}$ равна нулю. Норма расхода мазута $H_3=1\%$;

4) среднесуточная норма расхода мазута определяется по формуле:

$$H^{\text{cp}} = \frac{\tau_1 D_1 H_1 + \tau_2 D_2 H_2 + \dots}{24 D^{\text{cp}}_{\text{сут}}} \quad (2)$$

В данном примере:

$$H^{\text{cp}} = \frac{15 \times 1 \times 8 + 2 \times 0,9 \times 1 + 7 \times 0,8 \times 1}{24 \times 0,93} = 5,7\%;$$

5) суммарный расход топлива за сутки по средней нагрузке, равной:

$$D_k^{\text{cp}} = 0,93 D_{\text{ном}} \text{ (по номограмме рисунка 3 приложения 2 к настоящей Методике)}$$

при $Q^p_{\text{н факт}} = 0,8 Q^p_{\text{н}}$, составит:

$$\sum B_{\text{сут}} = \frac{3313 \times 3280}{7000} = 1552,6$$

тонн;

6) суммарный расход мазута за сутки (в условном исчислении):

$$\sum B_{\text{мас}} = \frac{1552,6 \times 5,7}{100} = 88,5$$

тонн.

3. Определение среднесуточной нормы расхода мазута для котла ТП-109, оборудованного двумя системами пылеприготовления, шаровая барабанная мельница Ш-50 и промежуточными бункерами, среднесуточная норма расхода мазута:

1) вместимость бункера по пыли $V_{\text{макс}}=250$ тонн. Минимальный запас пыли в каждом бункере, требуемый для устойчивой работы питателей пыли $V_{\text{мин}}=150$ тонн. Расходный запас пыли в одном бункере $V_{\text{макс}}-V_{\text{мин}}=100$ тонн в двух бункерах, установленных на котле 200 тонн;

2) максимальная рабочая производительность мельницы $B_{\text{мц}}=76$ тонн/час. Коэффициент готовности мельниц, установленных на котле, с учетом коэффициента готовности определяется по формуле:

$$\sum B_{\text{мц}} = B_{\text{мц}} \times n \times K_r, \quad (3)$$

$$\sum B_{\text{мц}} = 76 \times 2 \times 0,9 = 136,8 \text{ тонн/час}$$

;

3) коэффициент запаса по производительности мельниц определяется по формуле:

$$K_z = \frac{\sum B_{\text{мц}}}{B_{\text{к расч}}}, \quad (4)$$

$$K_z = \frac{136,8}{118} = 1,16;$$

4) фактический и расчетный расходы топлива, режим работы котла аналогичны исходным данным из первой части примера.

4. Расчет требуемого расхода угля и мазута:

1) при нагрузке котла $0,8 D_{\text{ном}}$ и $Q_{\text{н факт}} = 0,8 Q_{\text{н расч}}$, требуемый расход топлива составит 101% расчетного (по номограмме рисунка 3, а приложения 2 к настоящей Методике):

$$B_{\text{уг}0,8}^{\text{необ}} = \frac{118 \times 101}{100} = 119,2 \text{ тонн};$$

2) часовое накопление угольной пыли в бункерах:

$$\sum B_{\text{мц}} - B_{\text{уг}0,8}^{\text{необ}} = 136,8 - 119,2 = 17,6 \text{ тонн/час, в сутки } 7 \times 17,6 = 123,2 \text{ т};$$

3) расход мазута на технологические нужды составит 1% (в соответствии с рисунком 2 приложения 2 к настоящей Методике);

4) при нагрузке котла $0,9 D_{\text{ном}}$ и $Q_{\text{н факт}} = 0,8 Q_{\text{н расч}}$, требуемый расход топлива составит 114% от расчетного (по номограмме рисунка 3, а приложения 2 к настоящей Методике):

$$B_{\text{уг}0,8}^{\text{необ}} = \frac{118 \times 114}{100} = 134,5;$$

;

5) часовое накопление угольной пыли в бункерах:

$$\sum V_{\text{мц}} - V_{\text{уг0,9}}^{\text{необ}} = 136,8 - 134,5 = 2,3 \text{ тонн/час, в сутки } - 2 \times 2,3 = 4,6 \text{ тонн.}$$

Расход мазута на технологические нужды составит 1% (в соответствии с рисунком 2 приложения 2 к настоящей Методике);

6) при номинальной нагрузке котла и $Q_{\text{н факт}}^{\text{р}} = 0,8 Q_{\text{н расч}}^{\text{р}}$ требуемый расход топлива составит 126 % от расчетного (по номограмме рисунка 3, а приложения 2 к настоящей Методике):

$$V_{\text{уг1}}^{\text{необ}} = \frac{118 \times 128}{100} = 148,7$$

тонн/час;

7) недостаточность производительности мельниц определяется по формуле:

$$V_{\text{мц}}^{\text{нед}} = V_{\text{уг1}}^{\text{необ}} - \sum V_{\text{мц}}$$

(5)

$$V_{\text{уг1,0}}^{\text{необ}} - \sum V_{\text{мц}} = 148,7 - 136,8 = 11,9 \text{ тонн/час, в сутки } 15 \times 11,9 = 178,5 \text{ тонн;}$$

8) недостающее количество угля покрывается из запаса угольной пыли, скопившейся в бункерах, определяемой по формуле:

$$V_{\text{прбун зап}}^{\text{необ}} = V_{\text{уг1}}^{\text{необ}} - V_{\text{уг0,8}}^{\text{необ}} - V_{\text{0,9}}^{\text{необ}} = 178,5 - 123,2 - 4,6 = 50,7 \text{ тонн}$$

(6)

В связи с тем, что этого количества угольной пыли недостаточно для нормальной работы котла, недостающее количество угля 50,7 тонн восполняется мазутом:

$$V_{\text{маз}} = \frac{50,7 \times 3280}{7000} = 23,8$$

тонн, в условном исчислении:

$$V_{\text{маз}} = \frac{50,7 \times 100}{148,7 \times 15} = 2,3\%$$

;

9) мазут используется для технологических нужд в количестве 1%. В соответствии с рисунком 2 приложения 2 к настоящей Методике итоговая норма расхода мазута в период работы с номинальной нагрузкой составит 3,3%;

10) среднесуточная норма расхода мазута при работе котла с бункером составит:

$$H_{\text{сп}}^1 = \frac{15 \times 1 \times 3,3 + 2 \times 0,9 \times 1 + 7 \times 0,8 \times 1}{24 \times 0,93} = 2,5\%$$

Суммарный расход мазута за сутки (в условном исчислении):

$$\sum B_{\text{маз}}^1 = \frac{1552,6 \times 2,5}{100} = 38,8$$

тонн, что на $(88,5 - 38,8) = 50$ тонн меньше расхода мазута без применения бункера.

5. Расчет нормативного расхода мазута за отчетный период:

1) тепловая электрическая станция, сжигается уголь марки 2Б в котлах с жидким шлакоудалением, расчетное топливо – уголь марки 2Б с $Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 5000$ ккал/кг;

2) фактическое количество сожженного угля за отчетный период

$$\sum B_{\text{нат}} = 3252766 \text{ тонн} \quad \sum B_{\text{усл}} = 2467420 \text{ тонн}$$

(в условном исчислении) с теплотворной способностью $Q_{\text{н с}}^{\text{р}} = 4060$ ккал/кг. Режим работы котлов за отчетный период 8 ч с нагрузкой $D_{\text{ном}}$ и 16 ч с нагрузкой $0,8 D_{\text{ном}}$;

3) среднесуточная нагрузка котлов:

$$D_{\text{к}}^{\text{сп}} = \frac{8,1 D_{\text{ном}} + 16 \cdot 0,8 D_{\text{ном}}}{24} = 0,87 D_{\text{ном}}$$

4) коэффициент запаса производительности мельниц $K_3 = 1,3$.

6. Определение нормы расхода мазута:

1) на растопку котлов расход мазута рассчитывается по количеству растопок за отчетный период;

2) на технологические нужды при сжигании угля с $Q_{\text{н р}}^{\text{р}} = 4124$ ккал/кг ($Q_{\text{н р факт}}^{\text{р}} / Q_{\text{н расч}}^{\text{р}} = 0,82$) в соответствии с рисунком 2, приложения 2 к настоящей Методике, норма

$$H_1^{\text{тн}}$$

- 0,9%, при сжигании угля с $Q_{\text{н}}^{\text{р}} = 3984$ ккал/кг ($Q_{\text{н факт}}^{\text{р}} / Q_{\text{н расч}}^{\text{р}} = 0,8$,

$$H_1^{\text{тн}}$$

=1,0%, при сжигании угля с $Q^p_n = 4141$ ккал/кг ($Q^p_{n \text{ факт}} / Q^p_{n \text{ расч}} = 0,83$,

$H_1^{тн}$

=0,85%, при сжигании угля с $Q^p_n = 3978$ ккал/кг ($Q^p_{n \text{ факт}} / Q^p_{n \text{ расч}} = 0,8$,

$H_1^{тн}$

=1,0%;

3) на восполнение тепла:

Так как коэффициент запаса по производительности мельниц достаточно большой ($K_3 = 1,3$), расход мазута на восполнение тепла не требуется (в соответствии с рисунком 3 приложения 2 к настоящей Методике);

4) для обеспечения выхода жидкого шлака для угля с расчетной теплотой сгорания $Q^p_{n \text{ расч}} = 4124$ ккал/кг по рисунку 4 б приложения 2 к настоящей Методике, расход мазута равен при $D_{\text{ном}} - 0\%$ от расхода угля в условном исчислении, $0,8 D_{\text{ном}} - 1\%$ от расхода угля в условном исчислении норма расхода мазута для угля с $Q^p_n = 4124$ ккал/кг составит:

$$H_1^{\text{жш}} = \frac{16 \times 1 \times 0,8}{24 \times 0,87} = 0,6\%, \text{ так как } H_1^{\text{тн}} > H_1^{\text{жш}},$$

норма принимается $H_1 = 0,9\%$;

5) для угля с $Q^p_n = 3984$ ккал/кг по рисунку 4 б приложения 2 к настоящей Методике, расход мазута равен $D_{\text{ном}} - 0\%$ от расхода угля в условном исчислении, $0,8 D_{\text{ном}} - 3\%$ от расхода угля в условном исчислении норма расхода мазута составит:

$$H_2^{\text{жш}} = \frac{16 \times 3 \times 0,8}{24 \times 0,87} = 1,8\%, \text{ так как } H_2^{\text{жш}} > H_2^{\text{тн}},$$

норма принимается $1,8\%$;

6) для угля с $Q^p_n = 4141$ ккал/кг по рисунку 4 б приложения 2 к настоящей Методике расход мазута равен при $D_{\text{ном}} = 0\%$ от расхода угля в условном исчислении, $0,8 D_{\text{ном}} - 0,5\%$ от расхода угля в условном исчислении норма расхода мазута составит:

$$H_3^{\text{жш}} = \frac{16 \times 0,5 \times 0,8}{24 \times 0,87} = 0,3\%, \text{ так как } H_3^{\text{тн}} > H_3^{\text{жш}},$$

итоговая норма принимается $0,85\%$;

7) для угля с $Q^p_n = 3978$ ккал/кг по рисунку 4 б приложения 2 к настоящей Методике, расход мазута равен при $D_{ном} - 0\%$ от расхода угля в условном исчислении при $0,8 D_{ном} - 3,0 \%$ от расхода угля в условном исчислении норма расхода мазута составит:

$$H^{жш}_з = \frac{3,0 \times 16 \times 0,8}{24 \times 0,87} = 1,8\%$$

, так как $H^{жш}_4 > H^{тн}_4$

норма принимается 1,8%;

8) суммарная норма расхода мазута определяется по формуле:

$$\sum H = \frac{B_1 H_1 + B_2 H_2 + B_3 H_3 + B_4 H_4}{\sum B_{усл}}$$

(7)

где B_1, B_2, B_3, B_4 - расход угля при разной теплоте сгорания в условном исчислении

$$\sum H = \frac{546143 \times 0,9 + 589408 \times 1,8 + 677413 \times 0,85 + 554456 \times 1,8}{2467420} = 1,3\%$$

9) расход мазута в условном исчислении:

$$B_{мзз} = \frac{2467420 \times 1,3}{100} = 32076 \text{ тонн}$$

К полученному количеству добавляется расход мазута на растопку.

Приложение 2
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 6 января 2017 года
№ 2

Методика расчета норм расхода газомазутного топлива при сжигании каменных углей с выходом летучих веществ менее 20% на тепловых электростанциях

Глава 1. Общие положения

1. Настоящая Методика расчета норм расхода газомазутного топлива при сжигании каменных углей с выходом летучих веществ менее 20% на тепловых электростанциях (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о

Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. Методика предназначена для определения расхода газомазутного топлива в зависимости от качества сжигаемого угля, паропроизводительности котлов и производительности пылеприготовительных установок.

3. Для энергетических котлов и блоков, не вошедших в Методику, в том числе зарубежных производителей, рекомендуется использовать расчеты в соответствии с техническими паспортами и инструкции по эксплуатации заводов изготовителей.

4. Минимальный расход газомазутного топлива складывается из расходов на растопку котлов и пуск блоков, технологических нужд при различных отклонениях в работе основного и вспомогательного оборудования, восполнения недостающего количества тепла при сжигании угля низкого качества для обеспечения заданного графика нагрузки.

5. При ограничении паропроизводительности котлов предусматривается повышение температуры в топке для обеспечения выхода жидкого шлака (для котлов с жидким шлакоудалением).

6. В настоящей Методике применяются следующие основные понятия и определения:

1) паропроизводительность котла – объем производимого агрегатом пара за один час;

2) шлакование – прилипание размягченных частиц золы к поверхностям нагрева котла по ходу уходящих газов;

3) шлакоудаление – удаление из топки парового котла очаговых остатков, образующихся при сжигании твердого топлива;

4) номинальный расход топлива – количество топлива, расходуемое котлом при номинальной нагрузке;

5) номинальная нагрузка котла – полная мощность котла без учета коэффициента полезного действия (далее – КПД) по теплоте сгорания топлива;

6) теплотворная способность топлива – количество теплоты, выделяющейся при полном сгорании топлива;

7) запас по производительности мельниц – производительность, приходящаяся на единицу полезной мощности при коэффициенте использования больше единицы и заданной тонкости помола;

8) пылеприготовительные установки – устройства, предназначенные для подготовки топлива, поступающего в котел;

Иные понятия и определения, используемые в настоящей Методике, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

Глава 2. Область применения

7. При эксплуатации энергетических котлов и блоков, сжигающих каменные угли с выходом летучих веществ менее 20%, выполняется расчет норм расхода газомазутного топлива.

8. Основной задачей Методики при расчете норм расхода газомазутного топлива является применение технически обоснованных нормативных расходов газомазутного топлива для предотвращения нерационального расхода топлива и соблюдения установленных режимов работы конкретных блоков и котлов в процессе эксплуатации.

9. Для основы расчета норм расхода газомазутного топлива при сжигании каменных углей с выходом летучих веществ менее 20% на тепловых электростанциях приняты технические характеристики топлива, энергетические характеристики котлов и расход энергии на технологические нужды этих котлов в соответствии Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066).

10. Расчет норм расхода газомазутного топлива, при сжигании каменных углей с выходом летучих веществ менее 20% на тепловых электростанциях учитывает состав и режим работы оборудования.

11. Расчет норм расхода газомазутного топлива при сжигании каменных углей с выходом летучих веществ менее 20% на тепловых электростанциях учитывает минимальный расход газомазутного топлива на растопку паровых котлов с поперечными связями и пуски блоков, на технологические нужды, при различных отклонениях в работе основного и вспомогательного оборудования, на восполнение недостающего количества тепловой энергии, при сжигании угля ухудшенного качества для обеспечения заданного графика нагрузки.

Глава 3. Расчет норм расхода газомазутного топлива на растопку котлов с поперечными связями и пуски блоков

12. Нормы расхода газомазутного топлива на одну растопку из холодного состояния (при полностью остывшем котле и паропроводах) для котлов различных типоразмеров, при условии их безопасной эксплуатации, представлены в таблице 1 приложения 1 к настоящей Методике.

13. Нормы расхода газомазутного топлива (в пересчете на условное топливо) на пуски блоков различной мощности из холодного состояния ($t_{\text{цвд}} \leq 150 \text{ }^{\circ}\text{C}$) согласно таблице 2 приложения 1 к настоящей Методике.

14. Расход газомазутного топлива на растопку котлов из других тепловых состояний определяется как доля от нормы расхода газомазутного топлива на растопку из холодного состояния в зависимости от остаточного давления в барабане котла, согласно рисунку 1 приложения 2 к настоящей Методике.

15. Расход газомазутного топлива на пуски блоков из других тепловых состояний составляет из горячего состояния (время простоя менее 24 ч без расхолаживания) 35-45% расхода на пуск из холодного состояния, из неостывшего состояния (промежуточное между холодным и горячим состоянием) 75-85% расхода на пуск из холодного состояния, согласно рисунку 1 приложения 2 к настоящей Методике.

Глава 4. Нормы расхода газомазутного топлива на технологические нужды

16. В нормы расхода газомазутного топлива на технологические нужды, включается :

1) расход на поддержание устойчивого горения во время кратковременных разгрузок и остановов, связанных с отключением основного и вспомогательного оборудования;

2) расход при срабатывании пыли из бункеров;

3) расход при нарушении режима горения;

4) расход при включении автоматов подхвата факела.

17. Нормы расхода на вышеуказанные нужды составляются для углей марок отощенного спекающегося угля (далее – ОС), уголь коксующийся 2-ой категории (далее – 2К), тощий уголь (далее – Т) при жидком шлакоудалении не более 3%, при твердом шлакоудалении не более 2% от теплотворной способности.

18. Нормы расхода газомазутного топлива для котлов, оборудованных надподовыми горелками в целях предотвращения шлакования и более устойчивого выхода жидкого шлака, повышаются на 6% от теплотворной способности топлива.

Глава 5. Нормы расхода газомазутного топлива при сжигании угля ухудшенного качества

19. Определение расхода газомазутного топлива для восполнения недостающего количества тепла при сжигании угля ухудшенного качества осуществляется для каждого котла, спроектированного на сжигание угля заданной марки с расчетными характеристиками и расходом топлива ($B_k^{\text{расч}}$), при номинальной нагрузке котла ($D_{\text{ном}}$).

20. В соответствии с нормами проектирования предусматривается резерв производительности пылеприготовительных установок (K_3), который позволяет при

некоторых отклонениях основных качественных характеристик топлива работать с номинальной нагрузкой.

21. При ухудшении качества угля для поддержания заданных нагрузок используется запас производительности мельниц путем подачи угля в количестве, превышающем расчет. При дальнейшем ухудшении качества угля, когда запас производительности мельниц полностью исчерпан, добавляется газомазутное топливо для восполнения недостающего количества тепла.

22. Расход газомазутного топлива на восполнение тепла для углей марки ОС, 2К определяется по номограмме согласно рисункам 2(а, б) приложения 2 к настоящей Методике и для углей марки Т по номограмме согласно рисункам 3(а, б) приложения 2 к настоящей Методике.

Номограммы построены в относительных величинах, поэтому применимы для углей с выходом летучих веществ менее 20% с различными качественными характеристиками при сжигании их на всех типах котлов.

23. Количество тепла, при сгорании угля представлено в долях расчетной ($Q_{н\text{ факт}}^p / Q_{н\text{ расч}}^p$) нагрузки котла – в долях номинального ($D_k / D_{ном}$) расхода угля при разных нагрузках и качестве угля – в процентах расчетного количества ($B_k / B_{к\text{ расч}}$). Запас по производительности мельниц оценивается коэффициентом K_3 , определяемым путем сопоставления потребности котла в топливе при расчетном его качестве и номинальной нагрузке котла с суммарной производительностью систем пылеприготовления по формуле:

$$K_3 = \frac{B_k}{B_{к\text{ расч}}} = \frac{B_{мц} n K_r}{B_{к\text{ расч}}}, \quad (1)$$

где $B_{к\text{ расч}}$ – расход угля расчетного качества при номинальной нагрузке котла, тонн/час, определяемый по формуле:

$$B_{к\text{ расч}} = B_{мц} \times K_r \quad (2)$$

B_k – расход топлива на котел, тонн/час;

где $B_{мц}$ – максимальная рабочая производительность мельницы по размолу $B_{мц}^{\text{раз}}$ или сушке $B_{мц}^{\text{суш}}$ (из двух полученных значений производительности мельницы в расчет принимается меньшее значение), тонн/час;

$B_{\text{мц}}^{\text{раз}}$ – максимальная рабочая размольная производительность мельницы, при условии обеспечения максимально возможного расхода сушильного агента и получения приемлемого качества пыли;

$B_{\text{мц}}^{\text{суш}}$ – максимальная рабочая сушильная производительность, определенная при максимальной температуре и расходе сушильного агента и минимальной температуре аэросмеси за мельницей при нормативных присосах;

n – количество систем пылеприготовления, установленных на котле;

K_r – средний коэффициент готовности системы пылеприготовления, характеризующий качество ремонта пылеприготовительного оборудования, мало зависит от типа мельниц и марки размалываемого топлива.

Для базовых режимов работы K_r принимается равным 0,9, что соответствует его среднему значению для большинства электростанций с удовлетворительной организацией ремонта. При переменном режиме работы оборудования по нагрузке в часы прохождения максимума K_r принимать равным 0,95. Во время работы котлов при сниженной нагрузке организуют ремонт пылеприготовительного оборудования. В случае невозможности обеспечения данных значений K_r приводится его фактическое значение с одновременным указанием мероприятий, направленных на его повышение.

24. Определение расхода топлива в схемах с бункерами проводится с учетом возможности накопления пыли в часы спада нагрузки и ее последующего использования в часы пик.

25. Для обеспечения работы всех горелок в возможно более широком диапазоне нагрузок с одинаковой подачей пыли в каждую горелку в пределах яруса или всех ярусов горелок обеспечиваются работы мельниц в режиме, способствующем получению пыли с минимальной влажностью (в пределах допустимых по взрывобезопасности) и оптимальной тонкостью помола. Производительность мельниц приводится в соответствие с потребностями котлов при сведении к минимуму число пусков и остановок в течение суток.

В левой части номограмм рисунков 2 (а, б) и 3, (а, б) приложения 2 к настоящей Методике представлена зависимость расхода угля от его качества (теплотворной способности).

В соответствии с параметрами согласно рисункам 3 (а, б) приложения 2 к настоящей Методике при нагрузке котла $0,9D_{\text{ном}}$ и снижении теплоты сгорания угля марки Т до $0,8 Q_{\text{н}}^{\text{р}}$ расч расход угля составит $1,14B_{\text{красч}}$.

По правой части номограмм в зависимости от K_3 определяется расход газомазутного топлива на восполнение недостающего количества тепла при угле ухудшенного качества. При тех же исходных данных ($D_{\text{к}} = 0,9D_{\text{ном}}$ и $Q_{\text{н факт}}^{\text{р}} = 0,8 Q_{\text{н}}^{\text{р}}$

расч при $K_3 = 1,0$ расход газомазутного топлива для углей марки 2К составит 16,7% расхода угля (в соответствии с рисунком 2б к настоящей Методике), или 14,3% всего расхода топлива в условном исчислении согласно рисунком 2а приложения 2 к настоящей Методике. Для углей марки 2К расход газомазутного топлива составит 13,8% расхода угля согласно рисунком 3б приложения 2 к настоящей Методике и 12,1% всего расхода топлива согласно рисунком 3а приложения 2 к настоящей Методике. При увеличении коэффициента запаса на 10% ($K_3 = 1,1$) расход газомазутного топлива снизится соответственно для углей марки 2К до 6,1% согласно рисунком 2б приложения 2 к настоящей Методике и 5,7% согласно рисунком 2а приложения 2 к настоящей Методике, а для углей марки Т до 3,4% согласно рисунком 3а приложения 2 к настоящей Методике и 3,3% согласно рисунком 3б приложения 2 к настоящей Методике.

Глава 6. Нормы расхода газомазутного топлива для обеспечения устойчивого горения в топочной камере

26. Для обеспечения устойчивого воспламенения и горения пыли в топке, предотвращения шлакования леток для котлов с жидким шлакоудалением при сжигании низкокачественных углей марок ОС, 2К и Т обеспечивается подогрев угольного факела высококалорийным газомазутным топливом.

27. Расход мазута определяется расчетным путем исходя из условий поддержания постоянной температуры в ядре факела отдельно для углей марки ОС, 2К и Т.

28. Зависимости расхода мазута от теплотворной способности углей марки ОС, 2К и Т представлены согласно рисункам 4 и 5 приложения 2 к настоящей Методике (в процентах от расхода условного топлива).

Расход газа увеличивается на 10% по сравнению с расходом мазута при одинаковых условиях.

29. Для устойчивого горения угля марки 2К (Куу-Чекинское месторождение угля) с теплотворной способностью $Q_{н\text{ факт}}^p = 3960$ ккал/кг при $D_k = 0,9D_{ном}$ требуется 22% мазута или 24,5% газа согласно рисунком 4 приложения 2 к настоящей Методике. Для устойчивого горения угля марки КО с теплотворной способностью $Q_{н\text{ факт}}^p = 4330$ ккал/кг (Карагандинский угольный бассейн) при $D_k = 0,9D_{ном}$ требуется 7,2% мазута или 8,5% газа согласно рисунком 5 приложения 2 к настоящей Методике от расхода топлива при этих условиях (в условном исчислении).

30. Примеры расчета норм расхода газомазутного топлива при сжигании каменных углей с выходом летучих веществ менее 20% на тепловых электростанциях приведены согласно приложению 3 к настоящей Методике.

к Методике расчета норм
расхода газомазутного топлива
при сжигании каменных углей
с выходом летучих веществ
менее 20% на тепловых
электростанциях

Таблица 1. Нормы расхода газомазутного топлива на одну растопку котла из холодного состояния (в пересчете на топливо, с теплотворной способностью равной 7000 килокалорий/килограмм (далее - ккал/кг))

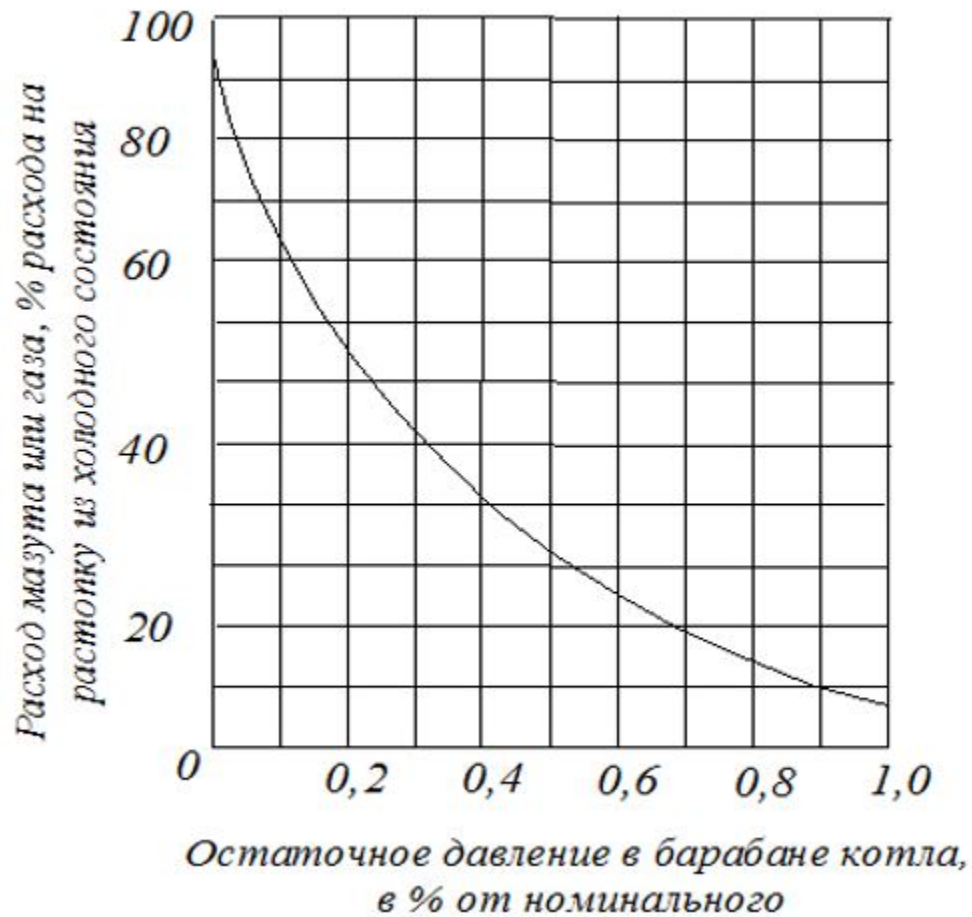
Производительность котла, тонн/час	Параметры пара		Норма, тонн
	Давление, мегапаскаль (далее – МПа) (килограмм сила/сантиметр квадрат (далее - кгс/см ²))	Температура, °С	
1	2	3	4
Котлы барабанные на давление пара 14 МПа (140 кгс/см ²)			
420	14(140)	560	60
320	14(140)	560	40
210	14(140)	560	25
Котлы барабанные на давление пара 10 МПа (100 кгс/см ²)			
430	10(100)	540	45
220-230	10(100)	510-540	20
160-170	10(100)	510-540	17
110-120	10(100)	510-540	12
Котлы барабанные на давление пара менее 4,5 МПа (45 кгс/см ²)			
200-220	3,1-3,5 (31-35)	420	14
150-190	3,2 - 3,5 (32 - 35)	420	11
110-140	3,3 - 3,5 (33 - 35)	400-425	9
70-90	3,9 - 4,5 (39 - 45)	420-450	7
50 и менее	-	440 и менее	3
Котлы прямоточные на давление пара 10 МПа (100 кгс/см ²)			
220-230	10(100)	510-540	14
Примечание - Для котлов, не вошедших в табл. 1, норма расхода газомазутного топлива принимается равной норме ближайшего по параметрам котла и техническим условиям изготовителя оборудования			

Таблица 2. Нормы расхода газомазутного топлива на один пуск блока из холодного состояния (в пересчете на топливо, с теплотворной способностью равной 7000 ккал/кг)

Мощность блока, Мега Ватт (далее – МВт)	Норма, тонн			
	Моноблоки	Дубль-блоки		
		Всего	В том числе	
			I корпус	II корпус
200	105	—	—	—
300	—	190	120	70
500	300	190	120	—

Приложение 2
к Методике расчета норм расхода
газодизельного топлива при сжигании
каменных углей с выходом летучих
веществ
менее 20% на тепловых
электростанциях

Рисунок 1. Расход мазута или газа на растопку котлов из холодного состояния



Расход мазута на технологические нужды

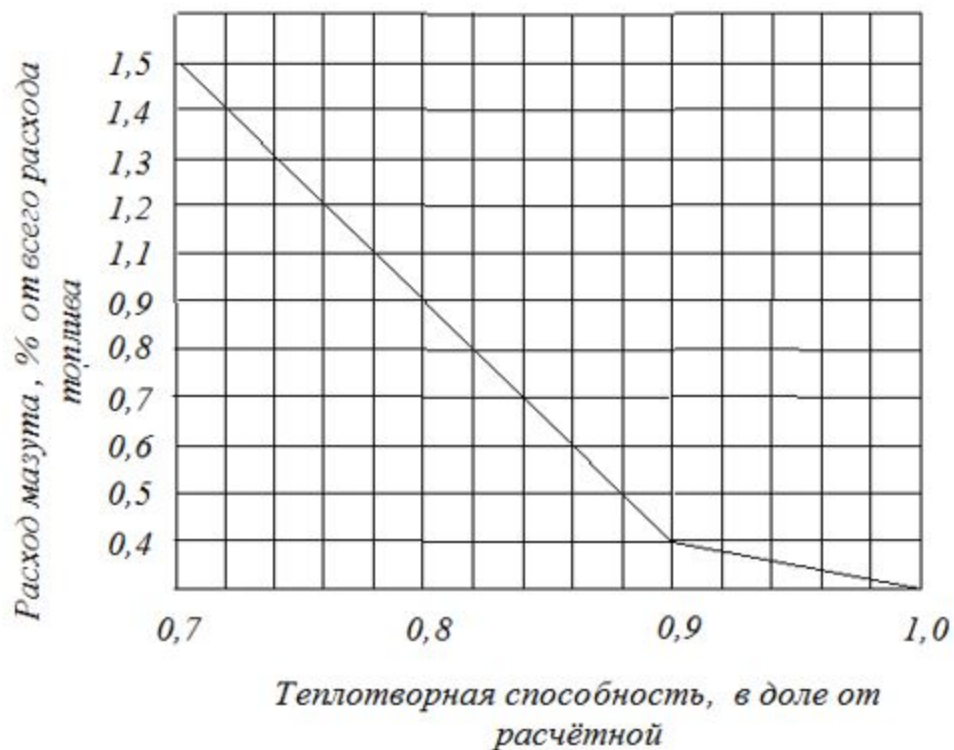
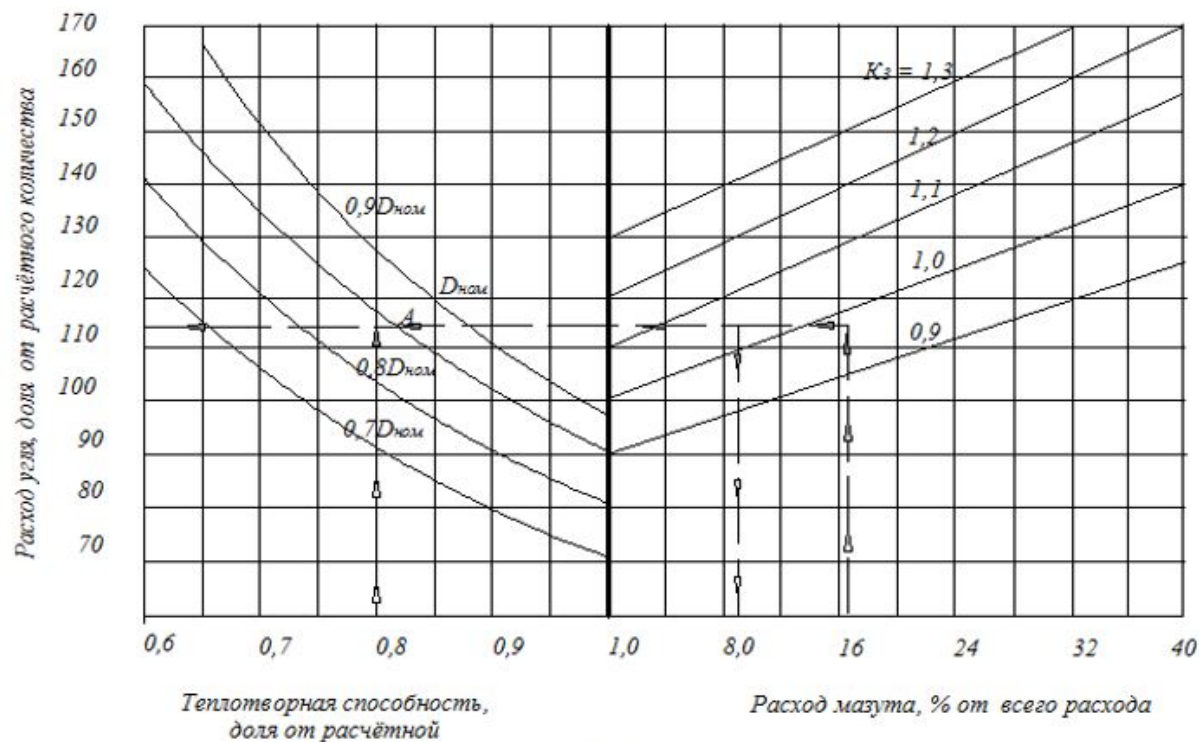


Рисунок 2. Номограмма определения расхода газомазутного топлива для восполнения недостающего количества тепла при сжигании углей марки 2К, ОС ухудшенного качества.

В процентах от расхода всего топлива в условном исчислении



В процентах от расхода угля в условном исчислении.

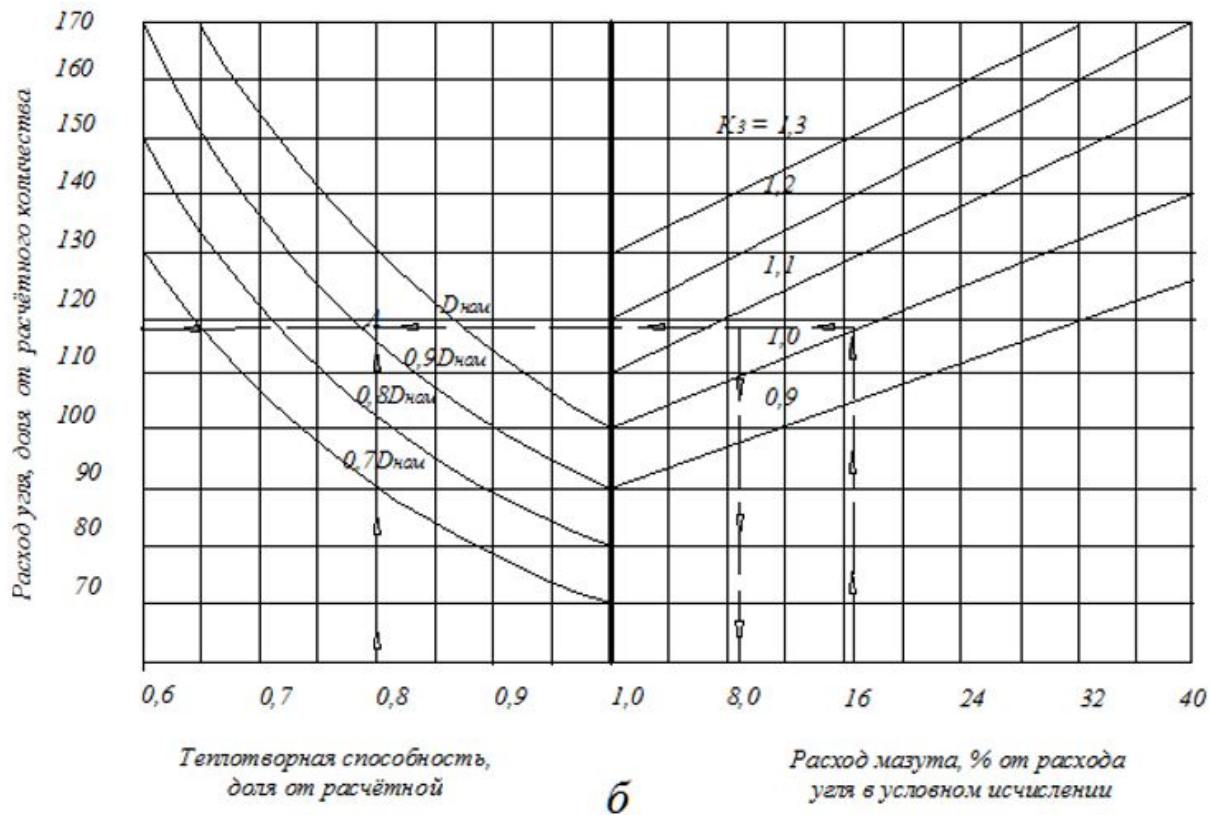
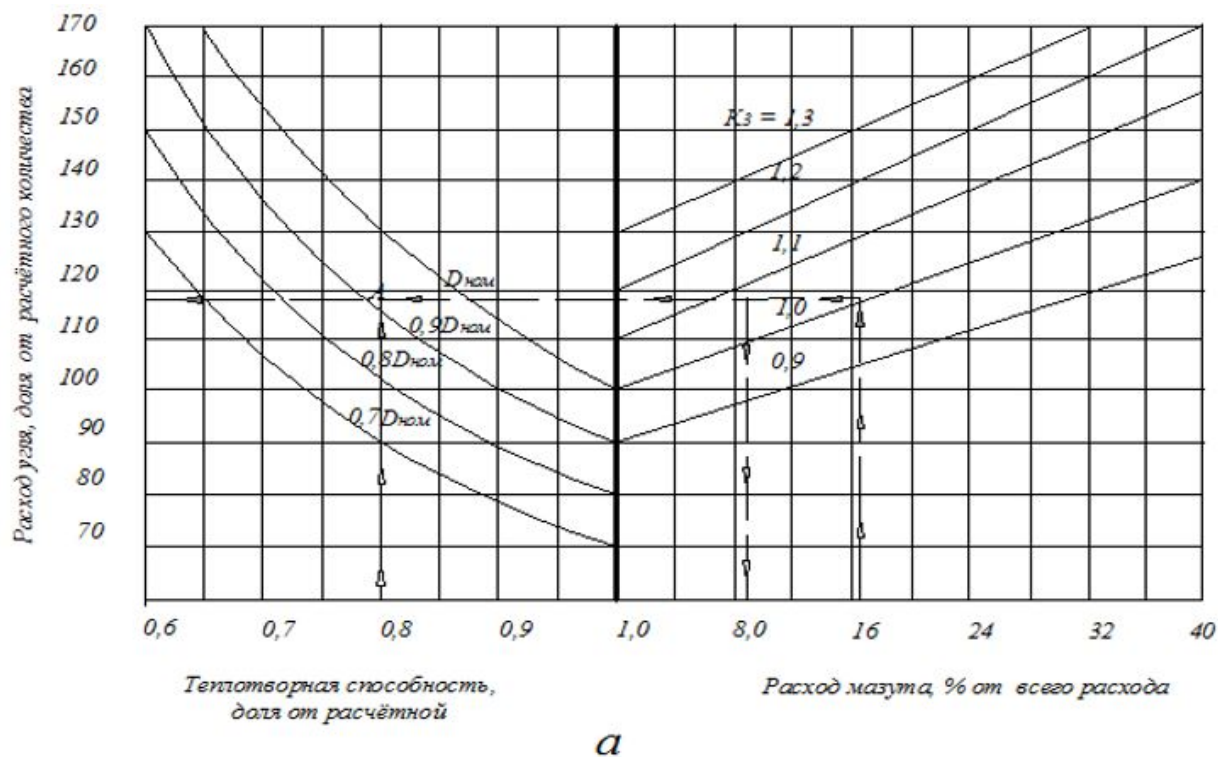


Рисунок 3. Номограмма определения расхода газомазутного топлива для восполнения недостающего количества тепла при сжигании углей марки 2К, Т и ОС ухудшенного качества.

В процентах от расхода всего топлива в условном исчислении.



В процентах от расхода угля в условном исчислении.

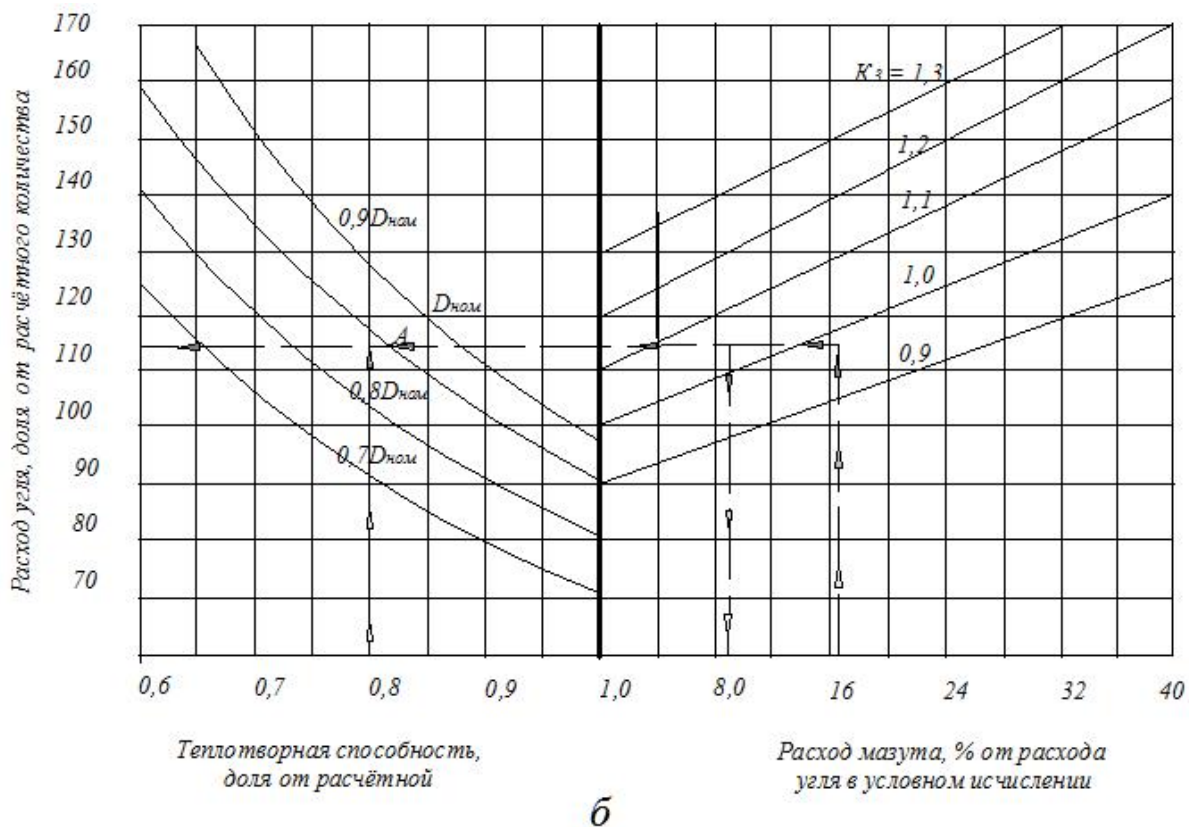


Рисунок 4. Расход мазута на подогрев факела для обеспечения устойчивого горения в топочной камере углей марки ОС, Т.

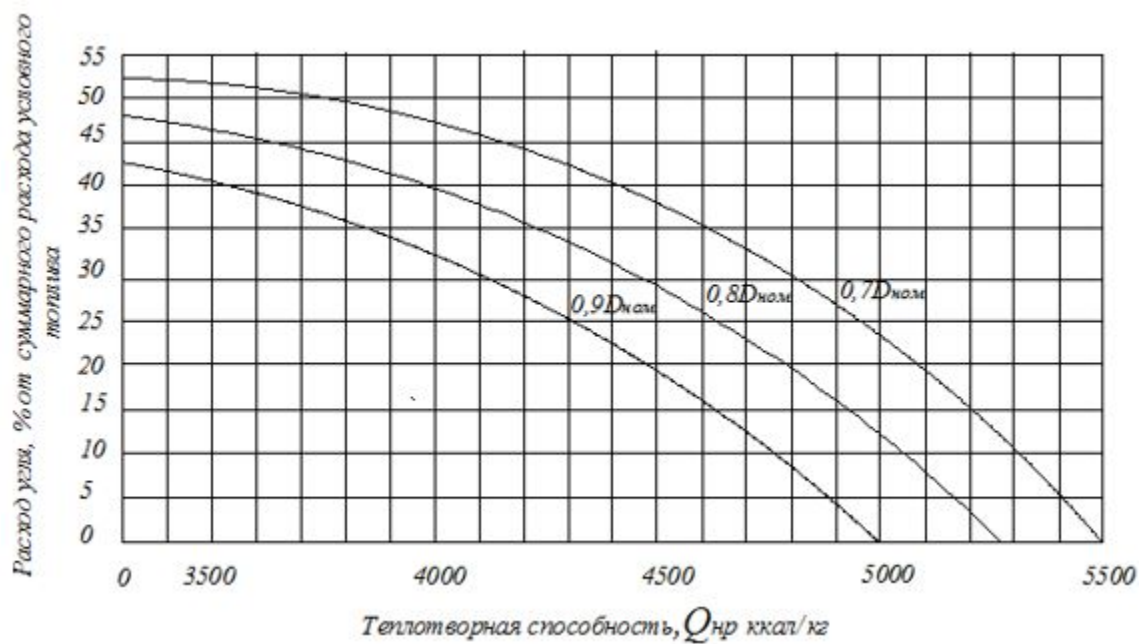
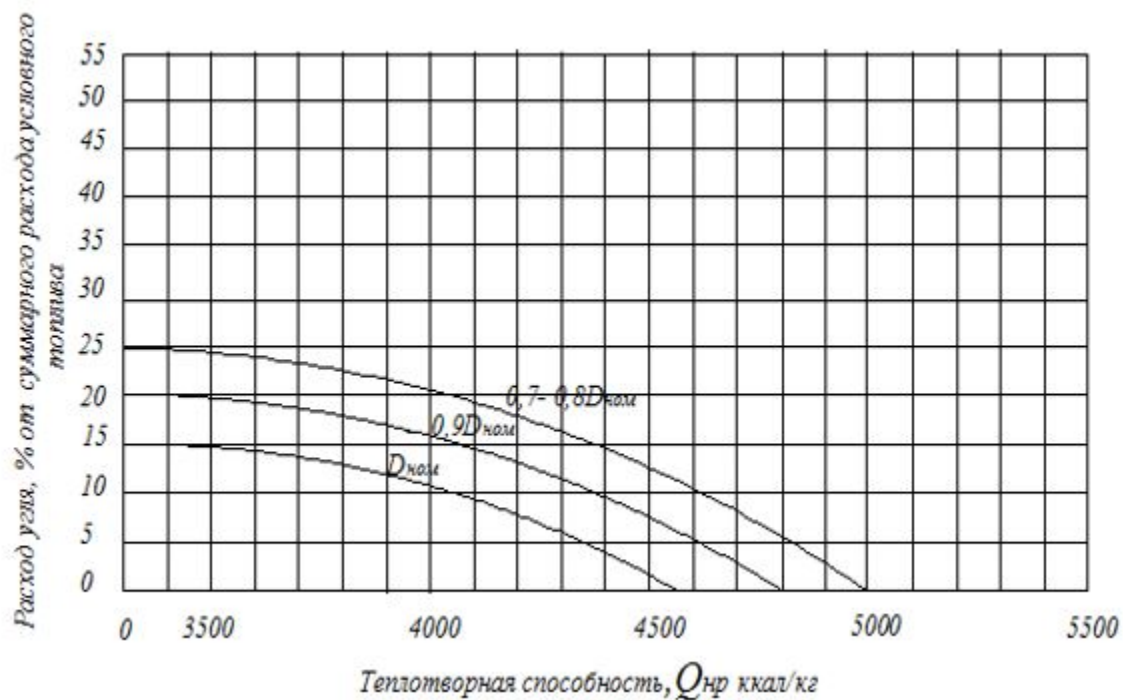


Рисунок 5. Расход мазута на подогрев факела для обеспечения устойчивого горения в топочной камере углей марки 2К.



Приложение 3
к Методике расчета норм расхода
газотопливного топлива при сжигании
каменных углей с выходом летучих
веществ
менее 20% на тепловых
электростанциях

Примеры расчета норм расхода газомазутного топлива при сжигании каменных углей с выходом летучих веществ менее 20% на тепловых электростанциях

1. Расчет среднесуточного расхода мазута для однокорпусного прямоточного котла паровой котел-33 с жидким шлакоудалением при различных нагрузках. Расчет среднесуточного расхода мазута для котла паровой котел-33 однокорпусного с жидким шлакоудалением, $D_{\text{ном}} = 640$ тонн/час, работающего в блоке с турбиной 200 МВт:

1) расчетное топливо – Карагандинский уголь марки Т, с расчетной теплотой сгорания, равной $Q_{\text{н расч}}^p = 4150$ ккал/кг, расчетный расход топлива при проектном качестве угля $B_{\text{красч}} = 86,5$ тонн/час;

2) фактическое топливо – Карагандинский уголь марки Т, с расчетной теплотой сгорания, равной $Q_{\text{н расч}}^p = 3818$ ккал/кг, что составляет 0, $Q_{\text{н расч}}^p$;

3) режим работы котла $t_1 = 10$ ч при $D_1 = 0,8D_{\text{ном}}$, $t_2 = 10$ ч с нагрузкой $D_2 = 0,9D_{\text{ном}}$, $t_3 = 4$ ч с нагрузкой $D_3 = D_{\text{ном}}$;

4) среднесуточная нагрузка котла, тонн/час, определяется по формуле:

$$D_{\text{к}}^{\text{ср}} = \frac{\tau_1 D_1 + \tau_2 D_2 + \tau_3 D_3}{\tau_1 + \tau_2 + \tau_3} \quad (1)$$

$$D_{\text{к}}^{\text{ср}} = \frac{10 \cdot 0,8 + 10 \cdot 0,9 + 4 \cdot 1}{24} = 0,88 D_{\text{ном}} ;$$

5) на котле установлены две шаровые барабанные мельницы Ш-50 с промежуточными бункерами. Вместимость бункера по пыли $V_{\text{макс}} = 250$ тонн, минимальный запас пыли в каждом бункере, обеспечивающий устойчивую работу питателей пыли, $V_{\text{мин}} = 150$ тонн, расходный запас пыли в одном бункере $V_{\text{макс}} - V_{\text{мин}} = 100$ тонн, в двух бункерах $2(V_{\text{макс}} - V_{\text{мин}}) = 200$ тонн, производительность мельницы $B_{\text{мц}} = 50$ тонн/час с коэффициентом готовности $K_{\text{г}} = 0,96$. Коэффициент запаса производительности мельниц, определяется по формуле:

$$K_{\text{з}} = \frac{B_{\text{мц}} \cdot n \cdot K_{\text{г}}}{B_{\text{красч}}} \quad (2)$$

$$K_s = \frac{50 \cdot 2 \cdot 0,95}{86,5} = 1,1$$

2. Определение расхода мазута:

1) норма расхода мазута при нагрузке $0,8D_{\text{ном}}$ принимается равной расходу мазута, обеспечивающего устойчивое горение $H_1 = 17\%$ (в соответствии с рисунком 4 приложения 2 к настоящей Методике). Мазут для восполнения недостающего количества угольной пыли при данных параметрах работы котла не требуется (в соответствии с рисунком 2, а приложения 2 к настоящей Методике);

2) норма расхода мазута при $0,9D_{\text{ном}}$ принимается равной расходу мазута, обеспечивающего устойчивое горение $H_2 = 10\%$ (в соответствии с рисунком 4 приложения 2 к настоящей Методике). Этот расход одновременно восполняет недостающее количество угольной пыли, равное $5,7\%$ (в соответствии с рисунком 2, а приложения 2 к настоящей Методике);

3) норма расхода мазута при $D_{\text{ном}}$ принимается равной минимальному расходу мазута, обеспечивающему поддержание устойчивого горения в топочной камере $H_{3\text{мин}} = 10\%$ (в соответствии с рисунком 4 приложения 2 к настоящей Методике);

4) расход мазута для восполнения недостающего количества угольной пыли (в соответствии с рисунком 2, а приложения 2 к настоящей Методике) $H_{3\text{макс}} = 15,2\%$ всего условного топлива, который составляет $129,7\%$ от расчетного расхода топлива, $B_{\text{к расч}} = 86,5$ тонн/час или $B_{\text{к фак}} = 112,2$ тонн/час в условном исчислении $B_{\text{к фак}} = 129,7 \cdot 3818 / 7000 = 74,4$ тонн/час;

5) в случае, если в бункерах скопился запас угольной пыли, недостающее количество угольной пыли определяется по формуле:

$$B_{\text{п}}^3 = \frac{(H_{3\text{макс}} - H_{3\text{мин}}) \cdot B_{\text{к фак}} \cdot n \cdot 7000}{100 \cdot Q_{\text{н фак}}^p} \quad (3)$$

$$B_{\text{п}}^3 = \frac{(15,2 - 10) \cdot 74,4 \cdot 4 \cdot 7000}{100 \cdot 3818} = 25,4$$

тонны;

6) минимальная норма расхода мазута за сутки, в%, для поддержания устойчивого горения, определяется по формуле:

$$B_{\text{маз}}^{\text{мин}} = \frac{\tau_1 D_1 H_1 + \tau_2 D_2 H_2 + \tau_3 D_3 H_3}{24 D_{\text{к}}^{\text{ср}}} \quad (4)$$

$$B_{\text{маз}}^{\text{мин}} = \frac{10 \cdot 0,8 \cdot 17 + 10 \cdot 0,9 \cdot 10 + 4 \cdot 1,0 \cdot 10}{24 \cdot 0,88} = 12,6\%$$

;

7) суммарный расход топлива за сутки при средней нагрузке котла, равной $D_{\text{к}}^{\text{ср}} = 0,88 D_{\text{ном}}$ и $Q_{\text{н факт}}^{\text{р}} = 0,8 Q_{\text{н расч}}^{\text{р}}$ (в соответствии с рисунком 2, а приложения 2 к настоящей Методике) – 114,1% расчетного расхода топлива $V_{\text{сут}} = 114,1 \cdot 86,5 \cdot 24 / 100 = 2368,7$ тонн, в условном исчислении расход топлива составит $V_{\text{сут}}^{\text{усл}} = 2368,7 \cdot 4640 / 7000 = 1570,1$ тонн;

8) максимальный суточный расход угля в условном исчислении составит $V_{\text{уг}}^{\text{усл}} = V_{\text{сут}} - B_{\text{маз}}^{\text{мин}} = (100 - 12,6) \cdot 1570,1 / 100 = 1372,3$ тонн, в натуральном исчислении $V_{\text{уг}}^{\text{сут}} = 1372,3 \cdot 7000 / 4640 = 2070$ тонн;

9) номинальная производительность двух мельниц, установленных на котле, за сутки составит:

$$V_{\text{мц}}^{\text{су}} = 50 \cdot 2 \cdot 0,95 \cdot 24 = 2280 \text{ тонн};$$

10) в течение суток в бункерах скапливается достаточный запас угольной пыли и мазута для восполнения недостающего количества угольной пыли не требуется:

$$V_{\text{мцн}}^{\text{сут}} - V_{\text{уг}}^{\text{сут}} = 2280 - 2070 = 210 \text{ тонн};$$

11) суммарный расход мазута за сутки (в условном исчислении):

$$B_{\text{маз}}^{\text{сут}} = \frac{V_{\text{усл}}^{\text{сут}} \cdot B_{\text{маз}}^{\text{макс}}}{100}$$

(5)

$$B_{\text{маз}}^{\text{сут}} = \frac{1570,1 \cdot 12,6}{100} = 190,0, \text{ тонн}$$

3. Расчет среднесуточного расхода мазута для прямоточного однокорпусного котла П-50 составит $D_{\text{ном}} = 950$ тонн/час, с жидким шлакоудалением при различных нагрузках:

1) расчетное топливо – Куучикенский каменный уголь марки 2К, с теплотворной способностью, равной $Q_{\text{н расч}}^{\text{р}} = 3960$ ккал/кг, расчетный расход топлива при проектном качестве угля $B_{\text{красч}} = 115,0$ тонн/час;

2) фактическое топливо – Куучикенский каменный уголь марки 2К, с теплотворной способностью, равной $Q_{\text{н расч}}^{\text{р}} = 3168$ ккал/кг, что составляет $0,8 Q_{\text{н расч}}^{\text{р}}$;

3) режим работы котла $t_1 = 9$ ч с нагрузкой $D_1 = 0,8 D_{\text{ном}}$, $t_2 = 15$ ч с нагрузкой $D_2 = D_{\text{ном}}$;

4) среднесуточная нагрузка котла:

$$D_{\text{к}}^{\text{ср}} = \frac{\tau_1 D_1 + \tau_2 D_2}{\tau_1 + \tau_2} = \frac{9 \cdot 0,8 + 15 \cdot 1,0}{24} = 0,93 D_{\text{ном}}$$

;

5) суммарный расход топлива за сутки при $D_{\text{к}}^{\text{ср}} = 0,93 D_{\text{ном}}$ и фактической теплотворной способности $Q_{\text{н факт}}^{\text{р}} = 0,8 Q_{\text{н расч}}^{\text{р}}$ (в соответствии с рисунком 3, а приложения 2 к настоящей Методике) - $117,6\%$ расчетного $B_{\text{сут}} = 117,6 \cdot 116 \cdot 24 / 100 = 3274$ тонн в условном исчислении:

$$B_{\text{сут}}^{\text{усл}} = 3274 \cdot 4720 / 7000 = 2207,6 \text{ тонны};$$

6) для каждого котла установлены две шаровые барабанные мельницы шаровая барабанная мельница-50 с промежуточными бункерами. Вместимость промбункера по пыли $V_{\text{макс}} = 250$ тонн, минимальный запас пыли в каждом бункере, обеспечивающий устойчивую работу питателей пыли, $V_{\text{мин}} = 150$ тонн;

7) расходный запас пыли в бункере $V_{\text{макс}} - V_{\text{мин}} = 250 - 150 = 100$ тонн, в двух бункерах, $2(V_{\text{макс}} - V_{\text{мин}}) = 200$ тонн;

8) производительность мельницы $B_{\text{мц}} = 72$ тонн/час с коэффициентом готовности $K_{\text{г}} = 0,9$;

9) коэффициент запаса мельниц:

$$K_{\text{з}} = \frac{B_{\text{мц}} \cdot n \cdot K_{\text{г}}}{B_{\text{красч}}} = \frac{72 \cdot 2 \cdot 0,9}{116} = 1,1$$

;

10) производительность двух мельниц, за сутки:

$$B_{\text{мц}}^{\text{сут}} = 72 \cdot 2 \cdot 0,9 \cdot 24 = 3456 \text{ тонн};$$

4. Определение расхода мазута:

1) норма расхода мазута при $0,8D_{\text{ном}}$ принимается равной расходу мазута, обеспечивающая устойчивое горение в топочной камере $H_1 = 9,8\%$ (в соответствии с рисунком 5, приложения 2 к настоящей Методике). Мазут для восполнения недостающего количества угольной пыли при данных параметрах работы котла не требуется (в соответствии с рисунком 3 б приложения 2 к настоящей Методике);

2) норма расхода мазута при $D_{\text{ном}}$ равна расходу мазута для восполнения недостающего тепла от угольной пыли $H_2 = 13\%$ (в соответствии с рисунком 3 б б приложения 2 к настоящей Методике), так как мазут для поддержания устойчивого горения в топочной камере не требуется (в соответствии с рисунком 5 приложения 2 к настоящей Методике). Расход мазута на технологические нужды составляет 3%. В рассматриваемой схеме имеются бункера для накопления угольной пыли. В зависимости от количества накопленной пыли H_2 снижается, но не ниже 3%;

3) минимальная норма расхода мазута за сутки, на поддержание устойчивого горения и технологические нужды:

$$B_{\text{маз}}^{\text{мин}} = \frac{\tau_1 D_1 H_1 + \tau_2 D_2 H_2}{24 D_{\text{к}}^{\text{сп}}} = \frac{9 \cdot 0,8 \cdot 9,8 + 15 \cdot 1,0 \cdot 3}{24 \cdot 0,93} = 5,2\%$$

;

4) Суточный расход угля в условном исчислении:

$$B_{\text{уг}}^{\text{усл}} = B_{\text{усл}}^{\text{сут}} - B_{\text{маз}}^{\text{мин}} = (100 - 5,2) \cdot 2270,6/100 = 2092,8 \text{ тонн};$$

5) производительность двух мельниц за сутки $B_{\text{мц}}^{\text{сут}} = 3456$ тонн, что превышает фактический расход на $B_{\text{мц}}^{\text{сут}} - B_{\text{уг}}^{\text{усл}} = 3456 - 3103,7 = 352,3$ тонн угольной пыли. При расходном запасе угольной пыли в двух бункерах составит $(V_{\text{макс}} - V_{\text{мин}})2 = 200$ тонн. Рекомендуется среднесуточную производительность мельницы снизить с 72 тонн/час до 40,9 тонн/час. Мазута на восполнение недостающего количества угольной пыли не требуется;

б) суммарный расход мазута за сутки (в условном исчислении) составит:

$$B_{\text{маз}}^{\text{сут}} = \frac{B_{\text{усл}}^{\text{сут}} \cdot B_{\text{маз}}^{\text{макс}}}{100} = \frac{2207,6 \cdot 5,2}{100} = 114,8$$

тонн;

7) при использовании вместо мазута газа, его расход выше на 10%:

$$B_{\text{газ}}^{\text{сут}} = 110 \cdot 114,8/100 = 126,3 \text{ тонн}.$$

Методика расчета норм расхода пара и конденсата на собственные нужды энергоблоков тепловых электростанций

Глава 1. Общие положения

1. Настоящая Методика расчета норм расхода пара и конденсата на собственные нужды энергоблоков тепловых электростанций (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. Методика может применяться на вновь проектируемые, действующие, расширяемые и реконструируемые тепловые электростанции.

3. В настоящей Методике применяются следующие основные понятия и определения:

1) энергетическая характеристика оборудования - комплекс зависимостей технико-экономических показателей его работы в абсолютном или относительном исчислении от нагрузки при оптимальных режимах работы принятой тепловой схемой, фиксированных значениях внешних факторов, состоянии оборудования и уровне его эксплуатации;

2) внешние факторы – объективные факторы, влияющие на экономичность работы оборудования, значения которых не зависят от деятельности производственного персонала электростанций;

3) группа оборудования – совокупность конденсационных турбоагрегатов или турбоагрегатов с регулируемым отбором пара с одинаковыми параметрами свежего пара (для энергоблоков одинаковой мощностью), всех котлов (как пылеугольных, так и газомазутных), обеспечивающих работу данных турбоагрегатов;

4) подгруппа энергоблоков – совокупность только пылеугольных или газомазутных котлов и работающих совместно с ними конденсационных или теплофикационных турбоагрегатов с соответствующим давлением свежего пара и одинаковой мощностью;

5) подгруппа оборудования с поперечными связями – совокупность конденсационных или теплофикационных турбоагрегатов с одинаковыми параметрами свежего пара и котлов, обеспечивающих работу данных турбоагрегатов;

б) пылеугольная подгруппа оборудования с поперечными связями - подгруппа оборудования, работающая на общий коллектор свежего пара с применением пылеугольных и газомазутных котлов.

Глава 2. Составляющие расхода тепла (пара) на собственные нужды тепловых электростанций и технологических потерь при его выработке

4. Персонала, занимающимся нормированием, контролем и анализом расхода тепла (пара) и конденсата на собственные нужды энергообъекта с учетом местных условий работы осуществляется расчет норм расхода пара и конденсата.

5. В собственные нужды турбоагрегатов (

Q_T^{CH}

) включаются виды расходов тепла:

1) на турбопривод циркуляционных, конденсатных и других насосов, относящихся к турбинной установке (за исключением питательных насосов);

2) на пуски турбоагрегатов, включая прогрев паропроводов, разогрев и разворот турбин, прогрев вспомогательного оборудования до включения генераторов в сеть;

3) на отопление производственных помещений турбинной установки и электроцеха;

4) связанного с работой генератора в моторном режиме для резервирования мощности без потребления или выработки реактивной мощности.

6. В расход тепла на собственные нужды энергетических котлов (

Q_K^{CH}

) включаются затраты (включая потери), обеспечивающие:

1) слив и предварительный подогрев мазута -

Q_{MK}

;

2) размораживание твердого топлива -

Q_{PM}

;

3) распыление мазута в форсунках и охлаждение неработающих форсунок -

Q_F^{CH}

;

4) предварительный подогрев воздуха в калориферах -

Q_{KF}^{CH}

*.

;

5) транспорт угольной пыли к горелкам -

Q_{KF}^{CH}

*.

;

б) подавление оксидов азота, образующихся при сжигании топлива -

$Q_{\text{NO}_x}^{\text{CH}}$

;

7) турбопривод питательных насосов -

$Q_{\text{ПН}}$

и воздуходувок -

$Q_{\text{ВД}}$

;

9) отопление производственных помещений котельного, химического и топливно-транспортного цехов -

$Q_{\text{K}}^{\text{ОТОП}}$

;

10) пуски котлов -

$Q_{\text{K пуск}}^{\text{CH}}$;

;

11) обдувку и расшлаковку котлов -

$Q_{\text{обд}}^{\text{CH}}$

;

12) прочие расходы и технологические потери тепла, (не указанные выше) связанные с выработкой пара котлами -

$Q_{\text{K проч}}^{\text{CH}}$

.

7. В собственные нужды энергетических котлов включаются потери тепла, связанные с подготовкой добавки химически очищенной, обессоленной воды и дистиллята, восполняющие внутристанционные потери пара, конденсата и питательной воды -

$Q_{\text{вн}}$

.

8. Технологические потери теплоэнергии, при выработке (отпуске):

1) от наружного охлаждения паропроводов отборов и противодавления турбин до точки измерения отпуска пара потребителям;

2) от наружного охлаждения редукционно-охладительных установок, обеспечивающих отпуск теплоэнергии, и паропроводов до коллектора или точки измерения отпуска пара потребителям или подогревателей сетевой воды;

3) от наружного охлаждения основных и пиковых подогревателей сетевой воды, паропроводов к ним и конденсатопроводов от них к деаэратору или системе регенерации турбин, трубопроводов сетевой воды от точки измерения температуры обратной сетевой воды до точки измерения температуры прямой сетевой воды;

4) от наружного охлаждения паропреобразовательных установок, паропроводов к ним, и от них до точки измерения отпуска пара потребителям, конденсатопроводов от них к деаэратору или системе регенерации турбин;

5) при подготовке химически очищенной воды для подпитки теплосети, химически обессоленной воды или дистиллята для восполнения невозврата конденсата от тепловых потребителей;

6) при очистке возвращаемого потребителями загрязненного конденсата;

7) с продувкой паропреобразовательных установок;

8) с продувкой котлов, увеличенной против нормы вследствие ухудшения качества питательной воды из-за невозврата конденсата с производства;

9) от наружного охлаждения деаэраторов подпитки теплосети, паро- и трубопроводов к ним и от них, потери с выпаром этих деаэраторов;

10) при поддержании положительной температуры в газоходах неработающих пиковых водогрейных котлов и расход тепла на собственные нужды пиковой водогрейной котельной (далее – ПВК) (включая слив и подогрев сожженного мазута, отопление производственных помещений).

9. В расход тепла на собственные нужды энергетических котлов

Q_K^{CH}

включаются его затраты (включая потери):

$$Q_K^{CH} = Q_{MX} + Q_{PM} + Q_{\Phi}^{CH} + Q_{KF}^{CH} + Q_{KP}^{CH} + Q_{NO_x}^{CH} + Q_{ПТН} + \\ + Q_{ТВД} + Q_K^{ОТОП} + Q_{K\text{ пуск}}^{CH} + Q_{Обд}^{CH} + Q_{K\text{ проч}}^{CH} + Q_{ВН}$$

(1)

10. В расход тепла слив и предварительный подогрев мазута -

Q_{MX}

:

$$Q_{MX} = [D_{MX} i_{MX} - G_{MX} i_{MX} - (D_{MX} - G_{MX}) i_{исх}] 10^{-3}$$

(2)

11. В расход тепла размораживание твердого топлива -

Q_{PM}

:

$$Q_{PM} = [D_{PM} i_{PM} - G_{PM} i_{к PM} - (D_{PM} - G_{PM}) i_{исх}] 10^{-3}$$

(3)

12. В расход тепла распыл мазута в форсунках и охлаждение неработающих форсунок -

$$Q_{\Phi}^{CH}$$

:

$$Q_{\Phi}^{CH} = (B_{\text{нат}}^M d_{\Phi} + D_{\Phi}^{\text{охл}})(i_{\Phi} - i_{\text{исх}})10^{-3}$$

(4)

$$Q_{\Phi}^{CH} = Q_{\Phi} \frac{i_{\Phi} - i_{\text{исх}}}{i_{\Phi} - i_{\text{ух}}}$$

(5)

13. В расход тепла предварительный подогрев воздуха в калориферах -

$$Q_{\text{кф}}^{CH}$$

*:

$$Q_{\text{кф}}^{CH} = Q_{\text{кф}} + Q_{\text{кф}}^{\text{пот}}$$

(6)

14. В расход тепла транспорт угольной пыли к горелкам -

$$Q_{\text{кп}}^{CH}$$

*:

$$Q_{\text{кп}}^{CH} = B_{\text{нат}}^{\text{тв}} d_{\text{кп}} (i_{\text{кп}} - i_{\text{исх}})10^{-3}$$

(7)

$$Q_{\text{кп}}^{CH} = Q_{\text{кп}} \frac{i_{\text{кп}} - i_{\text{исх}}}{i_{\text{кп}} - i_{\text{ух}}}$$

(8)

15. В расход тепла подавление оксидов азота, образующихся при сжигании топлива -

$$Q_{\text{NO}_x}^{CH}$$

:

$$Q_{\text{NO}_x}^{CH} = B_{\text{нат}} d_{\text{NO}_x} (i_{\text{NO}_x} - i_{\text{исх}})10^{-3}$$

(9)

$$Q_{\text{NO}_x}^{CH} = Q_{\text{NO}_x} \frac{i_{\text{NO}_x} - i_{\text{исх}}}{i_{\text{NO}_x} - i_{\text{ух}}}$$

(10)

16. В расход тепла обдувку и расшлаковку котлов -

$Q_{обд}^{сн}$

:

$$Q_{обд}^{сн} = [D_{обд}(i_{обд.п} - i_{исх}) + G_{обд}(i_{обд.в} - i_{исх})] \cdot 10^{-3}$$

(11)

$$Q_{обд}^{сн} = Q_{обд.п} \frac{i_{обд.п} - i_{исх}}{i_{обд.п} - i_{ух}} + Q_{обд.в} \times \frac{i_{обд.в} - i_{исх}}{i_{ух} - i_{обд.в}}$$

(12)

где

 $D_{мх}$ и $i_{мх}$, $D_{рм}$ и $i_{рм}$

- количество тонн (далее - т) и энтальпия килокалорий/килограмм (килоджоуль/килограмм) (далее - ккал/кг (кДж/кг)) пара, поданного соответственно на мазутное хозяйство и размораживающее устройство;

 $G_{мх}$ и $i_{кмх}$, $G_{рм}$ и $i_{крм}$

- количество (т) и энтальпия ккал/кг (кДж/кг) конденсата, возвращаемого соответственно с мазутного хозяйства и размораживающего устройства;

 $i_{исх}$

- энтальпия исходной воды (воды в "холодном" источнике), ккал/кг (кДж/кг);

 $Q_{кф}^{пот}$

- потери тепла (в калориферах, конденсаторах турбин, блочной обессоливающей установке), сопровождающие подогрев воздуха в калориферах, Гигакалорий (Гигаджоуль) (далее - Гкал (ГДж)).

17. Расход тепловой энергии на собственные нужды котельных определяется опытным (режимно-наладочные и (или) балансовые испытания) или расчетным методом.

18. Общий расход тепловой энергии на собственные нужды определяется по формуле:

$$Q_{сн} = \sum_{i=1}^N Q_{снi}$$

(13)

где $Q_{снi}$ - тепловые потери на i-е нужды, Гкал;

N - количество статей расхода на собственные нужды котельной.

При расчетном определении расхода тепловой энергии на собственные нужды котельной используются зависимости, которые приводятся в пунктах 20-41 настоящей Методики.

19. Расчеты расхода тепловой энергии на собственные нужды производятся на каждый месяц и в целом на год. При этом расчеты по отдельным статьям расхода тепловой энергии могут выполняться в целом за год с распределением его по месяцам пропорционально определяющему показателю (выработка тепловой энергии; число часов работы; количество пусков; температура наружного воздуха; длительность отопительного периода и др.).

Исходные данные и результаты расчета по элементам затрат заносятся согласно таблице 1 приложения 1 к настоящей Методике.

20. Потери тепловой энергии с продувочной водой, (Гкал), зависят от периодичности и продолжительности продувки котла и определяются по формуле:

$$Q_{\text{прод}} = \sum_{i=1}^{I_k} K_{\text{прод}i} \cdot Q_{\text{им}} \quad (14)$$

где $K_{\text{прод}i}$ - коэффициент продувки i -го котла, принимаемый для непрерывной продувки паровых котлов - 0,01, для периодической продувки паровых котлов - 0,005, водогрейных котлов - 0,003;

$Q_{\text{им}}$ - количество тепловой энергии, Гкал, произведенное котлом за расчетный период;

I_k - количество котлов.

21. Расход тепловой энергии за расчетный период на растопку котлов $Q_{\text{раст}}$, Гкал, определяется:

$$Q_{\text{раст}} = \sum_{i=1}^{I_k} Q_{\text{ки}} \cdot (K' \cdot N_i' + K'' \cdot N_i'') \quad (15)$$

Где $Q_{\text{ки}}$ часовая выработка тепловой энергии i -м котлом (по паспортной характеристике), Гкал;

K' - доля расхода тепловой энергии на одну растопку котла после простоя до 12 ч (из горячего состояния), принимаемая в отопительном периоде - 0,3, в неотапительном - 0,2;

N_i' - количество растопок из горячего состояния в расчетном периоде;

K'' - доля расхода тепловой энергии на одну растопку котла после простоя свыше 12 ч (из холодного состояния), принимаемая в отопительном периоде - 0,65, в неотопительном - 0,45;

N''_i - количество растопок из холодного состояния в расчетном периоде.

22. Расчетное количество растопок котлов определяется по отчетным данным базового года с внесением коррективов по прогнозируемому режиму потребления тепловой энергии потребителями в расчетном периоде.

23. Расход тепловой энергии на обдувку поверхностей нагрева паровых котлов, $G_{\text{кал}}$, определяют по формуле:

$$Q_{\text{обд}} = K_{\text{обд}} \cdot \sum_{i=1}^{I_k} G_{ki}^{cp} \cdot (i_n - i_{нс}) \cdot r_{ki} \cdot 10^{-3} \quad (16)$$

где $K_{\text{обд}}$ - коэффициент обдувки, принимаемый в размере 0,002 при сжигании твердого топлива и 0,003 - при сжигании мазута;

G_{ki} - средняя за время работы производительность i -го котла, т/ч;

r_{ki} - продолжительность работы i -го котла, часов;

$i_n, i_{пв}$ - энтальпия соответственно пара, используемого для обдувки, и питательной воды, ккал/кг;

I_k - количество котлов.

24. Суммарное нормативное количество тепла

$Q_{\text{мк}}^{п(пр)}$

[Гкал (ГДж)], содержащееся в поданном на мазутное хозяйство паре за отчетный (расчетный) период (месяц, квартал, год), определяется по формуле:

$$Q_{\text{мк}}^{п(пр)} = (Q_{\text{сл}} + Q_{\text{под}} + Q_{\text{тр}}^м + Q_{\text{тр}}^п + Q_{\text{хр}} + Q_{\text{псу}}^р + Q_{\text{мк}}^р) 1,01, \quad (17)$$

где $Q_{\text{сл}}$ - расход тепла при сливе мазута из железнодорожных цистерн и пропарке их после слива;

$Q_{\text{под}}$ - расход тепла при подогреве в подогревателях подаваемого на сжигание мазута;

$Q_{\text{тр}}^м$

- расход тепла при транспортировке мазута по трубопроводам;

$Q_{\text{тр}}^п$

- расход тепла при транспортировке пара по трубопроводам;

$Q_{\text{хр}}$ - расход тепла при хранении мазута в резервуарах;

$Q_{\text{псу}}^{\text{р}}$

- расход тепла при поддержании приемно-сливного устройства (далее – ПСУ) в резерве (при отсутствии слива топлива);

$Q_{\text{мх}}^{\text{р}}$

- расход тепла при поддержании мазутного хозяйства (технологической схемы подачи мазута в котельную) в режиме "горячего резерва";

1,01 - коэффициент, учитывающий расход тепла при проведении паровых продувок оборудования.

25. Отдельные составляющие суммарного нормативного количества тепла

$Q_{\text{мх}}^{\text{п(р)}}$

определяются по формулам:

1) при сливе мазута ($Q_{\text{сл}}$) из железнодорожных цистерн и пропарке их после слива, Гкал (ГДж):

$$Q_{\text{сл}} = q_{\text{сл}} G_{\text{сл}}, \quad (18)$$

где $q_{\text{сл}}$ - удельный расход тепла при сливе, определенный по рисункам 1-3 приложения 2 к настоящей Методике, Гкал/т (ГДж/т);

$G_{\text{сл}}$ - количество мазута, поступившего на слив за расчетный период времени, тонн;

2) при подогреве мазута в подогревателях ($Q_{\text{под}}$), Гкал (ГДж):

$$Q_{\text{под}} = q_{\text{под}} G_{\text{сж}}, \quad (19)$$

где $q_{\text{под}}$ - удельный расход тепла при разогреве, определенный по рисунку 4 приложения 2 к настоящей Методике, Гкал/т (ГДж/т);

$G_{\text{сж}}$ - количество мазута, сожженного в котельной за расчетный период времени, тонн;

3) при транспортировке мазута по трубопроводам (

$Q_{\text{тр}}^{\text{м}}$

), Гкал (ГДж):

$$Q_{\text{тр}}^{\text{м}} = q_{\text{тр}}^{\text{м}} G_{\text{сж}} L_{\text{м}},$$

(20)

где

$q_{\text{тр}}^{\text{м}}$

- удельный расход тепла при транспортировке мазута по трубопроводам, согласно рисунку 5 приложения 2 к настоящей Методике, Гкал/(тм) [ГДж/(тм)];

L_m - длина мазутопроводов, метров;

4) при транспортировке пара по трубопроводам (

$Q_{тр}^m$

) Гкал (ГДж):

$$Q_{тр}^n = q_{тр}^n G_n L_n,$$

(21)

где

$q_{тр}^n$

- удельный расход тепла при транспортировке пара по трубопроводам, согласно рисунку 5 приложения 2 к настоящей Методике, Гкал/(тм) [ГДж/(тм)];

G_n - количество пара, поступившего на мазутное хозяйство за расчетный период времени, тонн;

L_n - длина паропроводов, метров;

5) при хранении мазута в резервуарах ($Q_{хр}$), Гкал (ГДж):

$$Q_{хр} = q_{хр} G_{хр} p, \quad (22)$$

где $q_{хр}$ - удельный расход тепла при хранении мазута, согласно рисунку 6 приложения 2 к настоящей Методике, Гкал/(тч) [ГДж/(тч)];

$G_{хр}$ - среднее количество мазута, находившегося в резервуарах склада топлива за расчетный период времени, тонн;

p - количество часов в расчетном периоде времени, часов;

7) при поддержании мазутного хозяйства в режиме "горячего резерва" (

$Q_{тр}^m$

), Гкал (ГДж):

$$Q_{мх}^p = q_{мх}^p G_m \tau_{гр},$$

(23)

где

$q_{мх}^p$

- удельный расход тепла при поддержании мазутного хозяйства в режиме "горячего резерва", согласно рисунку 7 приложения 2 к настоящей Методике, в зависимости от средней температуры окружающего воздуха за время нахождения мазутного хозяйства в режиме "горячего резерва", Гкал/(тч) (ГДж/(тч));

G_m - производительность мазутонасосной, т/ч;

$\tau_{гр}$ - продолжительность нахождения мазутного хозяйства в режиме "горячего резерва", часов.

При расчете тепла на поддержание мазутного хозяйства в режиме "горячего резерва" производительность мазутонасосной определяется по производительности одного насоса первого подъема или другого насоса меньшей производительностью, установленного в технологической схеме подачи топлива в котельное отделение главного корпуса, предназначенного для осуществления прокачки мазута по прямому и обратному мазутопроводам в режиме "горячего резерва";

7) при поддержании ПСУ или его части в резерве (

$Q_{гр}^м$
) , Гкал (ГДж):

$$Q_{псу}^p = q_{псу}^p \tau_3, \quad (24)$$

где

$q_{псу}^p$

- удельный расход тепла при поддержании одного "гусака" в резерве, согласно рисунку 8 приложения 2 к настоящей Методике, Гкал/ч (ГДж/ч);

τ_3 - суммарное время нахождения в резерве всех "гусakov" ПСУ, часов.

26. При расчете суммарного нормативного расхода тепла на мазутное хозяйство учитывается:

1) количество мазута, поступившего на слив ($G_{сл}$) и сожженного в котельной ($G_{сж}$) за расчетный период;

2) среднее количество мазута, находящегося в резервуарах за расчетный период ($G_{хр}$), определяется по суточным ведомостям движения топлива и данным инвентаризации и включает все топливо, находившееся в приемных емкостях и резерве ;

3) длина трубопроводов мазута определяется с учетом всех технологических мазутопроводов мазутного хозяйства, включая ПСУ, эстакады котельного отделения, за исключением дренажных трубопроводов;

4) длина трубопроводов пара определяется с учетом паропроводов эстакады и ПСУ, за исключением "гусakov", паропроводов продувок оборудования, регистров и спутников;

5) температура поступающего на слив мазута согласно рисунку 3 приложения 2 к настоящей Методике или по натурным измерениям согласно ГОСТ 2517 "Межгосударственный стандарт. Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб";

6) температура мазута, находящегося в резервуаре или емкости, определяется по штатным приборам измерения температуры топлива в них. Температура подогретого мазута (

$t_{под}^м$

) определяется по штатным приборам, установленным за подогревателями мазута.

Сноска. Пункт 26 с изменением, внесенным приказом Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

27. Температура наружного воздуха определяется натурными измерениями.

28. При расчетах значений удельных расходов тепла на поддержание мазутного хозяйства в режиме "горячего резерва" учитывались расходы тепла:

1) при хранении мазута в двух расходных резервуарах с температурой до 70°C;

2) нагреве мазута в подогревателях от 70 до 90°C при расходах мазута, обеспечивающих минимально допустимую скорость мазута по трубопроводам (0,5 м/с) по одному напорному трубопроводу от мазутонасосной до котельной, мазутопроводам котлов и по трубопроводу рециркуляции до расходных резервуаров;

3) расходы тепла при транспортировке мазута и пара по трубопроводам по территории мазутного хозяйства и по трассе, при этом принимается, что другие резервуары мазутосклада находятся в режиме "холодного" хранения, и расход тепла на них не затрачивался, прием мазута на производство не проводился.

29. При поступлении мазута в железнодорожных цистернах с температурой (

$t_{пр(х)}^м$

) ниже минус 10°C значения нормативного удельного расхода тепла при сливе мазута из железнодорожных цистерн (

$q_{сл}^{тх}$

) определяются по формуле:

$$q_{сл}^{тх} = q_{сл}^{т(-10)} \left[1 - 0,04 \left(t_{пр(х)}^м + 10 \right) \right], \quad (25)$$

где

$q_{сл}^{т(-10)}$

- удельный расход тепла при сливе из железнодорожных цистерн мазута с температурой минус 10°C, согласно рисунку 3 приложения 2 к настоящей Методике, Гкал/т (ГДж/т).

30. При размещении тепловых электрических станций (далее - ТЭС) в районах с температурой наружного воздуха ($t_{в(х)}$) ниже минус 30°C значения нормативного удельного расхода тепла при сливе мазута из железнодорожных цистерн ($q_{сл}^{вх}$) определяются по формуле:

$$q_{сл}^{вх} = q_{сл}^{в(-30)} \left[1 - 0,02 (t_{в(х)} + 30) \right], \quad (26)$$

где $q_{сл}^{в(-30)}$ - удельный расход тепла при сливе мазута из железнодорожных цистерн при температуре наружного воздуха минус 30°C, согласно рисунку 1 приложения 2 к настоящей Методике, Гкал/т (ГДж/т).

31. Нормативный технологический расход тепла на мазутное хозяйство ($Q_{мх}^{нр}$) определяется по формуле:

$$Q_{мх}^{нр} = Q_{мх}^{п(нр)} - Q_k, \quad (27)$$

где Q_k - количество тепла, вносимое в тепловую схему ТЭС с конденсатом от мазутного хозяйства, Гкал (ГДж).

32. Количество тепла (Q_k), вносимое в тепловую схему ТЭС с конденсатом от мазутного хозяйства, определяется по формуле:

$$Q_k = G_k i_k, \quad (28)$$

где G_k - количество конденсата, возвращаемое от мазутного хозяйства, тонн;

i_k - теплосодержание конденсата, Гкал/т (ГДж/т).

33. Количество и температура конденсата, возвращаемого от мазутного хозяйства, определяются по штатным приборам.

34. Теплосодержание конденсата (i_k) определяется по нормативным документам в области электроэнергетики.

35. Примеры расчетов расходов тепла на мазутные хозяйства согласно приложениям 3 и 4 к настоящей Методике.

36. Нормы часового расхода тепла в рабочем режиме (q_c) и затрат электрической мощности на вентиляторы в рабочем режиме (N_c) для тепляков, в которых в качестве

теплоносителя используется пар, согласно таблице 1 приложения 5 к настоящей Методике. Нормы даны на одну условную секцию тепляка вместимостью в два железнодорожных четырехосных полувагона грузоподъемностью до 60 тонн.

37. Для тепляков, в которых в качестве теплоносителя используется пар, нормы расхода тепла на размораживание топлива рассчитывались при условии обеспечения глубины разогрева топлива от поверхности вагона до 50 миллиметра (далее – мм), а для проходных радиационных тепляков с электронагревателями — при условии обеспечения глубины разогрева топлива от поверхности вагона до 20 мм. Нормы определены для температуры наружного воздуха $t_{\text{в}} = 1^{\circ}\text{C}$ и ниже.

38. Значения температуры наружного воздуха ($t_{\text{в}}$) за отчетный период принимаются по данным измерений или местной метеостанции.

Сноска. Пункт 38 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

39. При поставке на электростанцию топлива в шестиосных и восьмиосных полувагонах часовые расходы тепла в рабочем режиме ($q_{\text{с}}$) увеличиваются соответственно в 1,15 и 1,3 раза.

40. С изменением марки или влажности (более чем на 10 %) поставляемого на электростанцию топлива в режимную карту работы тепляка вносятся изменения (продолжительность разогрева ставки вагонов) или составляется его новая режимная карта.

41. Для тепляков, в которых в качестве теплоносителя используется пар, нормативные значения расходов тепла (Гкал) и электроэнергии (кВт·ч) за отчетный (расчетный) период определяются по формулам:

1) общий нормативный расход тепла ($Q_{\text{нр}}$):

$$Q_{\text{нр}} = Q_{\text{р}} + Q_{\text{гр}}, \quad (29)$$

где $Q_{\text{р}}$ – нормативный расход тепла в рабочем режиме за отчетный (расчетный) период, Гкал;

$Q_{\text{гр}}$ – нормативный расход тепла в режиме горячего резерва за отчетный (расчетный) период, Гкал;

2) нормативный расход тепла в рабочем режиме ($Q_{\text{р}}$) за отчетный (расчетный) период:

$$Q_{\text{р}} = q_{\text{с р}} k Z, \quad (30)$$

где $q_{\text{с}}$ – нормативный часовой расход тепла, определенный по формулам таблицы, Гкал /ч;

p – продолжительность разогрева одной ставки вагонов с топливом, часов.

Принимается по данным режимной карты тепляка;

k – количество условных секций в тепляке;

Z – количество ставок вагонов;

3) количество ставок вагонов:

$$Z = \frac{B}{qn},$$

(31)

где B – масса натурального топлива, разогретого в тепляке за отчетный период, т;

q – грузоподъемность вагона, тонн;

n – вместимость тепляка (количество четырехосных железнодорожных вагонов грузоподъемностью до 60 тонн, одновременно устанавливаемых на разогрев);

4) нормативный расход тепла в режиме горячего резерва ($Q_{гр}$) за отчетный (расчетный) период:

$$Q_{гр} = 0,2_{qc} T_{гр} k, \quad (32)$$

где $T_{гр}$ – продолжительность нахождения одной условной секции тепляка в режиме горячего резерва за отчетный (расчетный) период, часов:

$$T_{гр} = -_p Z, \quad (33)$$

где $-_p$ – продолжительность отчетного (расчетного) периода, часов.

Глава 3. Содержание исходных документов, учет состояния оборудования при расчете норм пара и конденсата собственных нужд энергоблоков

42. Технологические потери тепла, связанные с его отпуском внешним потребителям (коэффициент потерь), представляются в виде их графических зависимостей от температуры наружного воздуха и состава работающего оборудования в схемах пара и сетевой воды от источников тепла до точек измерения отпуска его внешним потребителям, состава работающего оборудования.

43. В качестве основных исходных документов при расчете используются результаты тепловых испытаний котлов и турбоагрегатов, проведенных специализированными аттестованными организациями, а при их отсутствии – типовые энергетические характеристики котлов, турбоагрегатов и вспомогательного оборудования.

44. Возможность использования результатов испытаний для составления энергетических характеристик оборудования определяется специализированной организацией, аккредитованной в установленном порядке, на право проведения таких работ.

45. При отсутствии результатов испытаний составляются временные энергетические характеристики на основе расчетных и проектных данных заводов-изготовителей, с учетом имеющегося опыта эксплуатации оборудования.

Глава 4. Определение расхода тепла на групповые аппараты и установки собственных нужд подгруппы оборудования и технологические потери тепла, связанные с его отпуском

Параграф 1. Общие положения

46. Механизмы, установки и аппараты собственных нужд подразделяются на общестанционные, групповые, подгрупповые и индивидуальные для котлов и турбоагрегатов. Аналогично подразделяются и затраты энергии на механизмы, установки и аппараты собственных нужд.

47. Характеристики индивидуальных механизмов, установок и аппаратов собственных нужд котлов и турбоагрегатов включаются в энергетические характеристики этих агрегатов.

48. Характеристики общестанционных и групповых механизмов, установок и аппаратов собственных нужд представляются с энергетическими характеристиками одной из подгрупп оборудования электростанции.

49. Энергетические характеристики расхода тепла и электроэнергии на собственные нужды подгруппы оборудования включают в себя климатические зависимости суммарных расходов электроэнергии и тепла на механизмы, установки и аппараты котлов, турбоагрегатов, оборудования, связанного с отпуском тепла с горячей водой (теплофикационная установка) и паром, зависимости (удельных) затрат тепла и электроэнергии (затрат мощности) на отдельные механизмы, аппараты и установки, и на комплексы этих потребителей, технологически связанные между собой и термообразующего показателя, характерного для них.

50. Разработка характеристик производится с учетом свойств сжигаемого топлива, конкретных схем разгрузки, хранения и подачи топлива, золоулавливания и золошлакоудаления, водоснабжения, теплоснабжения, технологических процессов выработки энергии и предотвращения вредного воздействия на окружающую среду.

51. Если режим работы механизмов, аппаратов и установок изменяется в зависимости от сезона, то их характеристики имеют конкретные границы использования для соответствующего периода в виде значений параметра (температуры наружного воздуха, охлаждающей воды);

52. Для составления зависимости потребляемой мощности механизмов от часового расхода среды используются их фактические характеристики, на основании результатов проведенных на них испытаний, а при отсутствии указанных документов – паспортные данные изготовителей оборудования.

Зависимости часового расхода тепла на установки и аппараты собственных нужд составляются аналогичным образом.

53. Составление зависимостей производится в соответствии с нормативными документами в области электроэнергетики.

54. При отпуске тепла с паром и горячей водой определяются отдельно аналитические зависимости расхода электроэнергии на привод механизмов, связанных с обеспечением отпуска тепла с паром ($\mathcal{Q}_{\text{пар}}$) и с горячей водой через теплофикационные установки ($\mathcal{Q}_{\text{тепл}}$).

Есть механизмы, обеспечивающие возврат конденсата от потребителей пара, восполнение потерь пара и конденсата, подпитку паропреобразовательных установок и откачку из них конденсата.

Есть механизмы, обеспечивающие подачу сетевой воды потребителям, подпитку теплосети, приготовление воды для восполнения потерь ее в теплосети, откачку конденсата из подогревателей сетевой воды, индивидуальные механизмы вспомогательного оборудования ПВК.

55. Расход тепла на аппараты и установки собственных нужд котлов и турбоагрегатов, подгруппы оборудования определяется по формуле (34):

$$\mathcal{Q}_{\text{ПГ}} = \left(\sum_{i=1}^{i=\ell} \mathcal{Q}_i^{\text{сн}} + \sum_{j=1}^{j=m} \mathcal{Q}_{\text{ПГ}j}^{\text{сн}} + \sum_{k=1}^{k=n} \mathcal{Q}_{\text{ГР},k}^{\text{сн}} \frac{G_{\text{ПГ},k}}{G_{\text{ГР},k}} + \sum_{p=1}^{p=r} \mathcal{Q}_{\text{ТЭС},p}^{\text{сн}} \frac{G_{\text{ПГ},p}}{G_{\text{ТЭС},p}} \right), \quad (34)$$

где

$$\mathcal{Q}_i^{\text{сн}}, \mathcal{Q}_{\text{ПГ}j}^{\text{сн}}, \mathcal{Q}_{\text{ГР},k}^{\text{сн}}, \mathcal{Q}_{\text{ТЭС},p}^{\text{сн}}, \mathcal{Q}_i^{\text{сн}}, \mathcal{Q}_{\text{ПГ}j}^{\text{сн}}, \mathcal{Q}_{\text{ГР},k}^{\text{сн}}, \mathcal{Q}_{\text{ТЭС},p}^{\text{сн}}$$

-расход тепла на собственные нужды соответственно индивидуальные i-го агрегата (котла, турбоагрегата), j-го подгруппового механизма, k-го группового и p-го общестанционного механизма, определяемый по их характеристикам, ГДж/ч (Гкал/ч);

$$G_{\text{ТЭС},p}, G_{\text{ГР},k}, G_{\text{ПГ},k}, G_{\text{ПГ},p}$$

- расход воды, топлива через общестанционные и групповые механизмы и установки, и его значение, приходящееся на подгруппу оборудования.

Параграф 2. Общестанционные, групповые и подгрупповые механизмы и установки собственных нужд

56. К подгрупповым, групповым и общестанционным относятся следующие механизмы и установки собственных нужд котлов:

1) механизмы для погрузо-разгрузочных работ и обработки на складе, размораживания, дробления, сушки и транспортировки твердого топлива в бункера

сырого угля котлов, улавливания из него металла и посторонних предметов, обеспыливания тракта топливоподачи;

2) механизмы для разгрузки, обработки и подачи к котлам мазута;

3) механизмы центрального пылезавода;

4) компрессоры и воздуходувки, обеспечивающие сжатым воздухом систему очистки котлов и пневмоинструмента;

5) механизмы для пневматической подачи пыли;

6) механизмы для золоулавливания, золо- и шлакоудаления;

7) механизмы для очистки дымовых газов от вредных примесей (кроме установленных индивидуально с котлом);

8) установки для очистки отмывочных сточных вод, конденсата подогревателей мазута и других загрязненных вод;

9) питательные насосы для оборудования с поперечными связями;

10) установки для химической очистки и химического обессоливания воды, подаваемой для восполнения внутриванционных потерь пара и конденсата;

11) дренажные насосы, насосы технической воды и пожарного водоснабжения;

12) дренажные насосы, механизмы системы отопления, вентиляции, кондиционирования и другие механизмы теплофикационной установки, работа которых не зависит от времени работы последней;

13) механизмы, используемые для текущего и среднего ремонта котельного оборудования;

14) механизмы системы отопления, вентиляции и кондиционирования котельного оборудования;

15) установки для освещения котлов и теплофикационной установки;

16) средства измерения, электроприводы, арматуры, система управления и защиты.

57. К подгрупповым, групповым и общестанционным механизмам и установкам собственных нужд турбоагрегатов относятся:

1) циркуляционные насосы, не установленные индивидуально с турбоагрегатами;

2) вентиляторы градирен;

3) дренажные и перекачивающие насосы;

4) подкачивающие насосы в систему циркуляционного водоснабжения;

5) механизмы очистки и регенерации масла для смазки и регулирования турбоагрегатов и центральной маслоаппаратной;

6) механизмы электроцеха (компрессоры воздушных выключателей, зарядные и подзарядные мотор-генераторы);

7) механизмы системы предотвращения попадания загрязненных и замасленных вод в почву и открытые водоемы;

8) механизмы, работа которых связана с охраной окружающей среды, выполнением требований рыбоводства, ирригации;

- 9) механизмы и установки для проведения средних и текущих ремонтов;
- 10) система освещения турбоагрегатов и относящегося к ним оборудования;
- 11) механизмы системы отопления, вентиляции и кондиционирования оборудования турбоагрегатов;
- 12) средства измерения, авторегуляторы, электроприводы арматуры, система управления и защиты.

Параграф 3. Подгрупповые, групповые и общестанционные составляющие расхода тепла на собственные нужды и технологические потери тепла, связанные с его отпуском

58. К подгрупповым, групповым и общестанционным относятся составляющие расхода тепла на собственные нужды котлов, связанные с:

- 1) технологическими потерями тепла при разгрузке, хранении, транспортировке топлива до котлов и поддержании в резерве системы топливоснабжения;

- 2) потерями тепла при подготовке обессоленной воды для восполнения внутристанционных потерь пара и конденсата;

- 3) отоплением и кондиционированием производственных помещений котлов энергетических и пиковых водогрейных, химического и топливно-транспортного цехов ;

- 4) очисткой и нейтрализацией замасленных, замазученных, отмывочных и загрязненных вод;

- 5) потерями тепла при циркуляции сетевой воды через поверхности нагрева неработающих ПВК для предотвращения их коррозии и поддержания положительной температуры в газоходах этих котлов.

59. К общегрупповым и общестанционным относятся составляющие расходы тепла на собственные нужды турбоагрегатов, связанные с:

- 1) отоплением и кондиционированием производственных помещений турбоагрегатов и электроцеха;

- 2) выполнением природоохранных мероприятий.

60. К технологическим потерям тепла, связанным с его отпуском потребителям, относятся потери:

- 1) от наружного охлаждения паропроводов отборов и противодействия турбоагрегатов и редуционно-охладительных установок для отпуска тепла с паром до точки измерения отпуска тепла потребителям или до подогревателей сетевой воды;

- 2) от наружного охлаждения основных и пиковых подогревателей сетевой воды, паропроводов к ним и конденсатопроводов к деаэратору или системе регенерации турбоагрегатов;

- 3) при подготовке химически очищенной воды для подпитки теплосети и обессоленной воды или дистиллята для восполнения невозврата конденсата от потребителей тепла;

- 4) при очистке возвращаемого потребителями загрязненного конденсата;
- 5) с продувкой паропреобразовательных установок;
- 6) с продувкой котлов, превышающей номинальные значения вследствие ухудшения качества питательной воды из-за невозврата конденсата от потребителей;
- 7) от наружного охлаждения деаэратора подпитки теплосети, трубопроводов к ним и от них и потери с выпаром из этих деаэраторов.

61. Характер графических зависимостей и форма представления некоторых составляющих расхода тепла на собственные нужды и технологических потерь тепла, связанных с ее отпуском, показаны на рисунках 1-6 приложения 5 к настоящей Методике.

62. При определении показателей работы оборудования мазутного хозяйства имеют в виду, что циркуляция мазута по мазутопроводам является постоянной независимо от температуры наружного воздуха, работы основного оборудования и вида сжигаемого топлива.

63. Для определения времени нахождения размораживающего устройства и устройств для слива мазута в резерве нужен график нормативного времени разогрева топлива в вагоне и мазута в цистерне.

64. Графические зависимости технологических потерь тепла, связанных с его отпуском для подгруппы оборудования, строятся как зависимости часовых или относительных потерь от температуры наружного воздуха, объема включенного в работу оборудования и доли отпуска тепла подгруппой оборудования, если потери являются общестанционными.

Приложение 1
к Методике расчета норм расхода пара
и
конденсата на собственные нужды
энергоблоков тепловых
электростанций

Таблица 1. Расчет расходов тепла на собственные нужды котельного цеха

№	Наименование величин	Обозначение	Способ определения	Расчетные величины.
Расход тепла на охлаждение мазутных форсунок, работающих в режиме аварийного погасания факела, Гкал/тм				
1	Расход пара на охлаждение одной форсунки, кг/ч	$G_{\text{охл}}$	Данные станции	
2	Количество запальных форсунок котла, шт	$P_{\text{ф}}$	Данные станции	
3	Расход пара на охлаждение			

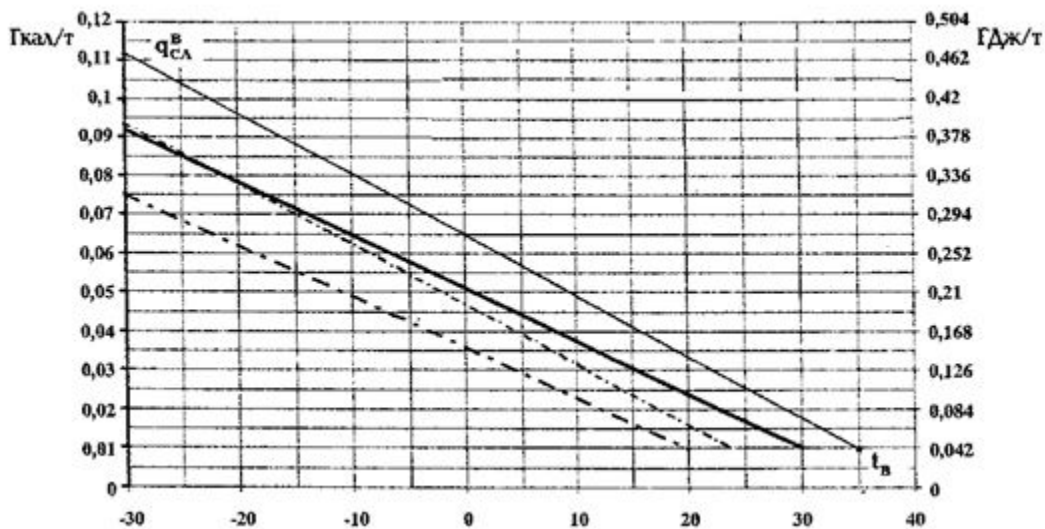
	мазутных форсунок одного котла, кг/ч	$G_{\text{охл}}^{\text{МФ}}$	$G_{\text{охл}} \cdot \Pi_{\text{ф}}$	
4	Энтальпия охлаждающего пара , ккал/кг	$i_{\text{ар}}$	Данные станции	
5	Расход тепла на охлаждение форсунок одного котла, Гкал/ч	$G_{\text{фк}}$	$G_{\text{охл}}^{\text{МФ}} \cdot i_{\text{нар}} \cdot 10^{-6}$	
Расчет потери тепла с непрерывной продувкой котлов, Гкал/тп				
1	Величина продувки котлов, согласно ПТЭ : 1) не более 1% для КЭС; 2) не более 2% для КЭС и отопительных ТЭЦ восполнение потерь на которых производится с химически очищенной водой; 3) не более 5% на отопительных ТЭЦ, при 0% возврата пара от потребителей.	$G_{\text{пр}}$		
2	Количество конденсата непрерывной продувки, сбрасываемое в барбатер, т/ч	$G_{\text{конд}}^{\text{пр}}$	Расширение одноступенчатое, 0,5 Опв	
3	Потери тепла с конденсатом непрерывной продувки при мощности котла, Гкал/тп	$Q_{\text{конд}}$	$Q_{\text{конд}} = (G_{\text{к}}^{\text{пр}} \cdot i_{\text{к}}) / G_{\text{ка}}$, где $i_{\text{к}} = 0,1$ Гкал/т, $G_{\text{ка}}$ – паропроизводитель ность котла	
Расход тепла на ХВО, Гкал/тпв				
1	Подпитка котлов, т/ год	$G_{\text{зод}}^{\text{п}}$	Данные станции	
2	Производство пара, т/год	$D_{\text{зод}}^{\text{п}}$	Данные станции	
			зависит от качества исходной воды, технологической схемы ВПУ, ее	

3	Нормативный расход воды на ХВО, т/ч	G_{CH}^H	производительности, применяемых ионообменных материалов и температуры исходной воды	
4	Фактическая температура исходной воды, °C	$t_{исх}^{факт}$	Данные станции	
5	Нормативная (предельная) температура подогретой воды на входе в ВПУ, °C согласно таблицы 2 приложения 1 к настоящей Методике;	$t_{nog}^{норм}$	Данные станции	
6	Расход тепла на СН ХВО, Гкал/тпк	q_{XBO}^{HCH}	$q_{XBO}^{HCH} = G_{CH}^H \cdot C \cdot d \cdot (t_{nog}^{норм} - t_{исх}^{факт})$ где С - удельная теплоемкость воды, принятая равной 4,19 кДж/(кг °C) (1 ккал/(кг °C)); d - плотность воды, принятая равной 1 кг/дм³.	
Расход пара на обеспыливание узлов пересыпки, Гкал/тнт				
1	Узлов пересыпки, шт	$n_{уп}$	Данные станции	
2	Расход пара на один узел пересыпки, т/ч	$G_{уп}$	Данные станции	
3	Производительность конвейеров, т/ч	$G_{кон}$	Данные станции	
4	Удельный расход тепла на одну тонну угля, Гкал/т	$q_{уп}$	$G_{уп} \cdot n_{уп} \cdot i_{пар} / G_{кон}$	
Расход тепла на распыл мазута при сжигании, Гкал/тм				
9	Расход пара на распыл одной тонны мазута, тм/тп	$G_{пар}^M$	Данные станции	
10	Расход тепла на распыл одной тоны мазута, Г кал/тм	Q_{pm}	$G_{пар}^M \cdot i_{пар}$	
	Итого:	Q_{CHK}	$0,00933 \cdot D_{mn} +$ $1.1725 \cdot 10^{-3}$	$\cdot D_{mnm}$

Таблица 2. Нормативная (предельная) температура подогретой воды на входе в ВПУ

Тип предочистки	Предельная температура подогрева воды, °С
1	2
Водоподготовительная установка без предочистки	20
Коагуляция в осветлителе	25 – 30
Известкование с коагуляцией в осветлителе	30
Магнезимальное обескремнивание в осветлителе	40

Приложение 2
к Методике расчета норм расхода пара
и
конденсата на собственные нужды
энергоблоков тепловых
электростанций



при длительности доставки более 3 сут мазута М100

при длительности доставки до 3 сут мазута М40

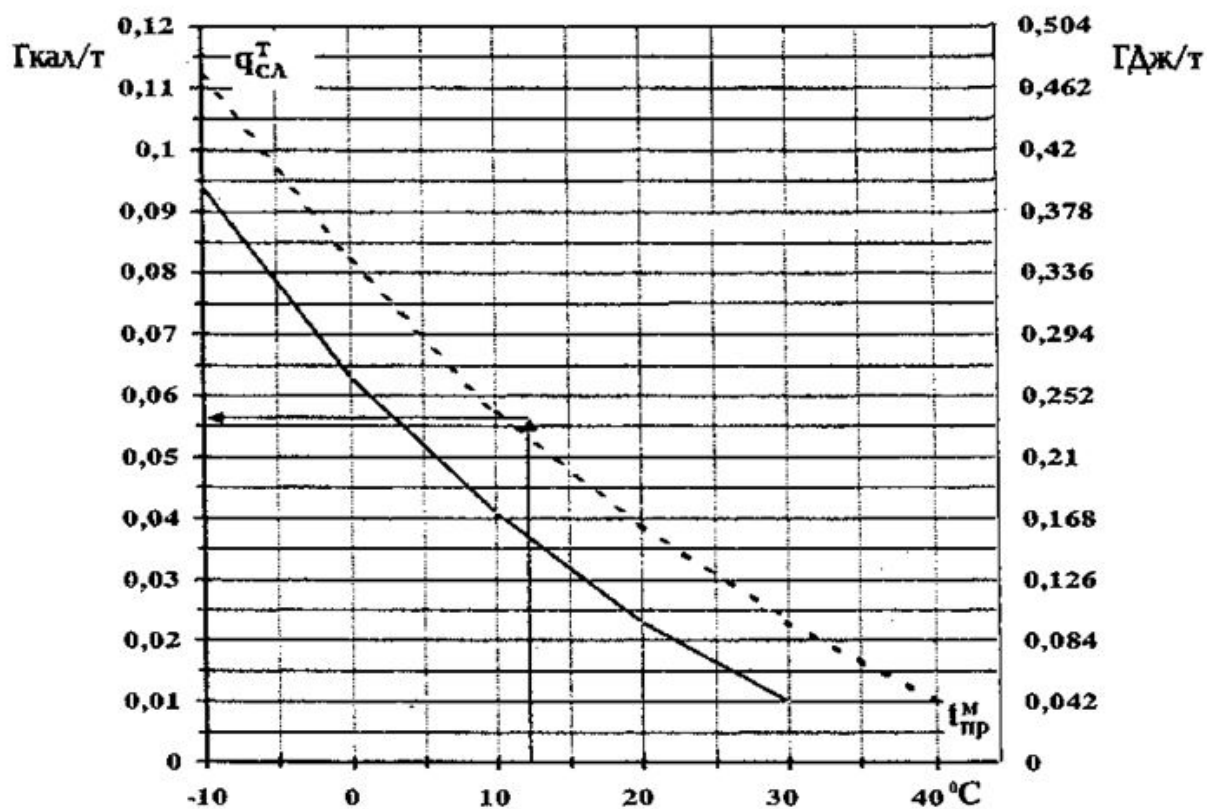
при длительности доставки более 3 сут мазута М40

при длительности доставки до 3 сут мазута М100

Рисунок 1. Нормы удельного расхода тепла при сливе мазута (

$q_{сл}^в$

), учитываемые при проектировании мазутного хозяйства.



—— мазут М40

- - - - мазут М100

Рисунок 2. Нормы удельного расхода тепла при сливе мазута (

 $q_{сл}^т$

), учитываемые при эксплуатации мазутного хозяйства.

Примечание -

 $t_{пр}^м$

- температура прибывшего мазута, определяемая по рисунку 3 или натурным измерением.

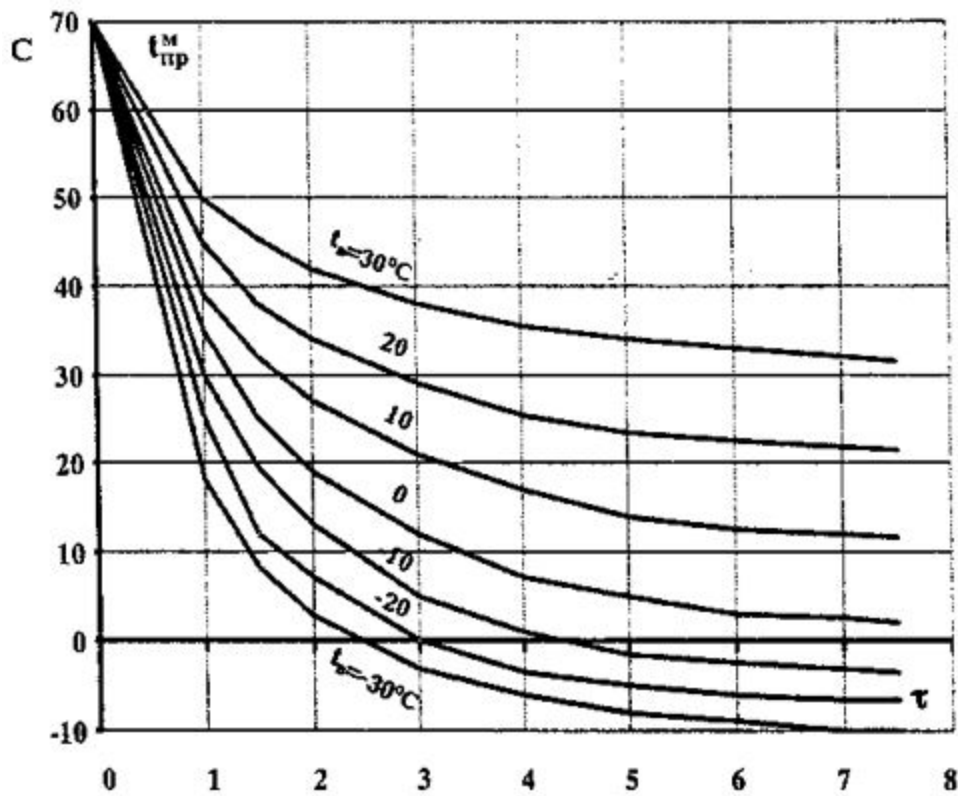
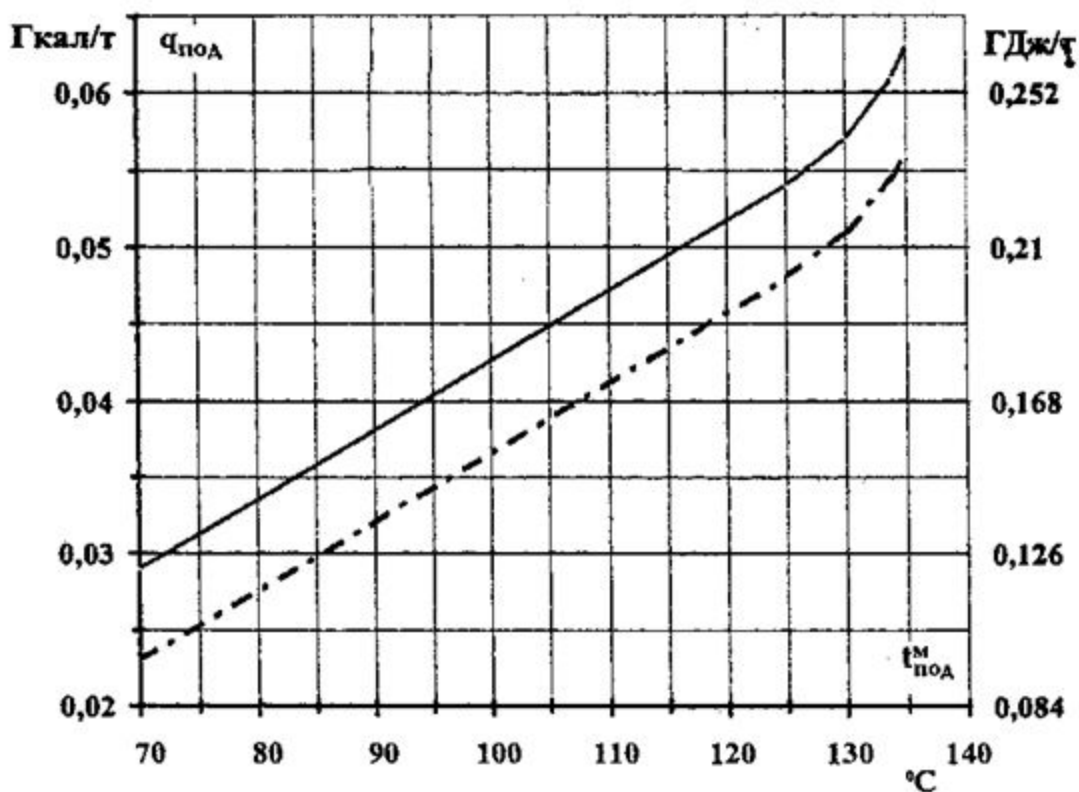


Рисунок 3. Температура мазута в цистернах при транспортировке в зависимости от температуры окружающего воздуха и времени нахождения в пути.



мазут М40

мазут М100

Рисунок 4. Нормы удельного расхода тепла на подогрев мазута в подогревателях ($q_{под}$), учитываемые при проектировании эксплуатации мазутного хозяйства.

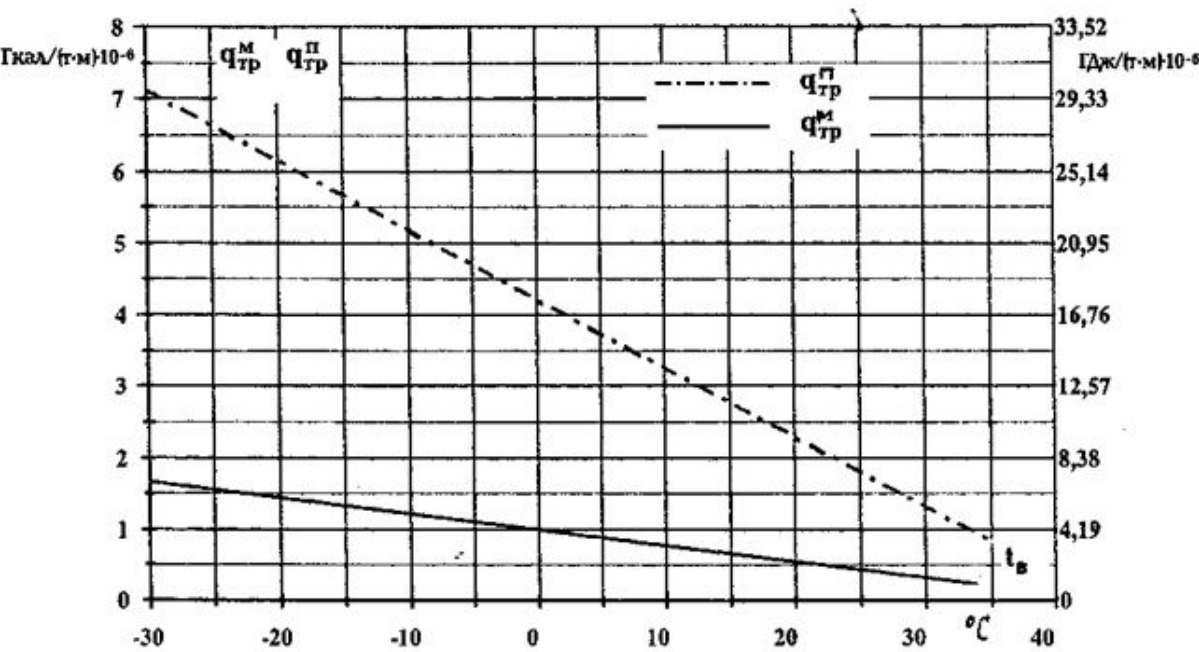
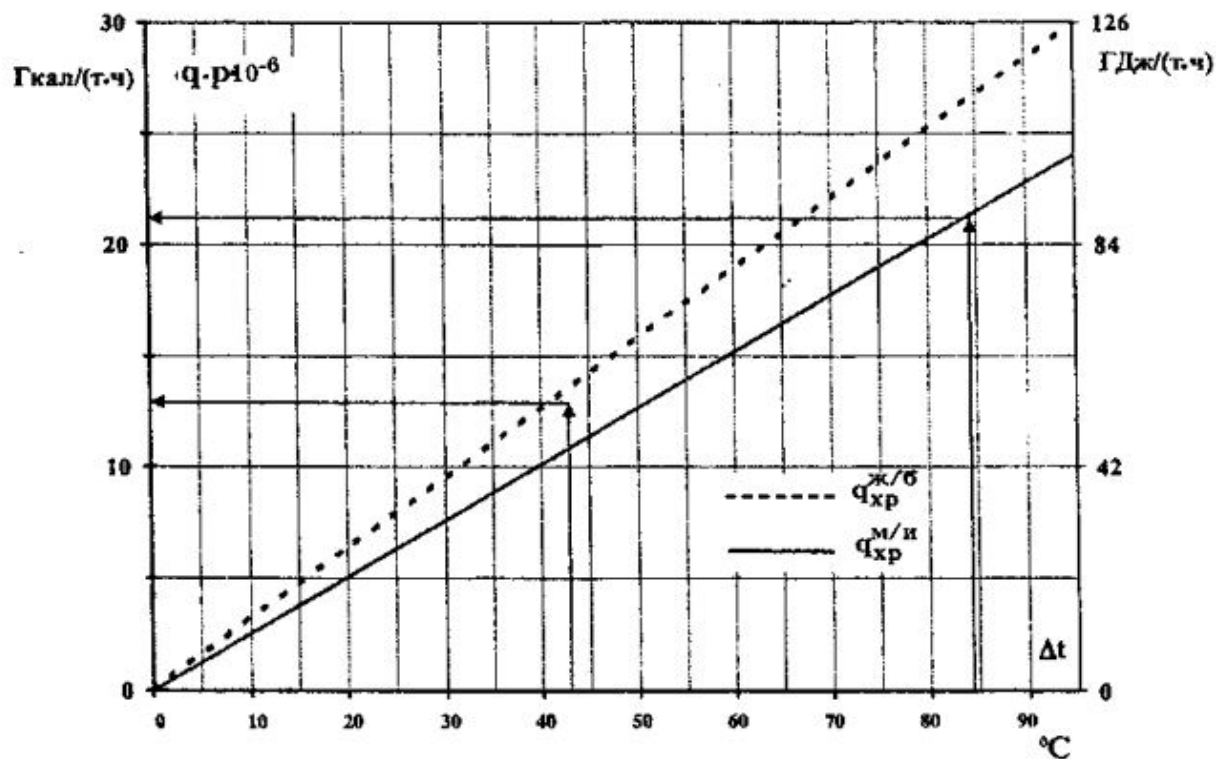


Рисунок 5. Нормы удельного расхода тепла при транспортировке мазута ($q_{тр}^м$) и пара ($q_{тр}^п$) по трубопроводам, учитываемые при проектировании и эксплуатации мазутного хозяйства.

Примечание - Нормы приведены на 1 метр длины трубопровода.



Δt

t - разность температур хранения мазута и наружного воздуха, °C

Рисунок 6. Нормы удельного расхода тепла при хранении мазута в железобетонных

(

$q_{кр}^{ж/б}$

), металлических с изоляцией (

$q_{кр}^{м/и}$

) емкостях, учитываемые при эксплуатации.

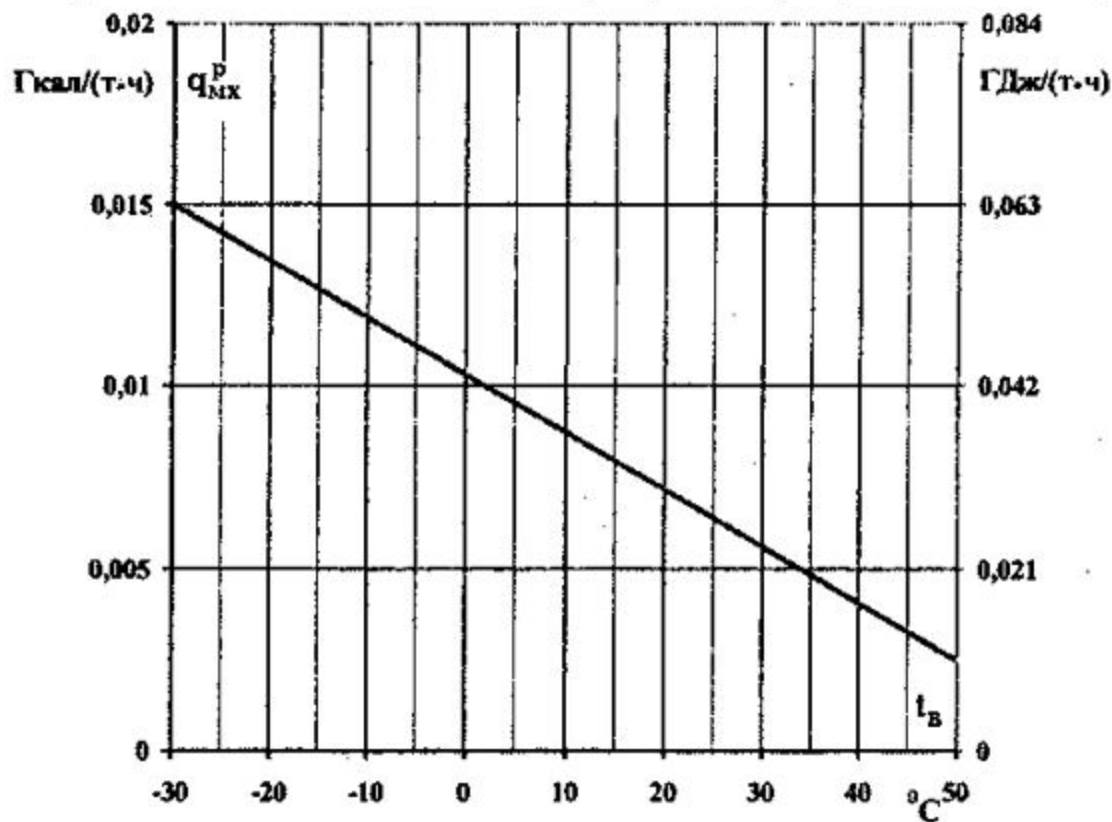


Рисунок 7. Нормы удельного расхода тепла на поддержание мазутного хозяйства в "горячем режиме" (q_{mx}^p), учитываемые при эксплуатации.

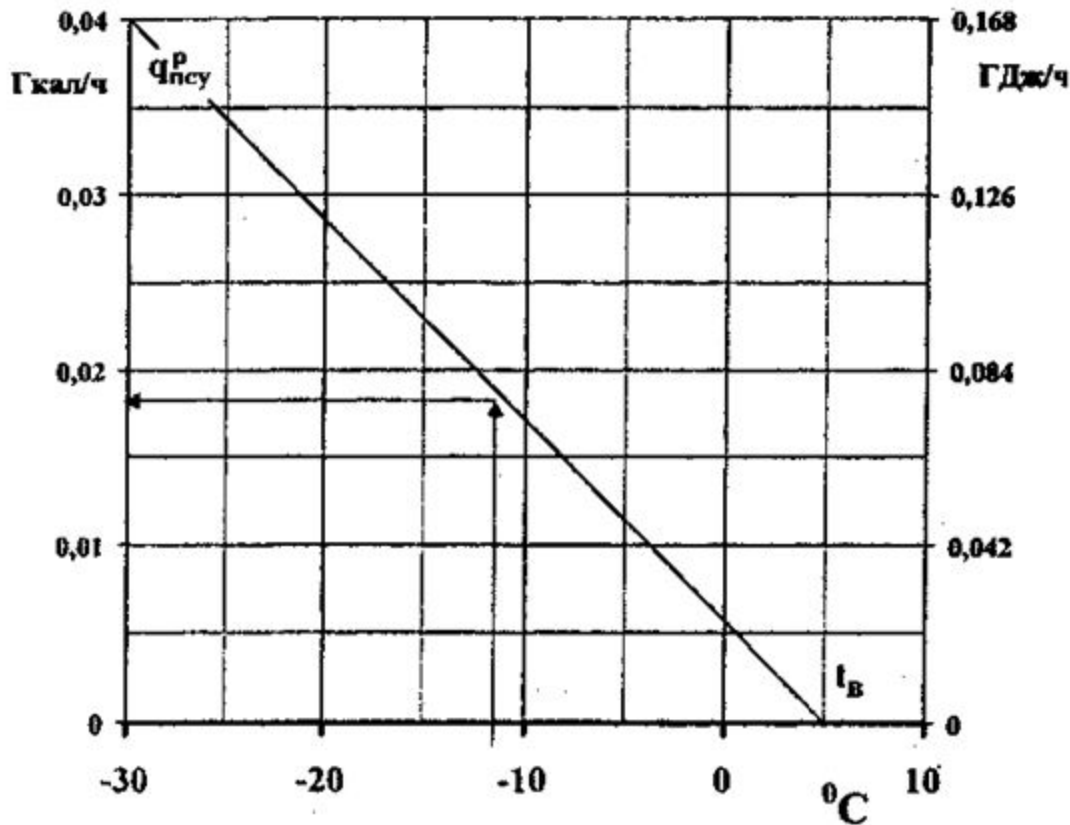


Рисунок 8. Нормы удельного расхода тепла на поддержание одного парового "гусака" приемно-сливного устройства в резерве ($q_{\text{псу}}^{\text{р}}$), учитываемые при эксплуатации.

Приложение 3
к Методике расчета норм расхода пара
и
конденсата на собственные нужды
энергоблоков тепловых
электростанций

Пример расчета нормативного расхода тепла (пара) на эксплуатируемое мазутное хозяйство за 1 месяц

1. Исходные данные

Количество поступившего на слив мазута марки M100 за 1 мес, $G_{\text{сл}} = 200000$ т.

Количество мазута, сожженного в котельной за 1 мес, $G_{\text{сж}} = 180000$ т.

Среднее количество мазута, находившееся на складе, $G_{\text{хр}} = 240000$ т.

Средняя температура наружного воздуха, $t_{\text{в}} = -12^{\circ}\text{C}$.

Длительность доставки мазута на энергообъект, $t_1 = 2$ сут.

Число часов за мес, $p = 720$ ч.

Продолжительность нахождения всех "гусаков" ПСУ в резерве, $z = 14400$ ч.

Средняя температура мазута, подаваемого на сжигание в котельную,

$t_{\text{под}}^{\text{м}}$

$= 120^{\circ}\text{C}$.

Общая длина мазутопроводов, $L_{\text{м}} = 6000$ м.

Температура хранения мазута:

в металлических расходных резервуарах с изоляцией,

$t_{\text{хр}}^{\text{м}}$

$= 70^{\circ}\text{C}$;

в железобетонных резервуарах,

$t_{\text{хр}}^{\text{ж.б}}$

$= 30^{\circ}\text{C}$.

Среднее количество мазута, хранившегося:

в металлических расходных резервуарах с изоляцией,

$G_{\text{хр}}^{\text{м}}$

$= 60000$ т;

в железобетонных резервуарах,

$G_{\text{хр}}^{\text{ж.б}}$

$= 180000$ т.

Общая длина паропроводов, $L_{\text{п}} = 3000$ м.

Теплосодержание пара, подаваемого на мазутное хозяйство, $i_{\text{п}} = 0,70$ Гкал/т.

Теплосодержание конденсата после мазутных подогревателей

$i_{\text{к}}^{\text{под}}$

$= 0,140$ Гкал/т.

Теплосодержание конденсата, возвращаемого от мазутного хозяйства

$i_{\text{к}} = 0,080$ Гкал/т.

2 Последовательность расчета нормативного расхода тепла

1. По рисунку 3 приложения 2 к настоящей Методике, определяется температура прибывшего мазута (

$t_{\text{пр}}^{\text{м}}$

) при $t_1 = 2$ сут и $t_{\text{в}} = -12^{\circ}\text{C}$. По найденному значению температуры прибывшего мазута

$t_{\text{пр}}^{\text{м}}$

$= 12^{\circ}\text{C}$ по рисунку 2 приложения 2 к настоящей Методике, определяется удельный расход тепла при сливе мазута марки М100 из железнодорожных цистерн ($q_{\text{сл}}$):

$$q_{\text{сл}} = 0,0535 \text{ Гкал/т.}$$

2. По рисунку 4 приложения 2 к настоящей Методике, определяется удельный расход тепла на подогрев мазута, подаваемого на сжигание ($q_{\text{под}}$) при

$$t_{\text{под}}^{\text{м}} = 120^{\circ}\text{C:}$$

$$q_{\text{под}} = 0,0472 \text{ Гкал/т.}$$

3. По рисунку 5 приложения 2 к настоящей Методике, определяются удельные расходы тепла при транспортировке мазута

$$q_{\text{тр}}^{\text{м}}$$

и пара

$$q_{\text{тр}}^{\text{п}}$$

по трубопроводам при $t_{\text{в}} = -12^{\circ}\text{C:}$

$$q_{\text{тр}}^{\text{м}} = 1,30 \cdot 10^{-6} \text{ Гкал/(тм);}$$

$$q_{\text{тр}}^{\text{п}} = 5,30 \cdot 10^{-6} \text{ Гкал/(тм).}$$

4. По рисунку 6 приложения 2 к настоящей Методике, определяется удельный расход тепла при хранении мазута в металлических (

$$q_{\text{хр}}^{\text{м}}$$

) и железобетонных (

$$q_{\text{хр}}^{\text{жб}}$$

) резервуарах при разности температур хранения и наружного воздуха равной соответственно 82 и 42°C:

$$q_{\text{хр}}^{\text{м}} = 21 \cdot 10^{-6} \text{ Гкал/(тч);}$$

$$q_{\text{хр}}^{\text{жб}} = 14 \cdot 10^{-6} \text{ Гкал/(тч).}$$

5. По рисунку 8 приложения 2 к настоящей Методике, определяется удельный расход тепла на поддержание одного парового "гусака" ПСУ в резерве (

$$q_{\text{псу}}^{\text{р}}$$

), при $t_{\text{в}} = -12^{\circ}\text{C:}$

$$q_{\text{псу}}^{\text{р}}$$

$$= 0,019 \text{ Гкал/ч.}$$

6. Рассчитывается расход тепла на подогрев мазута при его сливе и пропарке цистерн после слива:

$$Q_{\text{сл}} = q_{\text{сл}} G_{\text{сл}} = 0,0535 \cdot 200000 = 10700 \text{ Гкал.}$$

7. Рассчитывается расход тепла на подогрев сожженного мазута:

$$Q_{\text{под}} = q_{\text{под}} G_{\text{сж}} = 0,0472 \cdot 180000 = 8496 \text{ Гкал.}$$

8. Рассчитывается расход тепла в окружающую среду при транспортировке мазута по трубопроводам:

$$Q_{\text{тр}}^{\text{м}} = q_{\text{тр}}^{\text{м}} G_{\text{сж}} L_{\text{м}}$$

$$= 1,3 \cdot 10^{-6} \cdot 180000 \cdot 6000 = 1404 \text{ Гкал.}$$

9. Рассчитываются расходы тепла в окружающую среду при хранении мазута в металлических и железобетонных резервуарах:

$$Q_{\text{хр}}^{\text{м}} = q_{\text{хр}}^{\text{м}} G_{\text{хр}}^{\text{м}} \tau_{\text{р}}$$

$$= 21 \cdot 10^{-6} \cdot 60000 \cdot 720 = 907,2 \text{ Гкал;}$$

$$Q_{\text{хр}}^{\text{жб}} = q_{\text{хр}}^{\text{жб}} G_{\text{хр}}^{\text{жб}} \tau_{\text{р}}$$

$$= 14 \cdot 10^{-6} \cdot 180000 \cdot 720 = 1814,4 \text{ Гкал.}$$

10. Рассчитывается расход тепла на поддержание ПСУ в резерве:

$$Q_{\text{псу}}^{\text{р}} = q_{\text{псу}}^{\text{р}} \tau_{\text{з}}$$

$$= 0,019 \cdot 14400 = 273,6 \text{ Гкал.}$$

11. Рассчитываются промежуточные (без учета расхода тепла в окружающую среду при транспортировке пара по трубопроводам и при паровых продувках оборудования) суммарные значения:

1) Количества тепла, содержащегося в поданном на мазутное хозяйство паре,

$$Q_{\text{мх}}^{\text{п}}$$

:

$$Q_{\text{мх}}^{\text{п}} = Q_{\text{сл}} + Q_{\text{под}} + Q_{\text{тр}}^{\text{м}} + Q_{\text{хр}}^{\text{м}} + Q_{\text{хр}}^{\text{жб}} + Q_{\text{псу}}^{\text{р}}$$

=

$$= 10700 + 8496 + 1404 + 907,2 + 1814,4 + 273,6 = 23595,2 \text{ Гкал.}$$

2) Количества поданного на мазутное хозяйство пара

$$G_{\text{п}}^{\text{п}}$$

:

$$G_{\pi}^{\pi} = G_{\text{мх}}^{\pi} : i_{\pi} = 23595,2 : 0,7 = 33707,4 \text{ т.}$$

12. Рассчитывается расход тепла в окружающую среду при транспортировке пара по трубопроводам:

$$Q_{\text{тр}}^{\pi} = q_{\text{тр}}^{\pi} \cdot G_{\pi}^{\pi} \cdot L_{\pi} \\ = 5,30 \cdot 10^{-6} \cdot 33707,4 \cdot 3000 = 535,9 \text{ Гкал.}$$

13. Рассчитывается суммарное нормативное количество тепла пара, поданного на мазутное хозяйство за расчетный период (

$Q_{\text{мх}}^{\pi(\text{пр})}$) с учетом расхода тепла в окружающую среду при транспортировке пара по трубопроводам и при паровых продувках оборудования:

$$Q_{\text{мх}}^{\pi(\text{пр})} = (Q_{\text{мх}}^{\pi} + Q_{\text{тр}}^{\pi}) \\ 1,01 = (23595,2 + 535,9) \cdot 1,01 = 24372,4 \text{ Гкал.}$$

14. Находится количество конденсата, возвращаемого в тепловую схему электростанции от подогревателей мазута и от спутников мазутопроводов:

$$G_{\text{к}} = \frac{Q_{\text{под}} + Q_{\text{тр}}^{\text{м}} + Q_{\text{хр}}^{\text{м}} + Q_{\text{хр}}^{\text{жб}} + Q_{\text{хр}}^{\pi}}{i_{\pi} - i_{\text{хр}}^{\text{под}}} = \\ = \frac{8496,0 + 1404,0 + 907,2 + 1814,4 + 535,9}{0,7 - 0,140} = 23495,5 \text{ т.}$$

15. Определяется количество тепла, вносимое возвращаемым конденсатом от мазутного хозяйства в тепловую схему станции:

$$Q_{\text{к}} = G_{\text{к}} \cdot i_{\text{к}} = 23495,5 \cdot 0,08 = 1879,6 \text{ Гкал.}$$

16. Определяется нормативный технологический расход тепла на собственные нужды:

$$Q_{\text{мх}}^{\text{техн}} = Q_{\text{мх}}^{\pi(\text{пр})} - Q_{\text{к}} \\ = 24372,4 - 1879,6 = 22492,8 \text{ Гкал.}$$

Приложение 4
к Методике расчета норм расхода пара
и
конденсата на собственные нужды
энергоблоков тепловых
электростанций

Пример расчета расхода тепла (пара) на проектируемое мазутное хозяйство за 1 час

1 Исходные данные:

Фронт слива, $n = 112$ цистерн.

Минимальная температура окружающего воздуха в районе размещения, $t_{\text{в}} = -25^{\circ}\text{C}$.

Максимальный часовой расход мазута в котельную, $G_{\text{сж}} = 560$ т/ч.

Суммарная вместимость склада жидкого топлива (мазута), $G_{\text{хр}} = 180000$ т

Температура сжигаемого мазута,

$t_{\text{под}}^{\text{м}}$

$= 125^{\circ}\text{C}$.

Температура мазута, подаваемого по циркуляционному контуру на разогрев мазута в резервуарах склада топлива,

$t_{\text{под}}^{\text{д}}$

$= 115^{\circ}\text{C}$.

Расчетный часовой расход мазута по циркуляционному контуру разогрева мазута в резервуарах, $G_{\text{ц}} = 640$ т/ч.

Общая длина мазутопроводов, $L_{\text{м}} = 8000$ м.

Общая длина паропроводов, $L_{\text{п}} = 6000$ м.

Расчетный срок доставки мазута по железной дороге на ТЭС, $\tau_1 =$ более 3 сут.

Средняя вместимость одной железнодорожной цистерны, $G_{\text{цист}} = 55$ т.

Теплосодержание пара, поступающего на мазутное хозяйство, $i_{\text{п}} = 0,7$ Гкал/т.

Теплосодержание конденсата после подогревателей мазута,

$i_{\text{п}}^{\text{конд}}$

$= 0,14$ Гкал/т.

Продолжительность подогрева и слива мазута, пропарки цистерн в зимнее время, $\tau_3 = 460$ мин.

Марка мазута М100.

2 Последовательность расчета расхода тепла (пара)

1. По рисунку 1 приложения 2 к настоящей Методике, определяется удельный расход тепла при сливе мазута ($q_{\text{сл}}$) марки М100 с длительностью доставки (τ_1) более 3 сут при температуре наружного воздуха $t_{\text{в}} = -25^{\circ}\text{C}$:

$Q_{\text{сл}} = 0,105$ Гкал/т.

2. По рисунку 4 приложения 2 к настоящей Методике, определяется удельный расход тепла на подогрев мазута, подаваемого на сжигание (

$q_{\text{под}}^{\text{сж}}$

) при

$t_{\text{под}}^{\text{м}}$

= 125С:

$$q_{\text{под}}^{\text{сж}} = 0,0472 \text{ Гкал/т.}$$

3. По рисунку 4 приложения 1 к настоящей Методике, определяется удельный расход тепла на подогрев мазута в подогревателях, подаваемого по циркуляционному контуру (

$$q_{\text{под}}^{\text{ц}} = 115^{\circ}\text{С в резервуары склада топлива:}$$

$$q_{\text{под}}^{\text{ц}} = 0,045 \text{ Гкал/т.}$$

4. По рисунку 5 приложения 2 к настоящей Методике, определяются удельные расходы тепла при транспортировке мазута

$$q_{\text{тр}}^{\text{м}} \text{ и пара}$$
$$q_{\text{тр}}^{\text{п}} \text{ по трубопроводам при } t_{\text{в}} = -25^{\circ}\text{С:}$$

$$q_{\text{тр}}^{\text{м}} = 1,60 \cdot 10^{-6} \text{ Гкал/(тм);}$$

$$q_{\text{тр}}^{\text{п}} = 6,6 \cdot 10^{-6} \text{ Гкал/(тм).}$$

5. Рассчитывается расход тепла в зимний период на подогрев мазута марки М100 при сливе 112 цистерн вместимостью 55 т каждая:

$$Q_{\text{сл}} = q_{\text{сл}} \cdot n \cdot G_{\text{цист}} = 0,105 \cdot 112 \cdot 55 = 646,8 \text{ Гкал.}$$

6. Рассчитывается часовой расход тепла на подогрев мазута в зимний период:

$$Q_{\text{сл}}^{\text{ч}} = \frac{Q_{\text{сл}} \cdot 60}{\tau_{\text{з}}} = \frac{646,8 \cdot 60}{460} = 84,4$$

7. Рассчитывается часовой расход тепла, потребный на подогрев мазута при сжигании и циркуляции:

$$Q_{\text{под}}^{\text{сж}} = q_{\text{под}}^{\text{сж}} \cdot G_{\text{сж}}$$
$$= 0,0472 \cdot 560 = 26,4 \text{ Гкал/ч;}$$

$$Q_{\text{под}}^{\text{н}} = q_{\text{под}}^{\text{н}} G_{\text{н}}$$

$$= 0,045 \ 640 = 28,8 \text{ Гкал/ч.}$$

8. Рассчитывается часовой расход тепла, расходуемый в окружающую среду при транспортировке мазута по трубопроводам:

$$Q_{\text{тр}}^{\text{м}} = q_{\text{тр}}^{\text{м}} G_{\text{сж}} L_{\text{м}}$$

$$= 1,6 \cdot 10^{-6} \cdot 560 \ 8000 = 7,2 \text{ Гкал/ч.}$$

9. Рассчитывается часовой расход тепла на разогрев и транспортировку мазута:

$$Q_{\text{мх}}^{\text{р}} = Q_{\text{под}}^{\text{сж}} + Q_{\text{под}}^{\text{н}} + Q_{\text{тр}}^{\text{м}}$$

$$= 26,4 + 28,8 + 7,2 = 62,4 \text{ Гкал/ч.}$$

10. Рассчитываются часовые расходы пара, на мазутное хозяйство и приемно-сливное устройство без учета расхода тепла при транспортировке пара по трубопроводам:

$$G_{\text{мх}}^{\text{пр}} = Q_{\text{мх}}^{\text{р}} : (i_{\text{п}} - i_{\text{к}}^{\text{под}})$$

$$= 62,4 : (0,7 - 0,14) = 111,4 \text{ т/ч;}$$

$$G_{\text{псу}}^{\text{п}} = Q_{\text{сл}}^{\text{ч}} : i_{\text{п}}$$

$$= 84,4 : 0,7 = 120,6 \text{ т/ч;}$$

$$G_{\text{мх}}^{\text{п}} = G_{\text{мх}}^{\text{пр}} + G_{\text{псу}}^{\text{п}}$$

$$= 111,4 + 120,6 = 232,0 \text{ т/ч.}$$

11. Рассчитывается часовой расход тепла в окружающую среду при транспортировке пара:

$$Q_{\text{тр}}^{\text{п}} = q_{\text{тр}}^{\text{п}} G_{\text{п}} L_{\text{п}}$$

$$= 6,6 \cdot 10^{-6} \cdot 232,0 \ 6000 = 9,2 \text{ Гкал/ч.}$$

12. Уточняется количество пара

$$G_{\text{мх}}^{\text{пк}}$$

на мазутное хозяйство за 1 ч с учетом расхода тепла в окружающую среду при транспортировке пара:

$$G_{\text{мх}}^{\text{пк}} = G_{\text{мх}}^{\text{п}} + Q_{\text{тр}}^{\text{п}} : (i_{\text{п}} - i_{\text{к}}^{\text{под}})$$

$$= 232,0 + 9,2 : (0,7 - 0,14) = 248,4 \text{ т/ч (в том числе на ПСУ-120,5 т/ч).}$$

Приложение 5

к Методике расчета норм расхода пара
и конденсата на собственные нужды

Таблица 1. Часовой расход тепла (q_c), Гкал/ч

Тип тепляка	Часовой расход тепла (q_c), Гкал/ч	Затраты электрической мощности (N_c), кВт
Конвективный (тепло к вагонам передается принудительной циркуляцией воздуха, нагретого в паровых калориферах). Типовой проект 1964 г.	$0,652 - 0,0130 (t_b + 1)$	80
Комбинированный (тепло к вагонам передается излучением от нагретых паром экранов принудительной циркуляцией нагретого воздуха)	Модернизированный (конвективный с боковыми экранами)	$0,721 - 0,0130 (t_b + 1)$
	Типовой проект 1973г.	$0,776 - 0,0130 (t_b + 1)$
	Типовой проект 1979г.	$0,858 - 0,0116 ((t_b + 1))$
Радиационный (тепло к вагонам передается излучением от нагретых паром экранов)	Типовой проект 1980г.	-
	Типовой проект 1982г.	-

Приложение 6
к Методике расчета норм расхода пара
и конденсата на собственные нужды
энергоблоков тепловых
электростанций

Рекомендуемые формы представления графических зависимостей составляющих расхода тепла на собственные нужды подгруппы оборудования и технологических потерь тепла, связанных с его отпуском

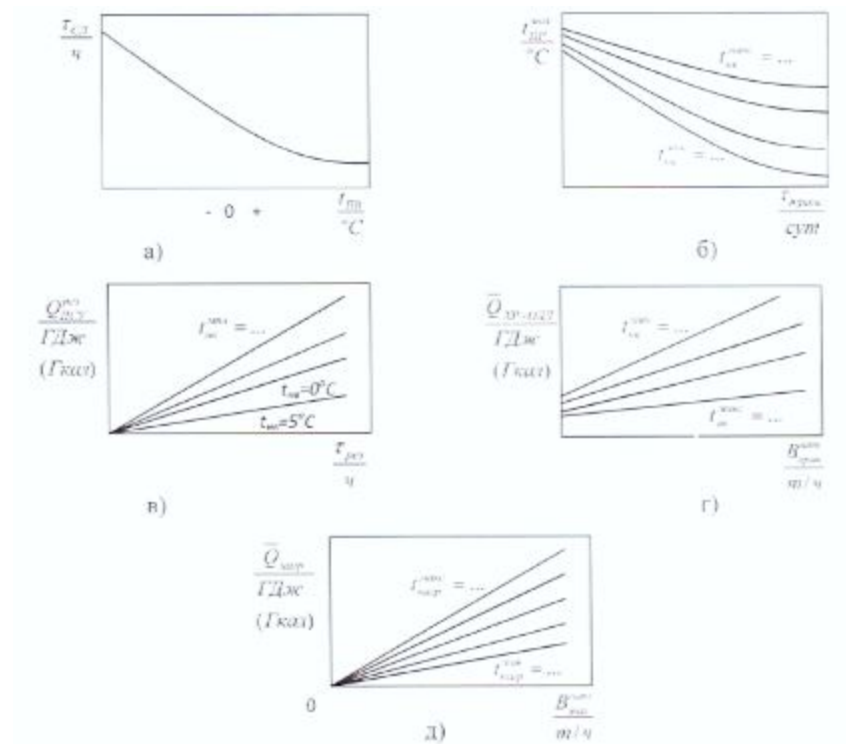


Рисунок 1. Расход тепла на мазутное хозяйство

а – предельное время слива мазута из цистерн, б – температура мазута в цистерне, в – расход тепла на прогрев приемно-сливного устройства при нахождении его в резерве, г – часовой расход тепла на хранение мазута и на охлаждение в трубопроводах, д – часовой расход тепла на нагрев мазута, сжигаемого в котлах.

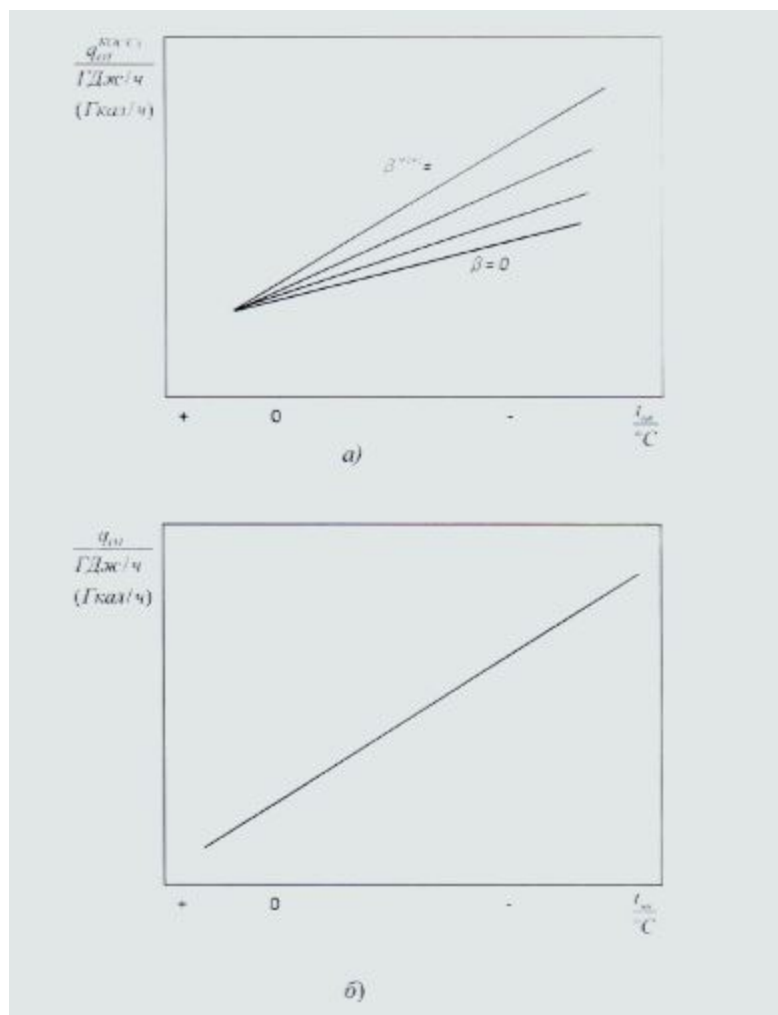


Рисунок 2. Часовой расход тепла на отопление:
а – котельного (турбинного) отделения;
б – других производственных помещений.

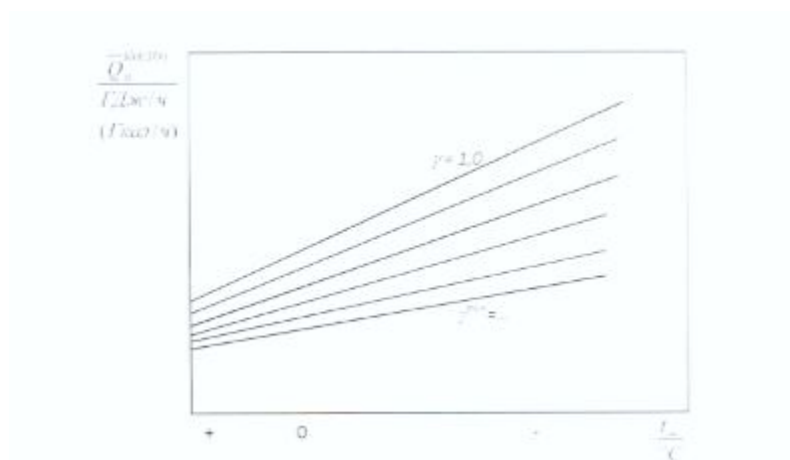


Рисунок 3. Часовой расход тепла на вентиляцию котельного (турбинного) отделения.

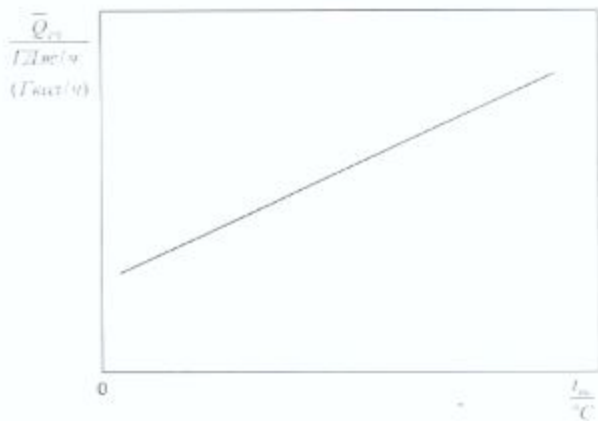


Рисунок 4. Часовой расход тепла на размораживание одной ставки вагонов с топливом.

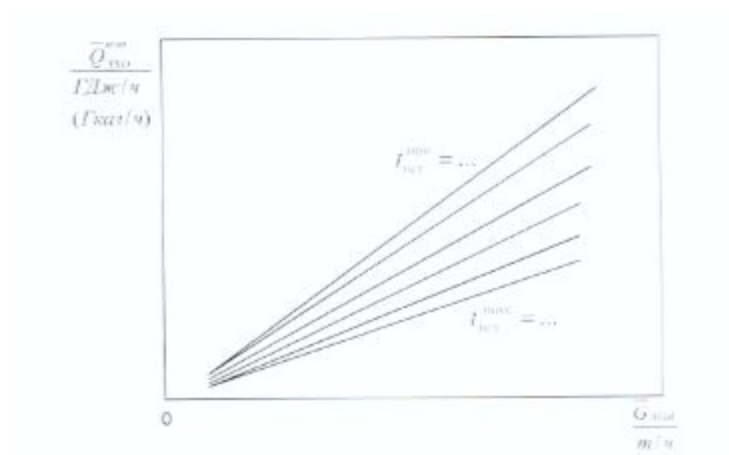


Рисунок 5. Часовые потери при подготовке химически очищенной и обессоленной воды.

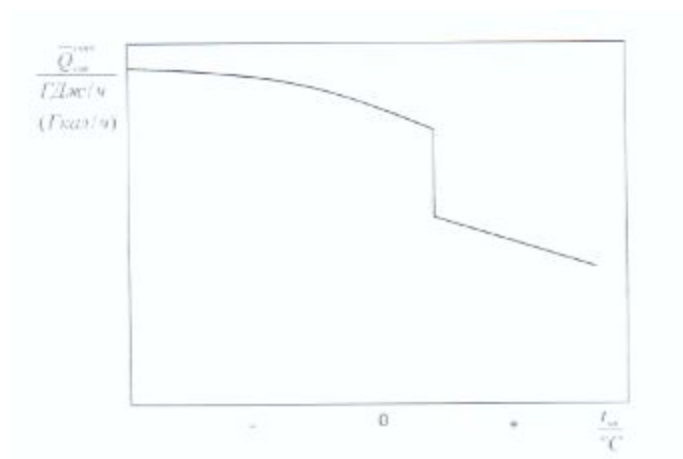


Рисунок 6. Часовые технологические потери тепла, связанные с его отпуском.

Методика расчета норм расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции напряжением 35-500 кВ

Глава 1. Общие положения

1. Настоящая Методика расчета норм расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции напряжением 35–500 кВ (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящей Методике применяются следующие основные понятия и определения:

1) собственные нужды подстанции – расчетная величина потребления электрической энергии оборудованием одной подстанции за определенный период времени;

2) норма расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций – плановый показатель потребления электрической энергии за определенный период времени;

Иные понятия и определения, используемые в настоящей Методике, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

Глава 2. Область применения

3. В процессе эксплуатации электроустановок в электрических сетях осуществляется поддержание расхода энергии в пределах норм потребления электрической энергии на собственные нужды.

4. Целью нормирования расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций является упорядочение системы его учета, контроля и планирования, осуществление режима экономии и рационального расходования электроэнергии электроприемниками собственных нужд.

5. В основу нормирования положен расчетно-аналитический метод, предусматривающий определение норм расхода электроэнергии расчетным путем по статьям расхода.

6. Представленные в настоящей Методике нормы расхода электроэнергии на собственные нужды даны для подстанций 35-500 кВ и ориентированы на выполнение следующих условий:

- 1) нормальное, технически исправное функционирование оборудования;
- 2) применение передовых методов эксплуатации оборудования;
- 3) систематическое проведение организационно-технических мероприятий по экономии электрической энергии (своевременная замена устаревшего оборудования, применение автоматики и тому подобное).

Глава 3. Состав электроприемников собственных нужд подстанции

7. К электроприемникам собственных нужд подстанций относят электроприемники, обеспечивающие функционирование оборудования подстанций в технологическом процессе преобразования и распределения электрической энергии.

В номенклатуру собственных нужд подстанций входит потребление электроэнергии на следующие цели:

- 1) охлаждение трансформаторов, автотрансформаторов и реакторов;
- 2) обогрев, освещение и вентиляция помещений (общеподстанционный пункт управления (далее – ОПУ), закрытое распределительное устройство (далее – ЗРУ), оперативно-выездная бригада (далее – ОВБ), аккумуляторной, компрессорной, насосной пожаротушения, здания вспомогательных устройств синхронных компенсаторов, проходной и камер задвижек);
- 3) освещение территории;
- 4) зарядно-подзарядные устройства аккумуляторных батарей;
- 5) оперативные цепи и цепи управления (на подстанциях с переменным оперативным током);
- 6) обогрев ячеек комплектно-распределительного устройства наружной установки (далее – КРУН) (с аппаратурой релейной защиты (далее – РЗ) и автоматики, счетчиками или выключателями) и релейных шкафов наружной установки;
- 7) обогрев приводов и баков масляных выключателей;
- 8) обогрев, шкафов управления и приводов вакуумных и элегазовых выключателей;
- 9) обогрев приводов отделителей и короткозамыкателей;
- 10) обогрев приводов и маслобаков переключающих устройств регулирования под нагрузкой (далее – РПН);
- 11) обогрев электродвигательных приводов разъединителей;
- 12) обогрев электросчетчиков в неотапливаемых помещениях;
- 13) обогрев агрегатных шкафов и шкафов управления воздушных выключателей;
- 14) электродвигатели компрессоров;
- 15) обогрев воздухосборников;
- 16) вспомогательные устройства синхронных компенсаторов (маслонасосы, циркуляционные насосы, дренажные насосы, задвижки, автоматика);
- 17) электропитание аппаратуры связи и телемеханики;

18) небольшие по объему ремонтные работы, выполняемые в процессе эксплуатации;

19) прочие: дренажные насосы, устройства РПН, дистилляторы, мелкие станки, приспособления и тому подобное.

8. К собственным нуждам подстанций относятся также электроприемники, наличие которых обусловлено спецификой эксплуатации оборудования подстанций: кондиционирование помещения щита управления (жаркая климатическая зона), обогрев дорожек к оборудованию на открытой части подстанции (в районах с обильными снегопадами) и тому подобное.

9. В состав электроприемников собственных нужд подстанций не включаются электроприемники, входящие в состав хозяйственных нужд подстанций.

Глава 4. Расчет норм расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций

10. Расчет годовой нормы расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции производится суммированием годовых норм расхода электроэнергии отдельными электроприемниками.

Рекомендуемые нормы расхода электроэнергии отдельными электроприемниками, согласно таблицам 1 – 7 приложения 1 к настоящей Методике.

11. Представленные в настоящей методике нормы даны для умеренно теплого климатического района, если иное не оговорено в таблицах. Для других климатических районов с учетом принадлежности к ним территорий энергосистем, вводится корректировка расхода электроэнергии на обогрев оборудования и помещений в соответствии с температурными коэффициентами (таблица 8 приложения 1 к настоящей Методике).

12. Для месячного и квартального нормирования согласно таблице 9 приложения 1 к настоящей Методике дается ориентировочное распределение расхода электроэнергии на собственные нужды в процентах от годового нормирования.

13. В приложении 2 к настоящей Методике представлены рекомендуемые примеры расчета норм расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций. Нормы расхода по каждой позиции определялись по выражению:

$$W=w_0K_{\text{ед}}K_t,$$

где w_0 – норма расхода электроэнергии на единицу (группу) оборудования или в целом по подстанции согласно таблицам 1 – 7 приложения 1 к настоящей Методике;

$K_{\text{ед}}$ – количество единиц оборудования;

K_t – температурный коэффициент (таблица 8 приложения 1 к настоящей Методике).

14. Нормирование расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций производится электросетевыми организациями и контролируется соответствующими подразделениями организации.

Корректирование расчетной величины нормы расхода в соответствии с конкретными условиями эксплуатации оборудования подстанций допускается по согласованию с руководством ремонтно-эксплуатационного управления при представлении соответствующего обоснования.

15. Все средства измерений, зарегистрированные в Реестре государственной системы обеспечения единства измерений Республики Казахстан, указанные в настоящих Методиках подлежат испытаниям в целях утверждения типа или метрологической аттестации и последующей поверке.

Сноска. Методика дополнена пунктом 15 в соответствии с приказом Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Приложение 1
к Методике расчета норм расхода
электроэнергии на собственные нужды
подстанции напряжением 35-500
киловольт

Нормы расхода электроэнергии

В приложении перечислено оборудование, проверенное практикой с общепринятыми данными. Для другого типа электрического оборудования, не вошедшего в состав перечисленного в настоящей Методике и в том числе зарубежных производителей оборудования, рекомендуется применять в соответствии с инструкциями по эксплуатации и техническими паспортами на это оборудование заводов изготовителей.

Таблица 1. Нормы расхода электроэнергии токоприемниками собственных нужд на единицу оборудования подстанции, тыс. кВтч/год (для умеренно теплого климатического района)

№ п.п.	Наименование электроприемников СН	Наименование единицы оборудования	Напряжение подстанции, кВ					
			35	110-150/ /6-10	110-150/ /35/ /6-10	220	330	500
1	2	3	4	5	6	7	8	9
	Обду в и охла	Тран сфор						

1.	и е тран сфор мато ров, автот ранс форм атор ов и реак торо в	р , А Т типа Д , ДЦ, Ц , Реак тор, Р типа Д и ДЦ	Таблица 2					
2.	Обог рев ОПУ , реле йных щито в	Подс танц ия	12,6	18,4	Таблица 3			
3.	Вент иляц ия и осве щени е ОПУ	-	1,7	1,8				
4.	Обог рев поме щени я ОВБ, каме р завд ижек	-	7,0	11,0	18,0	-		
5.	Обог рев ЗРУ	-	4					
6.	Нару жное осве щени е	-	0.4	1,5	3,0	6,0	12,0	24,0
7.	Заря дно- подз аряд ные	-"	3,3	6,0	16,5	44,1		132,8

	устр ойст ва						132,8	
8.	Вент иляц и я акку муля торн ой	-	1,5	2,8	4,2	8,4	8,4	8,4
9.	Опер атив ные цепи и цепи упра влен ия (на подс танц иях с пере менн ым опер атив ным токо м)	-	2,3	4,5	13,2	-		
10.	Обог рев прив одов отде лите лей и коро ткоза мыка теле й	ОД, КЗ	1,1			1,8	-	
	Обог рев ячее к КРУ Н и реле йных шка фов							

11.	нару жной уста новк и , обог рев элект росч етчи ков в неот апли ваем ых поме щени ях	Ячей к а КРУ Н , шка ф , эл.сч етчи к	Таблица 4
12.	Обог рев выкл ючат елей (масл яных , ваку умн ых, возд ушн ых, элега зовы х)	1 выкл юч.	Таблица 5
13.	Элек трод вигат ели комп ресс оров	1 выкл юч.	Таблица 6
14.	Обог рев комп ресс орно й	Подс танц ия	<= 3 компрессоров -- 12,0; >= 4 компрессоров - 15,0
15.	Вент иляц и я комп	-	

	рессорной		<= 3 компрессоров - 3,0; >= 4 компрессоров - 3.5				
16.	Пневматический привод масляных выключателей	1 выключ. с пневм.пр.	2,4	3,5	-		
17.	Обогрев воздухооборн иков	Подстанция	-	1,3	2,0	2,7	2,7
18.	Обогрев электрических приводов разъединителей	1 разъединитель	1,4				
19.	Обогрев насосной пожаротушения	Подстанция	-	14,4		16	
20.	Вспомогательные устройства в синхронных компенсаторах		Таблица 7				

	торо в	с.к.						
21.	Отоп лени е здан и я вспо мога тель ных устр ойст в с.к.	Подс танц ия с с.к. типа КС	39,0					
		Подс танц ия с с.к. типа КСВ	54,0					
22.	Аппа рату ра связи и теле меха ники , обог рев обор удов ания спут нико вой связи	Подс танц ия	1,9	4,8	8,7	26,2	43,8	52,5
	Проч ие (небо льшо й ремо нт, устр ойст ва РПН, дист илля торы , вент иляц и я ЗРУ, конд ицио							

23.	ниро вани е поме щени й, обог рев обор удов ания спут нико вой связи , обог рев и осве щени е прох одно й, комп ресс орно й, насо сной)	-	2,2	2,2	3,3	7,1	7,4	7,4
-----	--	---	-----	-----	-----	-----	-----	-----

Таблица 2. Нормы расхода электроэнергии на обдув и охлаждение трансформаторов и автотрансформаторов типа Д, Ц, ДЦ, реакторов, тыс.кВтч/год

кВ	Т и п и мощность трансформато ра, реактора	Расход	кВ	Т и п и мощность трансформато ра, реактора	Расход	
35	ТД-10000	8,8	150	ТДН-16000	6,6	
	ТД-16000	11,0		ТДТН-25000	13,1	
	ТДНС-10000	8,8		ТДТН-63000	24,1	
	ТДНС-16000	11,0		ТРДН-32000	11,0	
	ТРДН-25000	13,1		ТДЦГ-125000	244,4	
	ТРДН-40000	21,9				
	ТРДНС-25000	11,0	220	ТДТНГ-20000		
	ТРДНС-32000	13,1		ТДТНГ-40000		
	ТРДНС-40000	17,5		ТДТН-25000	13,1	
	ТРДНС-63000	21,9		ТРДН-32000	30,7	
	ТДЦ-80000	136,0		ТРДНГ-32000	8,8	
				ТРДЦН-63000	15,3	
	ТДН-10000			ТДЦ-200000	21,9	
	ТДН-15000	8,8		ТДЦ-250000	131,4	
				ТДЦ-400000	336,3	
					432,4	

110	ТДН-16000	13,1		АТДТН-30000	576,6	
	ТДН-31500	8,8		АТДЦТНГ-63000	19,7	
	ТДТН-10000	21,9		АТДЦТН-125000	131,4	
	ТДТН-16000	8,8		АТДЦТН-200000	192,2	
	ТДТН-16000/110/66	11,0			240,2	
	ТДТН-20000	13,1				
	ТДТН-25000	14,0				
	ТДТН-40000	15,3				
	ТДТН-40000/110/67	17,3	330	АТДЦТН-200000	432,4	
	ТДТН-63000	21,9		ОДЦ-150000	192,2	
	ТДТН-80000	30,7		ТДЦ-125000	192,2	
	ТРДН-25000	32,9		ТДЦ-400000	480,5	
	ТРДН-32000	13,1	500	АОДЦТН-167000	193,3	
	ТРДН-40000	15,3		АОДЦТН-267000	241,6	
	ТРДЦН-63000	15,3		ОЦ-417000	221,0	
	ТДЦ-125000	117,8		ТДЦ-206000	391,1	
	ТДЦ-200000	323,9		" - 400000	250,3	
	ТДЦ-400000	323,9		ТЦ-206000	110,9	
		555,3				

Примечания: 1. Нормы даны для средней загрузки трансформаторов, равной 70% номинальной. При загрузке, отличающейся от указанной, производится пропорциональный пересчет. 2. Для трансформаторов и автотрансформаторов, не вошедших в таблицу, норма расхода электроэнергии определяется, исходя из мощности охлаждающих устройств и времени их работы, принимаемой равной 4380 часов для трансформаторов с обдувом и времени работы трансформаторов при системах охлаждения ДЦ, Ц.

Таблица 3. Нормы расхода электроэнергии на обогрев, вентиляцию и освещение помещений ОПУ и релейных щитов, тыс. кВтч/год (для умеренно теплого климатического района)

Тип ОПУ, РЩ (размер)	Расход электроэнергии			
	Обогрев	Вентиляция	Освещение	Общий
I (12м x 42м)	63	2,9	5,8	71,7
II (12м x 36м)	54,7	2,9	5,8	63,4
III (12м x 24м)	38,2	1,9	1,0	41,1
IV (12м x 18м)	26,2	1,9	1,0	29,1
V	150,7	4,8	8	163,5
VI (12м x 48м)	72,0	5,8	5,8	83,6
VIII	-	16,8	8	24,8

Примечание. Для ОПУ, не указанных в таблице, расход электроэнергии на обогрев пересчитывается с учетом площади реального ОПУ, взяв за основу ОПУ I.

Таблица 4. Нормы расхода электроэнергии на обогрев ячеек КРУН, релейных шкафов наружной установки, электросчетчиков, тыс.кВтч/год

[illegible]

[illegible]

ВНВ-500 ХЛ	27,5	19,5	16,2'								
ВНВ-500	13,1	8,8	7,2	6,5	4,8	6,6	4,2	3,6	2,0	2,8	

Таблица 6. Нормы расхода электроэнергии на электродвигатели компрессоров на один воздушный выключатель, тыс.кВтч/год

Напряжение, кВ	Тип выключателя	Расход
35	ВВУ-35	4,5
110	ВВБ-110 ВВН-110, ВВШ-110, ВВУ-110	4,5 11,0
220	ВНВ-220 ВВБ-220, ВВД-220 ВВУ-220, ВВН-220	8,2 9,0 18,0
330	ВНВ-330 ВВБ-330, ВВД-330 ВВН-330 ВВ-330	15,75 24,0 26,0 49,5
500	ВНВ-500 ВВБ-500, ВВД-500 ВВ-500, ВВМ-500 (ВВ-500-2000/20)	15,75 30,6 50,9 (76,4)

Примечание. Расход электроэнергии на электродвигатели компрессоров на одну подстанцию не менее 20 тыс.кВтч/год, независимо от числа воздушных выключателей.

Таблица 7. Нормы расхода электроэнергии на вспомогательные устройства синхронных компенсаторов, тыс.кВтч/год

Тип синхронного компенсатора	Расход	Тип синхронного компенсатора	Расход
КС-10000	60	КС-32000	120
КС-15000	80	КСВ-50000	187
КС-16000	86	КСВ-100000	317
КС-25000	123	КСВ-160000	411

Примечание. Расход электроэнергии определен исходя из среднего времени работы синхронного компенсатора - 5000 часов в год. При отличии времени работы от указанного делать перерасчет, при этом расход пропорционален времени работы синхронного компенсатора.

Таблица 8. Температурные коэффициенты

Климатический район	Температурные коэффициенты	
	Обогрев оборудования	Обогрев помещений
Очень холодный	1,9	1,7
Холодный	1,7	1,5
Умеренно холодный	1,5	1,25
Умеренно холодный влажный	1,4	1,2

Умеренно теплый	1,0	1,0
Умеренно теплый влажный	1,4	1,2
Теплый влажный	0,3	0,5
Жаркий сухой	0,7	0,8
Жаркий умеренно влажный	0,3	0,4
Очень жаркий сухой	0,3	0,5

Таблица 9. Помесячное распределение годовых норм расхода электроэнергии токоприемниками собственных нужд подстанций, %

Наименование электроприемника в 1СН	Климатический район	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Оборудования (приводов выключателей, разъединителей, РПН, ячейек КРУН, воздухооборников)	Очень холодный	13,5	12,2	13,5	10,0	1,8	-	-	-	9,0	13,5	13,0	13,5
	Холодный	15,0	13,6	15,0	7,8	-	-	-	-	4,0	15,0	14,6	15,0
	Умеренно холодный	17,1	15,4	15,0	2,0	-	-	-	-	0,9	16,0	16,5	17,1
	Умеренно холодный влажный	18,3	16,5	17,0	1,3	-	-	-	-	-	10,9	17,7	18,3
	Умеренно теплый	25,6	23,0	1,0	-	-	-	-	-	-	0,8	24,0	25,6
	Умеренно теплый влажный	18,3	16,5	17,0	1,3	-	-	-	-	-	10,9	17,7	18,3
	Теплый влажный	43,0	7,0	-	-	-	-	-	-	-	-	7,0	43,0
	Жаркий сухой	34,0	16,0	-	-	-	-	-	-	-	-	16,0	34,0
	Очень холодный	11,2	10,1	11,2	10,8	11,1	0,8	-	0,8	10,8	11,2	10,8	11,2

Обогрев помещений	Холодный	12,7	11,5	12,7	12,3	6,5	-	-	-	6,6	12,7	12,3	12,7
	Умеренно холодный	15,2	13,7	15,2	13,0	-	-	-	-	-	13,0	14,7	15,2
	Умеренно холодный влажный	15,9	14,3	15,9	11,3	-	-	-	-	-	11,3	15,4	15,9
	Умеренно теплый	19,0	17,2	19,0	3,7	-	-	-	-	-	3,7	18,4	19,0
	Умеренно теплый влажный	15,9	14,3	15,9	11,3	-	-	-	-	-	11,3	15,4	15,9
	Теплый влажный	36,0	14,0	-	-	-	-	-	-	-	-	14,0	36,0
	Жаркий сухой	23,8	21,5	4,0	-	-	-	-	-	-	3,9	23,0	23,8
	Внутреннее и наружное освещение	12,0	11,0	10,0	7,0	5,0	5,0	5,0	5,0	6,0	10,0	12,0	12,0

По остальным электроприемникам норма расхода электроэнергии в течение года распределяется равномерно.

Приложение 2
к Методике расчета норм расхода
электроэнергии на собственные нужды
подстанции напряжением 35-500
киловольт

Рекомендуемые примеры расчета норм расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций

Пример 1.

Подстанция 35 кВ. Климатический район - умеренно холодный.

Оборудование:

Трансформаторы 2хТМ-3200

Выключатели 4хВТ-35

КРУН 6 ячеек

Расчет:

Обогрев ОПУ	12,6 тыс. кВтч/год x 1,25(таблица 8) = 15,75 тыс. кВтч/год
Вентиляция и освещение ОПУ	1,7 тыс. кВтч/год
Наружное освещение	0,4 тыс. кВтч/год
Зарядно-подзарядные устройства	3,3 тыс. кВтч/год
Вентиляция аккумуляторной	1,5 тыс. кВтч/год
Обогрев КРУН	1,2 тыс. кВтч/год x 6(количество ячеек) = 7,2 тыс. кВтч/год
Обогрев выключателей 35 кВ	0,5 тыс. кВтч/год x 4(количество выключателей)=2,0 тыс. кВтч/год
Аппаратура связи и телемеханики	1,9 тыс. кВтч/год
Прочие	2,2 тыс. кВтч/год

И т о г о ... 35,95

Норма расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции: 35,95 тыс.кВтч/год.

Пример 2.

Подстанция 35 кВ. Климатический район - умеренно теплый.

Оборудование:

Трансформаторы 2хТМ-6300

Отделители, короткозамыкатели - 4 шт.

КРУН - 12 ячеек

Оперативный ток - переменный

Расчет:

Обогрев ОПУ	12,6 тыс. кВтч/год
Вентиляция и освещение ОПУ	1,7 тыс. кВтч/год
Наружное освещение	0,4 тыс. кВтч/год
Оперативные цепи и цепи управления	2,3 тыс. кВтч/год
Обогрев приводов отделителей и короткозамыкателей	1,1 тыс. кВтч/год x 4(количество)= 4,4 тыс. кВтч/год
Обогрев ячеек КРУН	0,3 тыс. кВтч/год x 12(количество)=3,6 тыс. кВтч/год
Аппаратура связи и телемеханики	1,9 тыс. кВтч/год
Прочие	2,2 тыс. кВтч/год

И т о г о 29,1 тыс. кВтч/год

Норма расхода электроэнергии на собственные нужды подстанции 29,1 тыс.кВтч/год.

Методика расчета норм расхода тепла на технологические нужды водоподготовительных установок тепловых электростанций

Глава 1. Общие положения

1. Настоящая Методика расчета норм расхода тепла на технологические нужды водоподготовительных установок тепловых электростанций (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящей Методике используются следующие основные понятия и определения:

1) предочистка воды - удаление или снижение содержания в воде взвешенных и органических веществ, полного удаления свободной углекислоты, магния, бикарбонатного иона и кремниевой кислоты путем коагуляции, известкования, отстаивания и от фильтрования выпавшего осадка;

2) ионитная часть водоподготовительных установок (далее - ВПУ) - оборудование промышленной очистки воды путем ионного обмена, сорбции, осветления;

3) натрий катионирование - способ умягчения воды;

4) сульфуголь - полуфункциональный сильноокислый катион, содержит в качестве ионогенных групп сульфогруппы, способные к обмену ионами с электролитами.

Глава 2. Область применения

3. В процессе эксплуатации для определения нормативного и фактического расхода тепла на технологические нужды ВПУ тепловых электростанций рекомендуется осуществлять внутренний контроль норм расхода тепла на технологические нужды.

4. При подготовке добавочной воды энергетических котлов и тепловых сетей в подавляющем большинстве случаев требуется подогрев исходной (сырой) воды. Основная доля подогретой и обработанной на ВПУ воды направляется в турбинный цех и тепло этой воды используется в цикле электростанции. Часть воды расходуется на нужды ВПУ и безвозвратно теряется.

5. Основная потеря тепла на ВПУ - потеря тепла с водой собственных нужд. Остальные потери тепла (за счет охлаждения воды при подаче ее из турбинного цеха на

ВПУ, из ВПУ в турбинный цех, при прохождении по тракту ВПУ) незначительны и не нормируются.

6. Расход воды на собственные нужды ВПУ, м^3 согласно нормативному документу в области электроэнергетики:

$$G_{\text{ch}} = G_{\text{исх}} - G_{\text{ВПУ}} \quad (1)$$

где $G_{\text{исх}}$ - количество исходной воды, поступившей на ВПУ, м^3 ;

$G_{\text{ВПУ}}$ - количество полезно использованной (для восполнения внутростанционных потерь пара, питательной воды и конденсата, невозвращенного конденсата от потребителей пара, утечек сетевой воды) очищенной воды, м^3 .

7. Общий расход воды на собственные нужды ВПУ равен сумме соответствующих расходов на каждую ступень очистки воды G_{CHi} согласно нормативному документу в области электроэнергетики:

$$G_{\text{CH}} = \sum_1^k G_{\text{CHi}} \quad (2)$$

где k - число ступеней очистки воды, включая предочистку.

8. Под нормативным расходом тепла на технологические нужды ВПУ понимается минимально необходимый расход тепла на конкретную установку.

9. Для определения расхода тепла на технологические нужды ВПУ обеспечивается учет количества и температуры исходной воды, поступающей из водоисточника, температуры подогретой воды перед ВПУ и количества обработанной на ВПУ воды, поступившей для восполнения пароводяных потерь электростанций, потребителей пара и тепловой сети.

Глава 3. Нормативный расход воды на собственные нужды водоподготовительной установки

10. Нормативный расход воды на собственные нужды ВПУ (G_{CH}^{H}) зависит от качества исходной воды, технологической схемы ВПУ, ее производительности, применяемых ионообменных материалов и температуры исходной воды и определяется по приведенным ниже формулам.

11. Для установки, работающей по схеме "известкование-подкисление" (G_{CH}^{H}) определяется как:

$$G_{\text{CH}}^{\text{H}} \approx 0,03 G_{\text{ВПУ}}$$

(3)

12. Для установок с предварительной очисткой воды и ионированием по параллельной схеме согласно нормативному документу в области электроэнергетики, определяется:

$$G_{CH}^H = \alpha_{CH}^{np(n)} \cdot (G_{ВПУ} + G_{CH}^{u(n)}) + G_{CH}^{u(n)} \quad (4)$$

где

$$G_{CH}^{u(n)}$$

- нормативный расход на собственные нужды ионитной части ВПУ, м³;

$$\alpha_{CH}^{np(n)}$$

- нормативное значение доли воды, расходуемой на продувку осветлителей и взрыхление механических фильтров, равное примерно 5,5% производительности ВПУ, уточняется по результатам наладочных работ на предочистке по формуле (5):

$$\alpha_{CH}^{np(n)} = (G_{исх} - G_{np}) / G_{np} \quad (5)$$

где G_{np} - количество осветленной воды за предочисткой, м³;

$G_{исх}$ - количество исходной воды, поступившей на предочистку, м³.

13. Для ионитной части ВПУ с одноступенчатым натрий-катионированием, двухступенчатым натрий - катионированием, параллельным водород-натрий-катионированием, двухступенчатым проточным химическим обессоливанием значение

$$G_{CH}^{u(n)}$$

определяется по формуле согласно нормативному документу в области электроэнергетики:

$$G_{CH}^{u(n)} = \sum_{i=1}^l \left[\sum_{p=1}^m (q_i^u \cdot V_p^u \cdot n_p^u) \right], \quad (6)$$

где l - число ступеней очистки в ионитной части ВПУ;

$$q_i^u$$

- нормативный удельный расход воды на одну регенерацию ионита согласно таблице 1 приложения к настоящей Методике;

$$V_p^u$$

- объем ионита в каждом "р" из "m" фильтров ступени очистки, м³;

$$n_p^r$$

- число регенераций за отчетный период каждого "р" из "m" фильтров ступени очистки.

14. Для ионитной части ВПУ с противоточным Н-ОН-ионированием по блочной схеме значение (

$$G_{CH}^{u(h)}$$

) определяется по формуле:

$$G_{CH}^{u(h)} = [q^A \cdot V^A + q^H \cdot V^H + q^{H-A} \cdot (V^H + V^A)] \cdot n^{H-A}$$

$$,$$

где

$$q^A \text{ и } q^H$$

- нормативный удельный расход воды на одну регенерацию анионита и катионита согласно таблицы 1 приложения к настоящей Методике;

$$q^{H-A}$$

- нормативный удельный расход воды на домывку блока фильтров, согласно таблицы 1 приложения к настоящей Методике;

V^A и V^H - объем анионита и катионита в фильтре блока, м³;

$$n^{H-A}$$

- число регенераций блока фильтров за отчетный период.

15. Для установки полного химического обессоливания по схеме "цепочка" с предочисткой применяется формула:

$$G_{CH}^H = G_{ВПУ} \cdot [(1 + \alpha_{CH}^{u(h)}) (1 + \alpha_{CH}^{u(h)}) - 1],$$

$$,$$

где

$$\alpha_{CH}^{u(h)}$$

- нормативное значение доли воды, расходуемой на СН ионитной части "цепочки" ВПУ, определяемое в зависимости от суммы анионов (Cl+SO₄) в исходной воде по графику согласно рисунку 1 приложения к настоящей Методике.

16. Для установки термического обессоливания с предварительным двухступенчатым натрий-катионированием и предочисткой определяется по формуле:

$$G_{CH}^H = [G_{ВПУ} (1 + K_{исп}^H) + G_{CH}^{u(H)}] \cdot \alpha_{CH}^{np(H)} + G_{CH}^{u(H)} + G_{ВПУ} \cdot K_{исп}^H, \quad (9)$$

где

$$G_{CH}^{u(H)}$$

- определяется по формуле (6);

$$K_{исп}^H$$

- нормативный коэффициент упаривания воды в испарителе.

17. Значение

$$K_{исп}^H$$

определяется исходя из условия практического отсутствия солей в дистилляте по формуле:

$$K_{исп}^H = S_{исп} / (S_{конц}^H - S_{исп}), \quad (10)$$

где

$$S_{конц}^H$$

- солесодержание концентрата испарителя, мг/л (практически на действующих испарителях

$$S_{конц}^H \approx$$

50 – 103 мг/л);

$S_{исп}$ - солесодержание воды, поступающей в испаритель, мг/л.

18. Солесодержание поступающей в испаритель воды определяется по формуле:

$$S_{исп} = S_{пр} + Mg_{пр} \cdot (23 - 12) + Ca_{пр} \cdot (23 - 20) = S_{пр} + 11Mg_{пр} + 4Ca_{пр}, \quad (11)$$

где $S_{пр}$ - солесодержание воды после предочистки, мг/л;

$Ca_{пр}$ и $Mg_{пр}$ - содержание кальция и магния в воде после предочистки, мкг-экв/л;

23, 12, 20 - относительная молекулярная масса соответственно Na, Mg, Ca (приближенно) согласно нормативному документу в области электроэнергетики.

Глава 4. Расход тепла на технологические нужды водоподготовительной установки

19. Нормативный расход тепла на технологические нужды ВПУ

$$Q_{ВПУ}^{норм}$$

ГДж(Гкал) за рассчитываемый период (1 месяц, 1 год) определяется по формуле:

$$Q_{ВПУ}^{норм} = G_{CH}^{н} \cdot C \cdot d \cdot (t_{ног}^{норм} - t_{исх}^{факт}), \quad (12)$$

где C - удельная теплоемкость воды, принятая равной 4,19 кДж/(кг °С) (1 ккал/(кг °С));

d - плотность воды, принятая равной 1 кг/дм³;

$t_{ног}^{норм}$

- нормативная (предельная) температура подогретой воды на входе в ВПУ, °С, согласно таблице 2 приложения к настоящей Методике;

$t_{исх}^{факт}$

- фактическая температура исходной воды, °С.

20. Фактический расход тепла на технологические нужды ВПУ

$[Q_{ВПУ}^{факт}, \text{ГДж} \cdot (\text{Гкал})]$

за отчетный период определяется по формуле:

$$Q_{ВПУ}^{факт} = (G_{исх}^{факт} - G_{ВПУ}) \cdot C \cdot d \cdot (t_{ног}^{норм} - t_{исх}^{факт}) \cdot 10^{-3}, \quad (13)$$

где

$G_{исх}^{факт}$

- фактический расход исходной воды, м³;

$t_{ног}^{факт}$

- фактическая температура подогретой воды на входе в ВПУ, °С согласно нормативному документу в области электроэнергетики.

Приложение
к Методике расчета норм расхода тепла
на технологические нужды
водоподготовительных установок
тепловых электростанций

Таблица 1. Удельный расход воды на одну регенерацию ионита

Тип ионита	Удельный расход воды на одну регенерацию ионита	
	Обозначение	$M_{воды}^3 / M_{ионита}^3$
Сульфитоол в Na-форме для фильтров 1 -й ступени КУ-2 в Na-форме для фильтров 1-й ступени	q_{Na_1}	4,7 7,7

Сульфоуголь в Na-форме для фильтров 2-й ступени КУ-2 в Na-форме для фильтров 2-й ступени	q^{Na}_2	6,5 9,1
Сульфоуголь в H-форме для фильтров 1 -й ступени КУ-2 в H-форме для фильтров 1-й ступени	q^{H}_1	6,5 10,5
Сульфоуголь в H-форме для фильтров 2-й ступени КУ-2 в H-форме для фильтров 2-й ступени	q^{H}_2	11,1 13,0
КУ-2 для противоточных фильтров	q^{H}	5,0
Слабоосновные аниониты типа АН-31 в ОН-форме: -при отсутствии повторного использования щелочных вод на регенерацию -при регенерации анионита АН-31 щелочными водами от анионитных фильтров 2-й ступени	Q^{A}_1	21,8 20,0
-Сильноосновные аниониты типа АВ-17-8 в ОН-форме для прямоточных фильтров -То же для противоточных фильтров	q^{A}_2 q^{A}	14,5 10,0
КУ-2 и АВ-17-8 для блока противоточных фильтров	$Q^{\text{H-A}}$	5-10

*Для взрыхления ионитов во всех фильтрах используется часть отмывочной воды от предыдущей регенерации согласно подпункту 2) пункта 4 настоящей Методики.

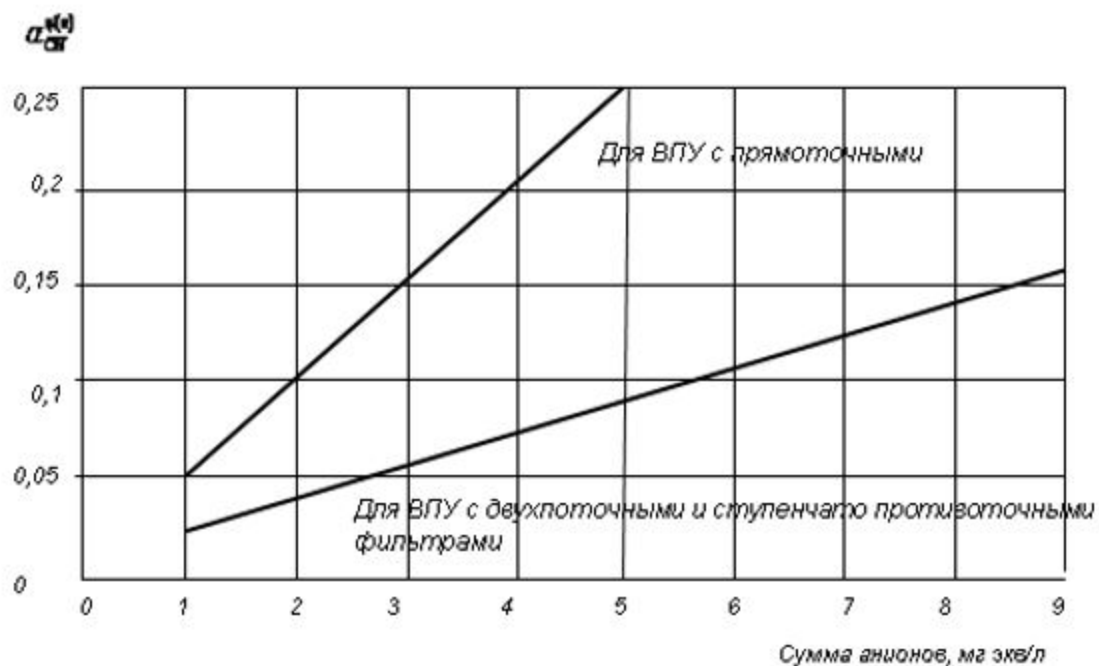


Рисунок 1. График определения нормативного значения доли воды, расходуемой на собственные нужды ионитной части "цепочки" ВПУ

Таблица 2. Нормативная (предельная) температура подогретой воды на входе в ВПУ

Предварительная очистка воды, тип	Предельная температура подогрева воды, °С
1	2
Водоподготовительная установка без предочистки	20
Коагуляция в осветлителе	25...30
Известкование с коагуляцией в осветлителе	30
Магнезимальное обескремнивание в осветлителе	40

Приложение 6
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 6 января 2017 года
№ 2

Методика расчета норм расхода материалов и изделий на ремонт подстанций напряжением до 220 киловольт

Глава 1. Общие положения

1. Настоящая Методика расчета норм расхода материалов и изделий на ремонт подстанций напряжением до 220 киловольт (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. Нормы расхода материалов и изделий предназначены для формирования технической базы энергопредприятия на основе составления обоснованных заявок на материалы и изделия и их распределения между структурными подразделениями организации.

3. В настоящей Методике используются следующие основные понятия и определения:

1) энергопередающая организация –организация, осуществляющая на основе договоров передачу электрической или тепловой энергии;

2) потребитель – физическое или юридическое лицо, использующее на основе договора электрическую и (или) тепловую энергию;

3) подстанция – электроустановка, служащая для преобразования и распределения электроэнергии и состоящая из трансформаторов или других преобразователей энергии , распределительных устройств, устройств управления и вспомогательных сооружений.

Глава 2. Область применения

4. В процессе эксплуатации электрических сетей и в том числе подстанций для обеспечения надежного работоспособного состояния оборудования рекомендуется осуществлять контроль норм расхода материалов и изделий на энергообъект.

5. Методика рекомендуется для подстанций напряжением 6/10/35/110/220 киловольт (далее – кВ).

6. Перечень оборудования для расчета норм расхода материалов и изделий разрабатывается на основании технического паспорта изготовителя оборудования, энергетической организацией.

7. При формировании перечня оборудования делят на группы в зависимости от напряжения трансформаторных подстанций.

Состав оборудования, входящего в характерные группы ПС по напряжению 6/10 кВ , 35/110 кВ, 110/220 кВ, согласно приложениям 1 и 2 к настоящей Методике.

8. Разработка норм расхода материалов и изделий осуществляется на основе принятой организацией системы планово-предупредительного ремонта, согласно Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066).

9. Нормы расхода материала и изделий каждой подстанции (далее – ПС) пересматриваются (пересчитываются) при изменении конструкции, материалов и технологии ремонта оборудования.

Глава 3. Расчет норм расхода материалов и изделий на капитальный ремонт оборудования подстанций

10. Разработка норм расхода материалов и изделий осуществляется по двум составляющим: расход материалов и изделий на ремонт и замену элементов оборудования.

11. Нормирование расхода материалов и изделий по ресурсу работы осуществляется для оборудования подстанций, отказ в работе которого, вызывает необходимость замены. Потерявшие работоспособность элементы не подлежат ремонту.

12. Нормирование расхода материалов и изделий по ресурсу работы оборудования и элементов ПС, в зависимости от срока эксплуатации объектов, осуществляется на основе характеристики надежности потока отказов.

При возникновении систематических, непредусмотренных техническим паспортом оборудования, технологических карт ремонта, фактических статистических данных по отказам требуется внесения изменения в систему планово-предупредительного ремонта для вывода из рабочей схемы оборудования для ремонта, а при невозможности восстановления рабочего состояния замену оборудования или его частей. Относительное количество отказов элементов определяется по нормативной характеристике потока отказов, а в случае отсутствия в техническом паспорте оборудования – по фактической статистике отказов.

13. Расчет норм расхода материалов и изделий для замены элементов объектов с использованием нормативной характеристики осуществляется в следующем порядке:

1) на характеристике потока отказов устанавливаются ψ -интервалы по сроку эксплуатации оборудования с близкими значениями относительной величины ежегодных отказов

$\lambda_{qi\text{ год}}^{\text{относ}}$
q-го элемента на i-ом объекте.

2) определяется ежегодное количество отказов

$\lambda_{qi\text{ год}}^{\psi}$
отношением единицы объекта к единицы объекта в год (ед./ед. объекта год) q-го элемента в единице (шт.) i-го объекта в ψ -

-ом интервале срока эксплуатации:

$$\lambda_{qi\text{ год}}^{\psi} = \lambda_{qi\text{ год}}^{\text{относ}} \cdot n_{qi}$$

(1)

где

n_{qi}

– количество q-ых элементов в единице i-го объекта, ед./ед. объекта.

3) определяется ежегодное среднее взвешенное по интервалам количество отказов

$$\lambda_{qi \text{ год}}^{\psi \text{ ср}}$$

q- элементов в единице i- объекта организации:

$$\lambda_{qi \text{ год}}^{\psi \text{ ср}} = \frac{\lambda_{qi \text{ год}}^{\psi 1} l_i^{\psi 1} + \lambda_{qi \text{ год}}^{\psi 2} l_i^{\psi 2} + \dots + \lambda_{qi \text{ год}}^{\psi n} l_i^{\psi n}}{l_i^{\psi 1} + l_i^{\psi 2} + \dots + l_i^{\psi n}},$$

(2)

где

$$l_i^{\psi}$$

– количество единиц измерения (шт.) в

$$\psi$$

- интервале срока эксплуатации оборудования и элементов ПС.

4) определяется первая составляющая нормы расходов материалов и изделий как среднегодовая нормативная потребность

$$Q_{\alpha i}'$$

в а-материале или изделии на единицу i-го объекта для замены q-ых элементов, при этом расход материалов и изделий на замену указанных физических элементов

$$Q_{\alpha qi}'$$

(физ. ед./ед. объекта год) принимается на основе норм расхода материалов и изделий на выполнение отдельных работ по замене одного q-го элемента i-го объекта

$$Q_{\alpha i}' = \sum_1^q Q_{\alpha qi}' \lambda_{qi \text{ год}}^{\psi \text{ ср}}$$

(3)

5) рассматриваемая составляющая среднегодовой объектной нормы расхода материалов и изделий по ресурсу работы элементов, включает в свой состав вместе с материалами и изделиями, расходуемыми непосредственно на заменяемый элемент, материалы, обусловленные технологией замены элемента.

14. Расчет второй составляющей среднегодовой нормы расхода материалов и изделий

$$Q_{\alpha i}''$$

осуществляется для ситуаций, когда элемент при его износе заменяется не целиком, осуществляется ремонт его узлов. Расчет указанной составляющей нормы расхода материалов и изделий осуществляется на основе норм расхода материалов и изделий по видам работ на объекте и значениям длительности межремонтных периодов работ.

Приведение расхода материалов и изделий по видам работ на элементах объекта к году осуществляется делением их значений на соответствующую этим работам длительность межремонтного периода.

15. Для расчета второй составляющей объектной среднегодовой нормы расхода материалов и изделий

$$Q_{\alpha i}''$$

(физ. ед./ед. объекта год) рекомендуется следующая формула:

$$Q_{\alpha i}'' = \sum_{\xi=1}^{\xi} \sum_{m=1}^m \frac{Q_{\alpha \tau_{\xi} i}'' \cdot n_{\xi i}}{T_{m \xi i}} \quad (4)$$

где

$$Q_{\alpha i}''$$

– норма расхода α – материала и изделия при выполнении работы m – вида на ξ

-ом элементе (узле) i - объекта;

$$T_{m \xi i}$$

– межремонтный период выполнения работы m – вида на ξ

- элементе i -го объекта;

$$n_{\xi i}$$

– количество

$$\xi$$

-ых элементов (узлов) на единицу измерения i - объекта.

16. Среднегодовая норма расхода материалов и изделий на единицу объекта

$$Q_{\alpha i}$$

определяется как сумма первой

$$Q_{\alpha i}'$$

и второй

$$Q_{\alpha i}''$$

составляющих:

$$Q_{\alpha i} = \left(\sum_{q=1}^q Q_{\alpha q i}' \lambda_{qi}^{\psi \text{ ср}} + \sum_{\xi=1}^{\xi} \sum_{m=1}^m \frac{Q_{\alpha \tau_{\xi} i}'' \cdot n_{\xi i}}{T_{m \xi i}} \right)$$

(5)

17. Для подстанций, расположенных в сложных условиях эксплуатации (болота, горы, зоны повышенного загрязнения изоляции), принимаются поправочные коэффициенты к нормам расхода материалов и изделий, согласно Правилам организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций, тепловых и электрических сетей, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 11 февраля 2015 года № 73 (зарегистрирован в государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10451) и разрабатываются индивидуальные нормы расхода материалов и изделий по каждому объекту или элементу.

18. Номенклатура подлежащих нормированию материалов и изделий определяется на основе технических паспортов электрооборудования, технологических карт ремонта, проектной документации и данных ежегодных заявок на материалы и изделия.

19. Примерный перечень материалов, необходимых для ремонта подстанций приведен согласно приложению 3 к настоящей Методике, который дополняется в зависимости от эксплуатируемого оборудования. Пример расчета среднегодовых норм расхода материалов на ремонт трансформаторных подстанций напряжением 6 – 10 кВ приведен согласно приложению 4 к настоящей Методике.

Глава 4. Расчет норм расхода материалов и изделий на ремонт оборудования подстанций

20. Расчетная годовая потребность

B_{α}

энергопередающей организации в α – материале или изделии определяется по формуле:

$$B_{\alpha} = B_{\alpha}^{ПС} + B_{\alpha}^{РС} + B_{\alpha}^{ТП}$$

(7)

где

$B_{\alpha}^{ПС}$

– расчетная годовая потребность в α – материале или изделии на ремонт подстанции напряжением до 220 кВ включительно;

$B_{\alpha}^{РС}$

– расчетная годовая потребность в α – материале или изделии на ремонт распределительной сети напряжением 0,4 – 10 кВ;

$B_{\alpha}^{ТП}$

– расчетная годовая потребность в а – материале или изделии на ремонт трансформаторной подстанции напряжением 6 – 10 кВ;

21. Значения каждой из вышеуказанных составляющих определяется суммой годовой потребности в а – материале и изделии всех единиц объектов энергетической организации, рассчитываемой на основе норм среднегодового расхода материалов и изделий единиц объектов энергетической организации.

Для ПС расчет

$B_{\alpha}^{ПС}$

(физ. ед./год) выполняется по формуле:

$$B_{\alpha}^{ПС} = \sum_{i=1}^i L_i Q_{\alpha i}$$

(8)

где L_i – материал или изделие объекта ПС i -го типа;

$Q_{\alpha i}$

– среднегодовая норма расхода а – материала или изделия ПС i -го типа. Значения

$B_{\alpha}^{ПС}$

,

$B_{\alpha}^{ТП}$

рассчитываются аналогично.

Приложение 1
к Методике расчета норм расхода
материалов и изделий на ремонт
подстанций напряжением до 220
киловольт

Примерный перечень оборудования для подстанции напряжением 35 – 220 кВ

- 1) Силовые трансформаторы, реакторы;
- 2) выключатели воздушные;
- 3) выключатели масляные;
- 4) выключатели нагрузки;
- 5) отделители;
- 6) короткозамыкатели;
- 7) синхронные компенсаторы;
- 8) трансформаторы напряжения;
- 9) трансформаторы тока;
- 10) разъединители;

- 11) разрядники;
- 12) изоляторы;
- 13) шины;
- 14) аккумуляторные батареи.

Приложение 2
к Методике расчета норм расхода
материалов и изделий на ремонт
подстанций напряжением до 220
киловольт

Примерный состав трансформаторной подстанции напряжением 6 – 10 кВ

- 1) Мачтовая трансформаторная подстанция;
- 2) комплектная трансформаторная подстанция, тупиковая одно трансформаторная;
- 3) комплектная трансформаторная подстанции, проходная одно трансформаторная;
- 4) закрытая тупиковая одно трансформаторная подстанция;
- 5) закрытая проходная одно трансформаторная подстанция;
- 6) закрытая проходная, двух трансформаторная подстанция.

Приложение 3
к Методике расчета норм расхода
материалов и изделий на ремонт
подстанций напряжением до 220
киловольт

Примерный перечень материалов, необходимых для ремонта подстанций

- 1) Токопроводящие шины.
- 2) провод;
- 3) кабель;
- 4) изоляторы;
- 5) сталь профилированная;
- 6) наконечники кабельные;
- 7) аппаратные и петлевые зажимы;
- 8) натяжная, поддерживающая и сцепная арматура;
- 9) разрядники;
- 10) предохранители с плавкими вставками;
- 11) масло трансформаторное;
- 12) силикагель;
- 13) цеолит;
- 14) краска нитро;
- 15) лак 177;
- 16) лак бакелитовый;

- 17) бензин;
- 18) щелочь;
- 19) салфетки технические;
- 20) смазка ЦИАТИМ;
- 21) мастика кабельная;
- 22) лента изоляционная;
- 23) лента киперная;
- 24) лакоткань;
- 25) асбест листовой;
- 26) трубка ПВХ;
- 27) болты с шайбами и гайками;
- 28) арматура низковольтная;
- 29) лампы электрические;
- 30) паста для мытья рук;
- 31) резина маслостойкая уплотнительная;
- 32) губки и ножик разъединителям;
- 33) металлокерамические контакты к выключателям;
- 34) щебень;
- 35) песок;
- 36) цемент;
- 37) плиты перекрытия;
- 38) лотки;
- 39) ограждения;
- 40) водоэмульсионная краска;
- 41) ОПН;
- 42) электросчетчики;
- 43) автоматы;
- 44) рубильники.

Приложение 4
к Методике расчета норм расхода
материалов и изделий на ремонт
подстанций напряжением до 220
киловольт

Пример расчета среднегодовых норм расхода материалов на ремонт трансформаторных подстанций напряжением 6 - 10 кВ

Расчет составляющей объектной среднегодовой нормы расхода материалов и изделий на техническое обслуживание мачтовой трансформаторной подстанции (далее – МТП) 6-10 кВ, обусловленной выполнением ремонта отдельных узлов, рассматривается на примере окраски оборудования и строительных конструкций МТП.

В соответствии с действующими нормами в сфере электроэнергетики расход красителей по видам работ составит:

1) Расход красителей при капитальном ремонте МТП:

окраска щита сборки – 0,6кг;

окраска трансформатора – 1,0кг;

окраска конструкций разъединителя – 0,3кг;

окраска рамы предохранителя – 0,1кг;

окраска металлических частей разрядников – 0,17кг.

Итого на капитальный ремонт оборудования – 2,17кг.

2) Окраска ограждения – 2,0кг.

Итого на капитальный ремонт строительной части – 2,0кг.

3) Расход красителя на техническое обслуживание МТП:

проверка и профилактический ремонт оборудования – 0,1кг;

восстановление надписей – 0,03кг.

Итого на техническое обслуживание – 0,13кг.

В качестве красителя на указанных работах принимается нитроэмаль. Периодичность ремонта оборудования строительной части МТП принимается в соответствии с действующими нормами Приказа Министра энергетики Республики Казахстан от 11 февраля 2015 года № 73 "Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций, тепловых и электрических сетей" и с учетом условий рассматриваемой организации, имеющей электрические сети, и составляет на капитальный ремонт оборудования – 7 лет; техническое обслуживание – ежегодно; капитальный ремонт строительной части – 10 лет. Составляющая объектной среднегодовой нормы расхода материалов(красителя), обусловленная ремонтом отдельных узлов, определяется по формуле (4) настоящей Методики и на основе норм расхода красителей по видам работ и межремонтных периодов оборудования и строительной части и составит (кг/год МТП):

$$Q_{\text{краскаМТП}} = \frac{2,17}{7} + \frac{0,13}{1} + \frac{2}{10} = 0,64$$

Приложение 7
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 6 января 2017 года
№ 2

Методические указания по определению классификации производственных помещений тепловых электростанций по допустимым уровням шума

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по определению классификации производственных помещений тепловых электростанций по допустимым уровням шума (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. Методические указания рекомендуются для проектируемых, действующих, расширяемых и реконструируемых тепловых электростанций.

3. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) рабочее место – место постоянного или временного пребывания работающих в процессе трудовой деятельности;

2) колеблющиеся шумы – уровень звука которых непрерывно изменяется во времени;

3) прерывистые шумы – уровень звука которых резко падает до уровня фонового шума, причем время, в течение которого уровень остается постоянным, составляет 1 с и более;

4) импульсные шумы – состоящие из одного или нескольких звуковых сигналов, каждый длительностью менее 1 секунды (далее – с), при этом уровни звука в децибелах со взвешивающим фильтром типа А (далее - дБА), измеренные при включении характеристик "медленно" и "импульс" шумомера, различаются не менее чем на 10 децибелах (далее – дБ).

Глава 2. Область применения

4. По характеру частотного спектра шумы подразделяются на широкополосные, с непрерывным спектром шириной более одной октавы и тональные, в спектре которых имеются слышимые дискретные (отдельные) тона, устанавливаемые измерением в третьоктавных полосах частот по превышению уровня звукового давления в одной полосе над соседними не менее чем на 10 дБ. Шум характеризуется уровнями звукового давления или звуковой мощностью в частотном спектре.

5. По временным характеристикам шумы подразделяются на:

1) постоянные, уровень звука которых за 8-часовой рабочий день изменяется во времени не более чем на 5 дБА;

2) непостоянные, уровень звука которых за 8-часовой рабочий день изменяется во времени не менее чем на 5 дБА, при измерениях на временной характеристике "медленно" шумомера.

6. Нормируемыми параметрами постоянного шума на рабочих местах являются уровни звукового давления (дБ) в октавных полосах со среднегеометрическими частотами 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000 и 8000 герц (далее – Гц).

Для ориентировочной оценки шума (например, при предварительной оценке, выявлении необходимости мер по шумоглушению) допускается за нормируемые параметры на рабочем месте принимать уровень звука (дБА), измеряемый шумомером по шкале - А.

7. Непостоянные шумы подразделяются на:

1) колеблющиеся, уровень звука которых непрерывно изменяется во времени;

2) прерывистые, уровень звука которых резко падает до уровня фонового шума, причем время, в течение которого уровень остается постоянным, составляет 1 с и более ;

3) импульсные, состоящие из одного или нескольких звуковых сигналов, каждый длительностью менее 1 с, при этом уровни звука (дБА), измеренные при включении характеристик "медленно" и "импульс" шумомера, различаются не менее чем на 10 дБ.

8. Колеблющийся во времени шум на рабочем месте нормируется эквивалентным (по энергии) уровнем звука (дБА), определяемым согласно ГОСТ 31937 " Межгосударственный стандарт. Здания и сооружения. Правила обследования и мониторинга технического состояния".

Сноска. Пункт 8 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

9. Прерывистый и импульсный шумы на рабочем месте нормируются эквивалентными (по энергии) уровнями звукового давления (дБ) в октавных полосах частот со среднегеометрическими частотами 63, 125, 250, 500, 1000, 2000, 4000 и 8000 Гц.

Глава 3. Допустимые уровни шума

10. Значения допустимых уровней звукового давления, уровней звука, эквивалентных уровней звука и звукового давления на рабочих местах в производственных помещениях принимается:

1) для широкополосного шума, измеренного шумомером по характеристике "медленно", согласно приложению к настоящим Методическим указаниям;

2) для тонального и импульсного шумов, измеренных шумомером по характеристике "медленно", на 5 дБ меньше значений, согласно приложению к настоящим Методическим указаниям.

11. Для шума, создаваемого в помещениях установками кондиционирования воздуха, вентиляции и воздушного отопления, допустимые уровни принимаются на 5 дБ меньше значений или фактических значений уровней шума в этих помещениях. Если они не превышают значений, приведенных в приложение к настоящим Методическим указаниям, поправка для тонального и импульсного шумов в этом случае не принимается.

12. На действующих тепловых электростанциях метод измерения шума, количество и расположение точек измерения на рабочих местах производственных помещений соответствует ГОСТ 31937 "Межгосударственный стандарт. Здания и сооружения. Правила обследования и мониторинга технического состояния". Во вновь проектируемых производственных зданиях и сооружениях количество и расположение расчетных точек следует принимать в соответствии с СН РК 2.04-02 "Защита от шума".

Сноска. Пункт 12 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Глава 4. Общие мероприятия по снижению уровней шума

13. На действующих тепловых электростанциях при реконструкции и расширении старых и проектировании новых тепловых электростанций предусматриваются на основании акустических расчетов мероприятия по обеспечению допустимых уровней звукового давления и уровней звука в производственных помещениях.

14. В технических условиях и в паспортах на технологическое и санитарно-техническое оборудование в соответствии с СН РК 2.04-02 "Защита от шума", указываются шумовые характеристики этого оборудования, то есть октавные уровни звуковой мощности или другие характеристики шума, определенные по ГОСТ Р 51400-99 (ИСО 3743-1-94, ИСО 3743-2-94) "Шум машин. Определение уровней звуковой мощности источников шума по звуковому давлению".

Сноска. Пункт 14 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

15. Допустимые уровни звукового давления в октавных полосах частот, уровни звука и эквивалентные уровни звука и звукового давления на рабочих местах производственных помещений согласно приложению к настоящим Методическим указаниям.

16. При выборе тех или иных видов технологического и санитарно-технического оборудования рекомендуется учитывать значения шумовых характеристик этого оборудования исходя из требований обеспечения на рабочих местах производственных помещений допустимых уровней шума, указанных в приложение к настоящим Методическим указаниям. Если значения шумовых характеристик оборудования

превышают допустимые уровни шума, установленные техническими условиями, то заводы-изготовители поставляют комплектно с этим оборудованием шумоглушащие устройства, обеспечивающие снижение шума до требуемого уровня.

17. При разработке проекта предусматриваются мероприятия по ограничению распространения шума как на территорию энергопредприятия, так и в окружающее его пространство, включающие:

1) открытое и (или) закрытое размещение технологического оборудования, при этом учитываются взаимное расположение зданий (для экранирования участков, требующих защиты от шума), рельеф местности, полосы зеленых насаждений и направление ветра (шум ослабляется в направлении против ветра);

2) размещение оборудования, создающего шум ("шумного" оборудования), например, насосов, компрессоров, углеразмольных мельниц, тягодутьевых машин и другого, в отдельных помещениях или отдельно стоящих зданиях, в обособленных укрытиях и боксах внутри помещений;

3) максимальное удаление зданий и помещений с "шумным" оборудованием от зданий и помещений, для работы в которых требуется тишина ("тихих" помещений) - административно-технических, главных щитов управления;

4) размещение между "шумными" и "тихими" помещениями производственных и вспомогательных помещений с пониженными уровнями собственного шума (например, лабораторий);

5) сосредоточение "шумного" оборудования в зонах вблизи стен или в одном из углов помещений;

6) отделение помещений с "шумным" оборудованием от остальных "буферным" этажом, где нет постоянных рабочих мест (например, кабельный полужет, технический этаж вентиляционных систем, складские помещения);

7) размещение "шумных" помещений или "шумного" оборудования на максимальном расстоянии от границы жилой застройки.

18. При разработке проекта после планировки помещений и компоновки оборудования выполняется акустический расчет, и предусматриваются ограждающие конструкции, для чего осуществляется:

1) выбор расчетных точек на рабочих местах на высоте 1,2-1,5 метра (далее – м) от уровня пола (рабочей площадки, планировочной отметки помещения);

2) определение допустимых уровней звукового давления в расчетных точках согласно приложению к настоящим Методическим указаниям;

3) определение октавных уровней звукового давления в расчетных точках;

4) определение требуемого снижения октавных уровней звукового давления в расчетных точках;

5) выбор типовых строительных ограждающих конструкций (стен, перегородок и перекрытий) в соответствии с требуемым снижением октавных уровней звукового

давления в расчетных точках с учетом мероприятий пункта 18 настоящих Методических указаний;

б) определение ожидаемых октавных уровней звукового давления в расчетных точках после выбора ограждающих конструкций.

19. Октавные уровни звукового давления и требуемое снижение их в расчетных точках следует определять в соответствии с главой 11 ГОСТ 31353.1-2007 (ИСО 13347-1:2004) Межгосударственный стандарт. Шум машин. Вентиляторы промышленные. Определение уровней звуковой мощности в лабораторных условиях.

20. Для обеспечения требуемой повышенной звукоизолирующей способности ограждений применяются:

1) дверные проемы и окна специальной конструкции (двойные двери с тамбурами, одинарные двери с утяжеленным многослойным полотном; световые проемы и окна с утолщенным стеклом или двойным остеклением, уплотнение прокладками по периметру перечисленных конструкций);

2) звукоизолирующие устройства в отверстиях и проемах для технологической коммуникации (вентиляционных коробов, трубопроводов различного назначения, токопроводов) между "шумными" и "тихими" помещениями, которые обладают способностью, близкой к звукоизолирующей способности ограждения.

21. Если предусмотренные проектом ограждающие конструкции не обеспечивают требуемого снижения уровней звукового давления, а применение других конструкций нецелесообразно, то на основании расчетов применяются дополнительные решения:

1) звукоизолирующие облицовки ограждающих поверхностей помещений, в которых требуется уменьшить гулкость (центральные щиты управления, блочные щиты управления). Если отношение ширины помещения к высоте менее 5, то следует облицевать стены и потолок, если это отношение равно 5 и более, то достаточно облицевать потолок. Облицовка подбирается таким образом, чтобы наибольший коэффициент звукопоглощения соответствовал максимальному уровню звуковых давлений в октавных полосах частот;

2) акустические экраны на границе зон с "шумным" оборудованием (насосы, компрессоры), экраны имеют высоту не менее 3 м и звукоизолирующую облицовку, обращенную к источнику шума.

22. Экраны устанавливаются свободно или прикрепляются к потолку. Потолок над шумным оборудованием покрывается облицовкой, выходящей за габаритную линию экранов не менее чем на 2 м. При расположении шумного оборудования в углу помещения облицовку следует выполнять на прилегающих к нему стенах. Звукоизолирующие боксы для шумного оборудования, нуждающегося в постоянном обслуживании или наблюдении, если невозможно уменьшить шум в источнике его образования. За пределы боксов выносятся рабочие места обслуживающего персонала, органы управления и измерительная аппаратура. Если шумное оборудование занимает

большую площадь, то рекомендуется звукоизолировать только рабочее место (установка звукоизолированной кабины с основными органами управления и контрольно-измерительными приборами или без них).

Сноска. Пункт 21 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

23. В шумных помещениях переходные площадки, перекрытия и лестничные марши нельзя выполнять из тонколистовых металлических материалов.

Сноска. Пункт 22 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

24. В тихих помещениях (где допускается уровень звука 65 дБА и менее) для снижения проникающего шума от вентиляторов и установок кондиционирования воздуха применяются:

1) типовые глушители (на основании расчета) в воздуховодах вблизи вентиляционных установок;

2) виброизолирующие прокладки под вентиляторы и их электроприводы (если они не входят в комплект оборудования);

3) гибкие вставки на воздуховодах для ограничения распространения вибрации.

Сноска. Пункт 23 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

25. Для снижения шума оборудования в источнике его образования рекомендуется по возможности:

1) заменять ударные взаимодействия деталей безударными;

2) демпфировать вибрации соударяющихся деталей путем сочленения их с материалами, имеющими большое внутреннее трение (резиной, изделиями из пластмасс, пробкой, битумными картонами, войлоком, асбестом);

3) уменьшить интенсивность шума от вибрирующих деталей, имеющих большие поверхности (корпуса редукторов, барабаны мельниц, кожуха турбин), устройством упругих прокладок и пружин между деталями, передающими вибрацию, звукоизолирующей облицовкой внешней и внутренней поверхностей кожухов, барабанов;

4) заменять металлические детали изделиями из пластмасс или других незвучных материалов;

5) производить тщательную балансировку роторов агрегатов и других вращающихся деталей для уменьшения динамических сил, возбуждающих вибрацию;

6) предусматривать минимальные допуски при сборке агрегатов в целях уменьшения зазоров в сочленении деталей, тем самым уменьшить вибрацию или энергию соударений;

7) не допускать завихрения газовых, пароводяных и воздушных струй в местах резкого расширения (падение давления с 0,2 МПа (2 кгс/см²) и более) и сужения или предусматривать специальные глушители шума;

8) заменять по возможности подшипники качения подшипниками скольжения в случаях, когда преобладающим шумом агрегата является шум подшипников.

Сноска. Пункт 24 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

26. При невозможности снижения шума технологического и санитарно-технического оборудования в источнике его образования в паспорте и в технических условиях на оборудование указываются мероприятия, которые применяются для уменьшения шума, в частности:

1) размещение агрегата в боксах, отдельных помещениях с повышенной звуко- и виброизоляцией, при этом следует указать необходимость применения дополнительной вентиляции в помещениях и боксах;

2) заключение агрегата или его сборочных единиц в звукозащитные кожуха, снабженные виброизолирующими прокладками между корпусом и фундаментом агрегата, а в местах прохода трубопроводов через кожуха – звукоизолирующими прокладками;

при этом в звукоизолирующих кожухах предусматриваются вентиляционные отверстия, облицованные изнутри звукопоглощающими материалами, или дополнительные вентиляторы;

3) установка звукопоглощающих камер или глушителей аэродинамических шумов на трубопроводах, предохранительных клапанах и других устройствах;

4) облицовка звуко- и теплоизолирующими материалами трубопроводов, воздухопроводов и других коммуникаций, создающих шум;

5) установка съемной звуко- и теплоизоляции на арматуре трубопроводов, создающих шум;

6) нанесение на поверхности трубопроводов, создающих шум, вибродемпфирующих мастик и армировок;

7) установка станин оборудования (вентиляторов, дымососов, насосов с электроприводами) на резинометаллические виброопоры для снижения шума и предотвращения передачи вибрации строительным конструкциям;

8) устранение жестких связей между фундаментами агрегатов и перекрытиями созданием воздушной щели в 1-2 сантиметра (далее – см) и установкой над сопрягаемыми местами массивных железобетонных плит на резиновые прокладки.

Указанные мероприятия подтверждаются ссылкой на рабочие чертежи, типовые устройства и технические условия на перечисленные устройства, обеспечивающие снижение шума в производственных помещениях до допустимого уровня.

Сноска. Пункт 25 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

27. В производственных помещениях действующих тепловых электростанций, для снижения шума на рабочих местах до допустимого уровня помимо приведенных в пункте 26 настоящих Методических указаний, рекомендуются следующие мероприятия:

1) устройство звукоизолирующих экранов в местах размещения шумного оборудования (например, в районе редуционно-охлаждающих устройств);

2) облицовка потолков и стен звукоизолирующими плитами (например, в помещениях блочных щитов управления – плитами "Акмигран", "Силакпор", в помещениях водозабора береговых насосных – минераловатными плитами с обивкой перфорированным металлическим листом) в соответствии с требованиями, указанными в пункте 21 настоящих Методических указаний;

3) устройство двойных дверей без тамбуров или с тамбурами (например, обшивка металлическим листом, натуральным войлоком толщиной 30 мм с облицовкой дерматином или кожзаменителями);

4) облицовка внутренней поверхности участков воздухопроводов вентиляции и установок кондиционирования воздуха звукопоглощающими материалами или установка на этих участках типовых глушителей шума;

5) замена устаревшего оборудования, создающего повышенный шум, оборудованием, создающим меньший шум;

6) своевременное устранение неисправностей в оборудовании, из-за которых повышается уровень шума;

7) применение менее шумных технологических процессов и приемов производства работ.

Эти мероприятия принимаются на основе акустических расчетов с обоснованием выбранных размеров конструкций, материалов и устройств.

Сноска. Пункт 26 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

28. Для защиты работающих от вредного воздействия шума на действующих тепловых электростанциях осуществляются:

1) автоматизированное и дистанционное управление шумным и расположенным в шумных зонах оборудованием;

теоретических работ и обработки и экспериментальных данных, конструкторских бюро, для расчетов и программистов вычислительных машин, административно-управленческого персонала, приема больных в здравпунктах	71	61	54	49	45	42	40	38	50
1.2. Помещения для инженерно-технического персонала цехов и служб	79	70	68	58	55	52	50	49	60
1.3. Помещения лабораторий: химической, электротехнической, автоматизации и измерений без собственных	83	74	68	63	60	57	55		65

установка без собственных источников шума	83	74	68	63	60	57	55	54	65
2.14. Водоподготовительная установка с расположенными в ней насосами (на расстоянии 2 м от зоны насосов)	99	92	86	83	80	78	76	74	85
2.15. Рабочее место аппаратчика водоподготовительной установки	94	87	82	78	75	73	71	70	80
3. Гидравлические электростанции									
3.1. Машинный зал, турбинное отделение (полуэтаж)	99	92	86	83	80	78	76	74	85
3.2. Шахта турбины, насосы технического водоснабжения, маслонасосы, компрессорная	103	96	91	88	85	83	81	80	90

я в котельны х , бойлерны х	103	96	91	88	85	83	81	80	90
5.3. Котельн ые , бойлерны е без насосов	99	92	96	83	80	78	76	74	85
5.4. Диспетче рские щиты управлен ия	79	70	68	58	55	52	50	49	60

*1. Для помещения, указанного в пункте 1.9 допустимые уровни шума приняты исходя из наличия в их спектре импульсного шума, в остальных пунктах - исходя из постоянного широкополосного шума.

*2. Приведенные в пунктах 1.7; 2.1; 2.7; 2.9; 3.2 и 5.2 допустимые уровни шума следует принимать допустимый уровень звука 85 дБА и соответствующие его значениям допустимые уровни звукового давления.

*3. В пункте 4.5 установлены допустимые уровни шума только для площадки обслуживания силовых трансформаторов, а допустимые уровни звука самих трансформаторов, не включающих системы их охлаждения, регламентированы СТ РК ІЕС 60076-10-1-2012 Трансформаторы силовые. Часть 10-1. Определение уровней шума. Руководство по применению.

Приложение 8
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 6 января 2017 года
№ 2

Методические указания по эксплуатации гидротехнических сооружений систем технического водоснабжения тепловых электростанций

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по эксплуатации гидротехнических сооружений систем технического водоснабжения тепловых электростанций (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. Методические указания рекомендуются для следующих гидротехнических сооружений технического водоснабжения на тепловых электростанциях (далее – ТЭС):

- 1) речные и водохранилищные водозаборы;
- 2) строительную часть насосных станций;
- 3) безнапорные и напорные водные тракты (каналы, трубопроводы) и сооружения на них, подводящие воду к конденсаторам турбин;
- 4) напорные и безнапорные водные тракты (трубопроводы, каналы) и их сооружения (сифонные колодцы, акведуки, дюкеры, перепады, быстротоки и водовыпускные сооружения), отводящие воду от конденсаторов турбин;
- 5) водохранилища-охладители;
- 6) напорные грунтовые плотины и дамбы;
- 7) водосбросные сооружения;
- 8) сооружения для подвода теплой воды с целью обогрева водозабора и регулирования температуры циркуляционной воды в зимний период;
- 9) сооружения, обеспечивающие подпитку водохранилища-охладителя из близлежащих источников.

3. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) система технического водоснабжения - комплекс сооружений и оборудования, предназначенные для обеспечения забора и подачи большого количества холодной воды для охлаждения конденсаторов турбин;

2) речные и водохранилищные водозаборы - сооружения для забора воды из источника, состоящие из ряда основных инженерных объектов, таких как водозаборного устройства со станцией первого подъема (погружных насосов), водоподготовки, насосной станции второго подъема (для поддержания давления и подачи воды потребителю в требуемом объеме) или водонапорной башни (альтернатива насосной станции второго подъема), станции пожаротушения (пожарные насосы), пожарного запаса воды (пожарный резервуар), дренажной системы выполняющей отвод вод при аварийном переполнении резервуаров, подтоплении водозаборных сооружений, контрольно-измерительных приборов и автоматики слежение за работоспособностью оборудования, регуляторов расхода воды, узлов учета воды и расходомеров;

3) напорные и безнапорные водные тракты - трубопроводы, каналы и сооружения на них (акведуки, дюкеры, перепады, быстротоки, водовыпускные сооружения), отводящие воду от конденсаторов турбин;

4) водохранилище-охладитель – искусственный водоем, образованный, водоподпорными сооружениями для накопления и хранения воды в целях ее использования в системах технического водоснабжения ТЭС.

Глава 2. Область применения

4. Основной задачей эксплуатации гидротехнических сооружений (далее – ГТС) тепловых электростанций является обеспечение их надежной работы, бесперебойное и экономичное использование технологического оборудования при соблюдении требований безопасности обслуживающего персонала и охраны окружающей среды.

5. Эксплуатация ГТС согласно нормативным правовым актам в сфере электроэнергетики возлагается на производственные подразделения в соответствии с принятой на каждой ТЭС организационно-производственной структурой – цех, участок

6. Все ГТС распределяются внутри цеха (участка) между мастерами и другим персоналом, обеспечивающим их эксплуатацию; распределение утверждается техническим руководителем.

В составе цеха (участка) создается группа наблюдений или назначаются специалисты для систематического контроля за состоянием ГТС.

Деятельность цехов (участков) и групп наблюдений (специалистов - смотрителей) регламентируется должностными функциями.

7. Цех (участок) обеспечивает работу ГТС, для чего осуществляется:

1) контроль за состоянием ГТС, регулярная проверка соответствия контролируемых параметров действующему технологическому регламенту;

2) своевременный ремонт ГТС и ликвидацию аварийного состояния;

3) разработку и выполнение мероприятий по улучшению состояния ГТС и повышению эффективности водного хозяйства ТЭС.

8. На каждой ТЭС формируется техническая документация по ГТС в объеме согласно Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066) (далее – Правила).

9. В состав технической документации входят:

1) проектная документация (с чертежами и пояснительной запиской);

2) исполнительные чертежи (в том числе по размещению контрольно-измерительной аппаратуры);

3) акты приемки скрытых работ на ГТС;

4) технические паспорта оборудования;

5) журналы наблюдений, осуществляемых по контрольно-измерительной аппаратуре, и визуальных наблюдений за ГТС;

6) технологический регламент по эксплуатации ГТС.

10 На каждой ТЭС разрабатывается технологический регламент по эксплуатации ГТС, содержащий конкретные требования по эксплуатации, характерные для ГТС системы технического водоснабжения данной ТЭС.

11. Технологический регламент содержит:

1) краткую характеристику ГТС, их назначение и эксплуатационные функции;

2) краткую гидрологическую характеристику используемого водотока и системы технического водоснабжения ТЭС;

3) указания по режиму работы ГТС с учетом требований проекта, руководства изготовителей оборудования, результатов специальных исследований, испытаний и опыта эксплуатации;

4) предельно допустимые показатели работы для каждой ГТС;

5) порядок эксплуатации ГТС в нормальных условиях, в зимний и паводковый периоды, в аварийных условиях;

6) порядок контроля состояния ГТС;

7) порядок подготовки и проведения ремонта ГТС;

8) требования техники безопасности при эксплуатации ГТС.

12. К технологическому регламенту прилагаются следующие документы:

1) вертикальная и плановая схемы ГТС;

2) схема размещения контрольно-измерительной аппаратуры и ведомость контрольно-измерительной аппаратуры;

3) перечень всех зданий насосных станций, водозаборных, регулирующих сооружений и т.д. с указанием их отметок и допустимых нагрузок;

4) тарифовочные графики (или таблицы) водопропускных отверстий, схемы маневрирования затворами, графики зависимостей объемов и площадей водохранилищ-охладителей от уровня воды.

13. Материалы по эксплуатации и наблюдениям за ГТС ежегодно обобщаются с оценкой их состояния.

14. Технический регламент корректируется по мере изменения условий эксплуатации и выпуска новых руководящих документов Министерства энергетики Республики Казахстан и контролирующих органов.

Глава 3. Меры безопасности

15. Эксплуатация и ремонт ГТС тепловых электростанций выполняются в соответствии с требованиями Главы 4, Правил.

16. При эксплуатации ГТС:

1) все проемы в полах насосных станций закрываются рифлеными стальными крышками;

2) отверстия в перекрытиях, лазы в дюкеры и выходные оголовки закрытых каналов перекрываются люками или крышками, ограждены перилами высотой 1 м, ограждаются переходы через трубопроводы;

3) наблюдения и ремонт, связанные с выходом на откосы каналов, выполняются не менее чем 2 работниками, из которых один остается на гребне или берме и страхует второго на откосе;

4) укладка камня и бетонных плит при ремонте откосов ведется снизу вверх, не рекомендуется одновременно работать в двух или нескольких ярусах по одной вертикали откоса, при выходе на откос круче в соотношении 1:3 применяются лестницы с перильными ограждениями;

5) движение по льду или работы на нем рекомендуется после обследования состояния ледового покрова, определения его толщины и прочности, ограждения опасных мест вехами, знаками. Толщина льда в зависимости от нагрузки определяется Правилами.

6) надежность ледовой дороги проверяется через каждые 5 суток, при этом вблизи полыней не рекомендуется подходить к кромке льда ближе, чем на 4 метра (далее – м);

7) взрывы для ликвидации ледовых заторов или образовавшихся при оползнях перемычек в каналах производить в исключительных случаях и с соблюдением Правил;

8) леса, подмости, и другие приспособления для выполнения ремонтных работ на высоте удовлетворяют требованиям СН РК 1.03-05 "Охрана труда и техника безопасности в строительстве";

9) При очистке открытых поверхностных канав и кюветов от наносного ила или мусора, скалывании льда, очистке от снега рабочие находятся друг от друга на расстоянии не менее 3 м;

10) бетонная смесь уплотняется электровибраторами с рабочим напряжением 36 вольт (далее – В). Корпус электровибратора заземляется до начала работ в соответствии со СТ РК 12.1.013 "Государственный стандарт в строительстве. Система стандартов безопасности труда. Строительство. Электробезопасность. Общие требования";

11) при использовании химических веществ соблюдаются правила обращения с ними, указанные в руководствах изготовителей;

12) лодка имеет на борту надписи, указывающие допустимое число пассажиров и грузоподъемность. Работы на воде выполняются не менее чем двумя рабочими под руководством инженерно-технического работника, снабженными индивидуальными спасательными средствами;

13) на площадках обслуживания подъемных механизмов и вблизи них при работе с гидромеханическим оборудованием находится только персонал, выполняющий эти работы;

14) электрическая часть оборудования ГТС и линии электропередачи эксплуатируются в соответствии с Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 19 марта 2015 года № 222 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10889);

15) лица, допускаемые к обслуживанию электроустановок, имеют III квалификационную группу по технике безопасности;

16) спасательные средства располагаются (подвешиваются) так, чтобы их быстро и легко снять;

17) акватория непосредственно у подпорного водосбросного сооружения является запретной зоной. Границы запретной зоны фиксируются хорошо видимыми в светлое и темное время суток плавучими и береговыми знаками. Заход в запретную зону плавучих средств рекомендуется только для обследования и ремонта сооружений;

18) в закрытый канал опускаются не менее 2 работников, 2 работника находятся наверху и являются наблюдателями по наряду допуску;

19) перед спуском в колодец, закрытый канал или трубопровод проверяется воздух на загазованность с помощью газоанализатора. До полного удаления газа спуск в каналы, трубопроводы и колодцы не рекомендуется. Для освещения в трубопроводах и колодцах применяются переносные лампы с аккумуляторами напряжением 12 В;

20) ограждается зона работ по приготовлению торкрет-массы и торкретированию ГТС. Находиться в этой зоне посторонним лицам не рекомендуется. Рабочие-торкретчики обеспечиваются спецодеждой и масками-шлемами. Торкрет-аппарат работает только при давлении до 0,35 мегапаскаль (далее – МПа) включительно; при повышении давления сверх 0,35 МПа отключается подача воздуха к торкрет-аппарату;

21) пескоструйный аппарат загружается сухим песком после отключения воздухопровода и при отсутствии давления в аппарате;

22) ремонтные работы на ГТС производятся по наряд-допуску;

23) проведение испытаний на оборудовании рекомендуется начальником смены по программам, утвержденным техническим руководителем ТЭС;

24) эксплуатационный персонал обучается приемам оказания первой помощи, и в том числе утопающим, при поражении электрическим током и травмах;

25) начальники цехов (участков), в ведении которых находятся ГТС, обеспечивают выполнение организационных и технических мероприятий по обеспечению безопасных условий труда эксплуатационного персонала;

26) обо всех нарушениях мер безопасности, о неисправностях оборудования, механизмов и приспособлений, представляющих опасность для людей и оборудования, эксплуатационный персонал сообщает вышестоящему руководителю.

При несчастном случае эксплуатационный или ремонтный персонал оказывает пострадавшему первую помощь и сообщает о случившемся начальнику цеха к начальнику смены электростанции.

Сноска. Пункт 16 с изменениями, внесенными приказом Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Глава 4. Подготовка к работе

17. Готовность ГТС к работе при первичном пуске устанавливается рабочей комиссией в процессе приемки их в эксплуатацию.

18. До заполнения ГТС водой соблюдаются условия:

1) в зоне выхода фильтрационных вод из каналов допустимый градиент напора соответствует проектному или пункту 64 настоящих Методических указаний;

2) уровень грунтовых вод под брызгальными бассейнами с бетонной облицовкой находится ниже дна с целью предохранения днища от разрушения противодавлением;

3) выполняется гидроизоляция и засыпка пазух насосных станций и других бетонных сооружений;

4) проверяются размеры и другие характеристики затворов водоприемников насосных станций, оголовков сливных водоводов, пазов затворов сооружений;

5) устанавливаются в рабочее положение сороочистительные решетки водоприемников насосных станций, водозаборных и водосбросных сооружений, рыбозащитное оборудование и системы транспортирования рыбы.

19. В случае нарушения двух первых указанных условий обеспечивается глубинное водопонижение, выполняется разгрузочный дренаж в креплении или другие мероприятия.

20. Наполнение водохранилищ, каналов и бассейнов производится постепенно, со скоростью, исключающей оползание откосов, размывы дна и креплений. Допустимые скорости наполнения принимаются по проекту. При отсутствии таких данных скорость наполнения для сооружений с железобетонным креплением откосов принимается равной 1 метр в сутки (далее - м/сут), для грунтовых откосов - не более 0,5 м/сут. Допустимые не размывающие скорости принимаются в зависимости от грунтов, облицовки каналов и глубины наполнения.

21. Водоприемные отверстия насосных станций и сливные отверстия каналов и водоводов открываются, а их затворы устанавливаются в затворохранилище или в пазы

22. Объем и сроки забора воды для наполнения водохранилищ, системы технического водоснабжения ТЭС, и последующей их подпитки соответствуют статье 40 Водного кодекса Республики Казахстан, которые выдаются каждому энергопредприятию.

Сноска. Пункт 22 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

23. При первичном заполнении ГТС водой целесообразно произвести предварительное или одновременное испытание на водозащищенность подводных частей зданий насосных станций, брызгальных бассейнов и других емкостных сооружений по разработанной программе.

24. Брызгальные бассейны, водоприемники насосных станций, закрытые железобетонные каналы и другие емкости сначала наполняются на 1 м, выдерживается в течение 3 суток и определяется размер утечки воды, которая, рекомендуется не более 3 л/м^2 смоченной поверхности дна, откосов и железобетонных стен.

В случае обнаружения дефектов устранить их, наполнить водой сооружение до проектного уровня и постоянно контролировать степень фильтрации воды через подводные части сооружения.

25. Временные строительные перемычки на каналах полностью разбираются после выравнивания уровней воды до и после перемычек.

26. Водохранилище-охладитель к моменту включения в работу системы технического водоснабжения заполняется до уровня воды не ниже минимально допустимого с созданием площади зеркала, обеспечивающей охлаждение циркуляционной воды вводимой мощности ТЭС до расчетных температур.

27. До начала морозного периода подготавливается к работе имеющиеся на ТЭС системы подачи теплой воды для обогрева каналов и водозаборов, воздухообдувных установок и электрообогрев затворов.

Глава 5. Эксплуатационные режимы гидротехнических сооружений

28. Эксплуатационный режим ГТС тепловых электростанций определяется комплексом постоянно выполняемых мероприятий, направленных на поддержание заданных параметров технологических режимов работы системы технического водоснабжения ТЭС.

29. Основные требования к эксплуатационному режиму:

1) бесперебойная подача воды в систему технического водоснабжения ТЭС и другим потребителям по заданному графику ТЭС в межсезонный, зимний и паводковый периоды, в аварийных условиях, при ремонте гидросооружений;

2) обеспечение безопасности работы ГТС.

Подача воды регламентируется проектными показателями: пропускной способностью водоподводящих трактов (подводящие каналы, ковши водозаборов, шлюзы-регуляторы), уровнем воды водотока (реки, озера, водохранилища).

Для водозаборов ТЭС вероятность годового превышения расчетного расхода воды установлена на уровне не ниже 95%, а минимальный уровень воды – 97%.

30. При эксплуатации гидротехнических сооружений подводящего тракта соблюдаются требования:

- 1) уровень воды в подводящем тракте не ниже минимально допустимого по проекту ;
- 2) пропускная способность подводящих каналов контролируются путем проведения регулярных гидрометрических работ (промеры глубин, измерение скоростей);
- 3) при заиливании производится очистка каналов земснарядом или другими механизированными способами;
- 4) показателем снижения пропускной способности водозаборов является перепад уровней, который соответствует расчетному значению и постоянно контролируются путем измерения уровней воды в подводящем тракте и в аванкамерах. При увеличении перепада производится очистка решеток отверстий аванкамер и оголовков.

31. В теплый период года вода в систему технического водоснабжения поступает с более низкой температурой, чем на поверхности воды у заборного устройства. Это требование относится в основном к приплотинным водозаборам, где забор воды с нижних слоев осуществляется за счет поддержания уровня воды в верхнем бьефе в пределах нормального подпорного уровня.

32. В зону водозабора и подводящего канала не рекомендуется поступление засоряющих веществ, бревен (сор). Для задержания мусора в начале (голове) канала устанавливается запань. Запань устанавливается таким образом, чтобы задерживаемый сор относился течением ниже иди в пролет водосбросных сооружений. Если на участке запани скорость потока, идущего в канал (ковш), превышает 0,25-0,30 м/с, запань снабжается козырьком. Древесный сор, задержанный запанью, во избежание намокания и прохода под запанью регулярно извлекается из воды. При значительной протяженности подводящих каналов рекомендуется устанавливать дополнительную запань у водозаборных сооружений (насосных станций).

33. Зарастание откосов земляных каналов рекомендуется в том случае, если это не ведет к уменьшению пропускной способности канала или ухудшению качества воды.

34. В предледоставный период во время сильных ветров, сопровождающихся резким понижением температуры воздуха или снегопадом, подготавливается к возможному появлению в подводящем канале шуги, которая может частично или полностью перекрыть сороочистное и рыбозащитное оборудование, для чего:

- 1) включить подачу теплой воды на обогрев водозаборных ковшей насосных станций или подводящих каналов при понижении температуры воды в водоприемнике насосной станции до $+(3\div 5)^{\circ}\text{C}$;

2) в длинных подводных каналах для обеспечения быстрого образования ледяного покрова путем уменьшения водопотребления ТЭС и соответственно скорости воды в канале, устанавливаются запани в голове каналов;

3) при понижении температуры воды до $+0,1^{\circ}\text{C}$ или ранних признаках появления в потоке шуги включается (при наличии) электрообогрев решеток;

4) для определения начала появления шуги при понижении температуры воздуха ниже 0°C и одновременном охлаждении воды в зоне аванкамеры насосной станции до $+1,0^{\circ}\text{C}$ организуется контроль за появлением льда в соответствии с пунктом 112 настоящих Методических указаний;

5) запани, не рассчитанные на давление льда, снимаются с рабочего положения, открепив канат от одной из опор, или отводятся на предусмотренное место стоянки или разбираются.

35. Для подводных каналов, эксплуатируемых в зимний период в режиме сработки уровня воды, по опыту эксплуатации определяются возможные повреждения от примерзшего льда, принимаются в соответствии с пунктом 136 настоящих Методических указаний.

36. Вода на обогрев водозаборов, кроме периода шугообразования, подается в зимний период при переохлаждении конденсата в конденсаторах турбин.

37. Сороудерживающие решетки водоприемника насосной станции устанавливаются на полную высоту воды. При перепаде уровней воды на решетке более 100 миллиметров (далее – мм) очистить ее с помощью решеткоочистной машины или (при ее отсутствии) вручную (граблями).

38. Водоочистные вращающиеся сетки работают в автоматическом режиме с включением через установленные промежутки времени или по достижении перепада уровня воды на сетках 100 мм.

39. Рекомендуются одновременное опорожнение водоприемных камер:

1) одного циркуляционного насоса на насосной станции с 3-6 циркуляционными насосами;

2) двух несмежных насосов на насосных станциях с большим числом циркуляционных насосов.

40. Во избежание аварий из-за неправильной установки затвора его секции нумеруются. При установке и подъеме секций затворов подвешивание их в пазах производится с помощью двутавровой балки.

41. Затворы, решетки, пазы водоприемника содержатся в исправном состоянии, обеспечивая:

1) прочность и устойчивость конструкции в целом и ее отдельных узлов;

2) водонепроницаемость затворов и мест сопряжений его с частями сооружений;

3) возможность свободного маневрирования в стоячей или текучей воде (в зависимости от назначения затвора), обеспечивается отсутствием искривлений пазов.

Допустимые значения указанных параметров для затворов принимаются в соответствии со СН РК 3.04-01 "Гидротехнические сооружения".

Перекрытия, балконы и другие строительные конструкции насосной станции рассчитаны на определенные равномерные или сосредоточенные нагрузки, поэтому не рекомендуется нагружать их оборудованием, материалами с неизвестной массой или с массой, превышающей нормативную нагрузку.

Дополнительные нагрузки на строительные конструкции рекомендуются после получения расчетных обоснований или после усиления этих конструкций.

Сноска. Пункт 41 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

42. Рекомендуется эксплуатация с устранением дефектов:

- 1) элементов конструкций, пересеченных сквозными трещинами;
- 2) конструкций с ослаблением их элементов коррозией более чем на 15%;
- 3) конструкций и сооружений, имеющих отклонение от вертикали или продольные изгибы, угрожающие их устойчивости;
- 4) железобетонных перекрытий, несущие элементы которых получили продольные трещины в пролете или в зоне опор.

43. Деформационные швы в подземной части насосных станций водонепроницаемы

44. Оценивается состояние участков стен, подверженных коррозии. Коррозия бетона подводной части насосных станций происходит в местах недостаточной его плотности и строительных швов под воздействием агрессивной к бетону воды. Характерные признаки коррозии – фильтрация, образование белых потеков, хлопьев или сталактитов на внутренней поверхности стен сооружений. В сильно фильтрующем бетоне плотность его в результате коррозии резко снижается, следовательно, снижается и прочность бетона. Восстановление бетонных конструкций производится методом уплотнения бетона цементацией, инъекцией полимерных композиций. Технология и способы ремонта определяются в зависимости от характера повреждения и объема.

45. При вибрации строительных конструкций в пределах санитарных норм динамическое воздействие на них не представляет опасности. Если колебания превышают допустимые санитарными нормами пределы, разрабатываются мероприятия по снижению уровня вибрации.

46. При эксплуатации циркуляционных водоводов:

- 1) поддерживаются в исправном состоянии аэрационные устройства (для выпуска и впуска воздуха) напорных водоводов; неисправность этих устройств может привести к возникновению вакуума при остановках циркуляционных насосов и смятию водовода;
- 2) обеспечивается надежная работа компенсационных устройств;

- 3) металлические водоводы защищаются от коррозии, водоводы, проложенные открыто над поверхностью земли, имеют антикоррозионное покрытие;
- 4) обеспечивается нормальная работа и состояние опор трубопроводов;
- 5) защищаются от промерзания надземные участки водоводов с холодной водой (диаметром менее 600 мм);
- 6) не рекомендуется образование в железобетонных водоводах сплошных раковин и сквозных отверстий, трещин и значительной фильтрации через стены и стыки железобетонных элементов;
- 7) контролируется овальность стальных водоводов, не превышающая 1% от диаметра водовода;
- 8) осуществляется контроль полного открытия задвижек напорных и сливных водоводов (при наличии таковых) во время работы;
- 9) не рекомендуется сужение рабочего сечения каналов в случае хранения отключающих затворов в пазах, оголовков сливных водоводов.

47. При коррозионной активности циркуляционной воды относительно металла:

- 1) периодически осматриваются стальные водоводы в соответствии с подпунктом 16) пункта 16 настоящих Методических указаний;
- 2) производятся химические анализы отложений на стенках водоводов;
- 3) оценивается коррозионная стабильность воды путем определения индекса насыщения воды карбонатом кальция согласно СНиП РК 4.01-02-2009 "Водоснабжение. Наружные сети и сооружения".

48. Не рекомендуется движение транспорта по трассе водоводов с весом выше расчетного, складирование материалов и грунта, вскрытия работающих водоводов. Расчетная нагрузка на трубопроводы от транспортных средств согласно СНиП РК 4.01-02-2009 "Водоснабжение. Наружные сети и сооружения", составляет:

- 1) 18 т - (масса единичного автомобиля) в колонне автомобилей;
- 2) 60 т - для гусеничного трактора.

49. Брызгальные бассейны работают в режиме, обеспечивающем установленную проектом температуру охлажденной воды (но не выше 33°C). Температура охлажденной воды в брызгальном бассейне зависит от плотности орошения, тепловой нагрузки, метеорологических факторов и напора воды в разбрызгивающих устройствах.

50. В зимний период температура охлажденной воды в брызгальных бассейнах не ниже 3-5°C для предотвращения образования шуги, поэтому вода в бассейны подается по линиям рециркуляции, минуя разбрызгивающие устройства.

51. Сопла, находящиеся в неудовлетворительном состоянии, заменяются новыми или ремонтируются. Признаком засорения сопел является искажение формы и размеров водяной струи.

52. В теплый период года сопла очищают при пониженном напоре воды с помощью проволочных крюков. При низких температурах воздуха сопла снимаются для очистки. Периодичность удаления накипи определяется следующим условием: толщина слоя ее не превышает 11 мм.

53. Не рекомендуется скопление большого количества ила в резервуаре бассейна, поскольку это приводит к загрязнению очистных сеток, теплообменных аппаратов, трубопроводов и сопел брызгальных установок.

Очистка бассейна производится после промывки распределительных трубопроводов и сопел не реже 1 раза в 2-4 года.

54. При испытании брызгальных бассейнов определяются следующие основные эксплуатационные характеристики:

- 1) температура охлажденной воды;
- 2) недоохлаждение воды в брызгальном бассейне определяется путем сравнения фактического значения температуры охлажденной воды с расчетным (нормативным) значением, назначенным по тепловой характеристике брызгального бассейна; работа бассейна считается удовлетворительной, если недоохлаждение не превышает 1 °С;
- 3) расход воды на брызгальный бассейн, определяющий пропускную способность водораспределительной системы и сопел, отклонение фактического значения расхода воды от расчетного не рекомендуется превышать $\pm 4\%$;
- 4) капельный унос воды, не превышает 2% расхода воды.

55. Отводящий тракт системы технического водоснабжения ТЭС составляют закрытые и открытые отводящие каналы, отключающие оголовки, каналы обогрева, водосбросы, концевые сопрягающие сооружения, сифонные сооружения и перепады.

56. Нормальному режиму эксплуатации сооружений отводящего тракта соответствуют:

- 1) пропуск расчетных расходов воды при расчетном наполнении или повышенных уровнях воды (повышение уровня воды по сравнению с расчетным связано с заиливанием, засорением сечения канала или с установкой затворов в оголовках, что приводит к снижению устойчивости сопрягающих и водопропускных сооружений и ухудшению экономических показателей работы системы технического водоснабжения);
- 2) скорость воды в канале, не превышает скорость, при которой возможно размывание крепления откосов и дна или грунта неукрепленного канала;
- 3) целостность конструкций, их оснований, грунтовых засыпок, понуров, гасителей и рисберм сопрягающих сооружений, оборудования.

57. При значительной пропускной способности каналов отбор воды на обогрев и понижение уровня воды в пристанционном канале увязывается с допустимым уровнем заполнения сливных циркуляционных водоводов.

58. При наличии на отводящем тракте шахтного водосброса режим его работы устанавливается, напорным или безнапорным, при неустановившемся режиме работы,

сопровождающемся захватом и выбросом воздуха, происходят кавитационные разрушения конструкций водосброса.

59. Подъем затворов в отключающем оголовке канала обогрева при отсутствии стационарного подъемника производится автокраном с грузоподъемностью не меньшей тягового усилия для подъема затвора с учетом давления воды и других нагрузок (устанавливается проектом).

Высота открытия затворов, отключающего оголовка канала, обогрева водозабора устанавливается в зависимости от:

- 1) значения требуемого расхода воды на обогрев, составляющего около 25% расхода циркуляционной воды;
- 2) конструктивных особенностей затворов, расположения точек закрепления;
- 3) минимально допустимых значений уровня воды в пристанционном отводящем канале.

60. Не рекомендуется сброс в отводящие каналы, в водохранилища и реки:

- 1) неочищенных сточных вод, отбросов или отходов производства;
- 2) нефтепродуктов;
- 3) сточных вод, содержащих радиоактивные вещества и возбудители заболеваний;
- 4) ядовитых веществ, действующих прямо или косвенно на организм человека, рыбы и кормовую базу рыб.

61. Эксплуатация сооружений водохранилищ-охладителей ведется с соблюдением:

- 1) достаточного запаса прочности и устойчивости плотин, дамб, водосбросных сооружений, исходя из требований проекта, существующих нормативов и фактических осадок, перемещений, напряжений, деформаций и фильтрационных параметров;
- 2) проектного превышения гребня плотины над нормально подпорным уровнем и максимально подпорным уровнем водохранилища;
- 3) достаточной пропускной способности водосбросных сооружений, исходя из требований проекта и правил использования водных ресурсов, утвержденных для данной электростанции;
- 4) прочности и отсутствия разрушений крепления верхового откоса и его основания ;
- 5) плотности зон сопряжения бетонных и земляных сооружений, исправности уплотнений деформационных швов;
- 6) исправности механического оборудования;
- 7) исправности дренажных систем.

62. Рытье шурфов и котлованов в теле напорных земляных сооружений или в непосредственной близости к ним без утвержденного проекта не рекомендуется.

63. Дренажные насосные станции плотин работают в автоматическом режиме в зависимости от уровня воды в дренажном канале.

64. Допустимое значение местного критического градиента напора J_K в зоне выхода фильтрационного потока в нижний бьеф для суффозных грунтов в соответствии с нормативом, указанного в СН РК 3.04-01 "Гидротехнические сооружения" и СН РК 3.04-03 "Основания гидротехнических сооружений", определяется путем исследования на моделях в полевых условиях. Для несуффозных грунтов J_K рекомендуется принимать равным не более 0,3, а при наличии дренажа – 0,6.

Усредняющий критический напор:

J_K^{CP}

;

фильтрационного потока для скальных грунтов оснований ГТС в соответствии со СН РК 3.04-01 "Гидротехнические сооружения" и СН РК 3.04-03 "Основания гидротехнических сооружений", составляет:

- 1) для глин – 1,2;
- 2) суглинков – 0,65;
- 3) песка крупного – 0,45;
- 4) песка мелкого – 0,29.

Сноска. Пункт 64 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

65. В период пропуска половодий и паводков на речных водохранилищах-охладителях на электростанции создается (не позже чем за месяц до начала половодья, паводка) комиссия из представителей службы эксплуатации.

66. На основе прогноза метеослужбы об ожидаемом притоке, расходе и сроках паводка или половодья комиссия разрабатывает план мероприятий по пропуску воды, предусматривающий:

- 1) освидетельствование состояния плотины и паводкового водосброса;
- 2) обследование состояния льда в водохранилище, возможности его воздействия на паводковый водосброс или затворы;
- 3) завершение плановых ремонтов водосбросных сооружений;
- 4) опробование затворов паводкового водосброса (основных и ремонтных), подъемных механизмов и решеток;
- 5) пополнение аварийного запаса инструментов, механизмов, транспортных и плавучих средств;
- 6) заготовку запасов строительных материалов (щебня, камня, песка);
- 7) составление графика дежурств ответственных лиц, ремонтного персонала и транспортных средств;
- 8) определение режима работы паводкового водосброса и наполнения водохранилища;

9) определение объема наблюдений по пьезометрам плотины (из условия не реже одного раза в сутки);

10) определение продолжительности промывки водохранилища;

11) организацию оперативной связи.

67. Весной перед паводком:

1) проводится общий осмотр ГТС электростанций, устраняются выявленные недостатки;

2) очищается водобой и рисберму паводкового водосброса от льда и наледей для обеспечения нормального гидравлического режима и сопряжения;

3) заканчиваются подготовительные работы не позднее чем за 15 дней до наступления паводка.

68. Высота, последовательность и количество открытых затворов во время пропуска воды соответствует требованиям проекта или определяется с учетом опыта эксплуатации. При этом исключается вибрация оборудования, неравномерные гидродинамические нагрузки на рисберму сооружения. Максимальное открытие затворов для сброса воды истечением из-под затвора ограничивается по условиям вибрации.

При подъеме воды в водохранилище выше нормально подпорного уровня затворы всех водосбросных и водопропускных сооружений открываются полностью.

69. Промывы водохранилищ производятся в период весенних половодий с требованиями законодательства Республики Казахстан в области водных ресурсов.

70. В период паводка обеспечивается (при возможности) наполнение водохранилища до отметки нормально подпорного уровня.

71. После прохождения половодья (или паводка) осматриваются ГТС, выявленные повреждения устраняются.

Глава 6. Эксплуатационный контроль за состоянием и работой гидротехнических сооружений

72. Эксплуатационный контроль за состоянием и работой ГТС представляет комплекс технических мероприятий, направленных на оценку характера физических процессов, происходящих в ГТС и в их отдельных элементах.

Эксплуатационный контроль обеспечивается:

1) систематическое получение достоверных данных о состоянии и условиях работы ГТС;

2) своевременное принятие мер для предотвращения возможных аварий или отказов ;

3) получение технических данных для своевременного определения номенклатуры, объемов ремонта и выбора оптимальной технологии ремонтных работ;

4) контроль за эффективностью ремонтных работ.

73. Требования о проведении контроля за состоянием ГТС установлено в соответствии с Правилами.

74. Натурные наблюдения за состоянием ГТС организовываются с начала их возведения и продолжаются в течение всего периода эксплуатации. Номенклатура и размещение контрольно-измерительной аппаратуры, состав, методика и периодичность натурных наблюдений устанавливаются проектной организацией.

75. При сдаче ГТС в эксплуатацию строительная организация передает дирекции ТЭС контрольно-измерительную аппаратуру и все данные измерений по ней, а проектная организация – результаты анализа измерений.

76. Проектная организация разрабатывает для каждого напорного ГТС предельно допустимые показатели состояния и работы сооружения.

77. К основным показателям состояния и работы ГТС относятся:

- 1) осадки и горизонтальные смещения ГТС и их оснований;
- 2) деформации температурно-осадочных и межблочных швов;
- 3) поровое давление и интенсивность его рассеивания в водоупорных элементах грунтовых плотин и оснований;
- 4) напряжения в материалах ГТС и основании (бетон, арматура, скала, гранит и др.);
- 5) контактные напряжения в подошвах, на вертикальных и наклонных плоскостях бетонных сооружений;
- 6) фильтрационные деформации грунтовых плотин и их оснований;
- 7) фильтрационное давление на подошвы бетонных сооружений;
- 8) пьезометрические градиенты фильтрации;
- 9) отметки депрессионной поверхности фильтрационного потока;
- 10) фильтрационный расход воды, поступающей в дренажные устройства или выходящие на дневную поверхность;
- 11) размыв русла в нижнем бьефе;
- 12) отложение наносов в водохранилище;
- 13) воздействие льда на сооружения и их обледенение.

78. Состав контролируемых натурными наблюдениями показателей состояния ГТС определяется при проектировании в зависимости от класса сооружения, вида конструкции, особенностей основания, условий работы.

79. Периодичность контроля основных показателей состояния ГТС тепловых электростанций принимается в соответствии со СН РК 3.04-01 "Гидротехнические сооружения".

Сноска. Пункт 79 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

80. В зависимости от состояния ГТС и характера происходящих в них процессов, периодичность эксплуатационного контроля изменяется по решению энергопредприятия.

81. Первичная обработка материалов натурных наблюдений производится эксплуатационным персоналом.

82. Обобщенные материалы выдаются в форме таблиц, графиков, эюр, позволяющих наглядно оценить динамику процесса (фильтрационного режима, осадки сооружений, напряженного состояния). На основе натурных наблюдений и первичной обработки этих материалов с анализом их соответствия проектным данным и предельно допустимым показателям служба эксплуатации ежегодно составляет отчет с заключением о состоянии сооружений.

83. Для выполнения особо сложных и ответственных работ по оценке состояния ГТС, для разработки мероприятий по повышению безопасности и надежности этих сооружений привлекаются на договорных началах проектные, специализированные наладочные и научно-исследовательские организации.

84. Объем работ по наблюдению за осадками и горизонтальными смещениями бетонных и железобетонных ГТС определяется типом и размером сооружения, характером грунтов и пород, слагающих его основание и борта примыканий.

85. Основным методом определения осадок ГТС является геометрическое нивелирование.

86. Наблюдения за осадками (нивелировку) проводится в одно и то же время года, когда на длительное время устанавливается одинаковая температура воздуха и устойчиво поддерживается уровень воды в бьефах. Наблюдения за осадками проводятся не реже:

1) на сооружениях на скальных основаниях в первые три года эксплуатации - 1 раза в год, в дальнейшем - 1 раза в два года;

2) на сооружениях на нескальных основаниях в первые три года эксплуатации - 2 раза в год, в дальнейшем - 1 раза в два года.

В ряде случаев возможна активизация осадок и периодичность наблюдений устанавливается с учетом фиксирования начала повторного активного этапа. Результаты наблюдений заносятся в журнал регистрации осадок и перемещений, по форме согласно приложению 1 к настоящим Методическим указаниям.

87. Горизонтальные перемещения гребня бетонных плотин являются одной из важнейших характеристик для контроля за их работой и состоянием. Контроль осуществляется путем сравнения измеренных во время эксплуатации горизонтальных перемещений с прогнозируемым экстремальным перемещениями. Прогнозирование экстремальных перемещений выполняется специализированной научно-исследовательской организацией на основе результатов натурных наблюдений в начальный период эксплуатации.

88. Для наблюдения за раскрытием деформационных и строительных швов и трещин в бетоне используются щелемеры. При измерении раскрытия швов измеряется температура окружающей среды.

89. Осадки грунтовых плотин измеряются нивелированием III класса. При наблюдениях за осадками плотин с негрунтовыми экранами и диафрагмами, при значительной длине плотин применяется более высокий класс нивелирования. Наблюдения за осадками основания плотин проводятся с помощью глубинных марок. Периодичность наблюдений за осадками и горизонтальными смещениями плотин назначается при составлении проекта натурных наблюдений, индивидуально для каждой плотины с учетом ее конструктивных особенностей.

90. Для плотин I и II классов периодичность наблюдений составляет (не реже):

1) за осадкой основания плотины - от 1 раза в месяц до 1 раза в квартал до окончания строительства плотины и наполнения водохранилища, затем в первый год после сдачи в эксплуатацию - 3 раза, во второй год - 2 раза, далее 1-2 раза в год;

2) за осадкой гребня и берм - 1 раз в месяц в течение первого года наблюдений, затем 1 раз в квартал в течение второго года наблюдений, далее 1-2 раза в год. В одни и те же сроки проводятся наблюдения за горизонтальными смещениями марок на гребне и бермах, за высотным положением и горизонтальным смещением внутри тела плотины.

При обнаружении в процессе эксплуатации плотины каких-либо неблагоприятных явлений (повышения уровня грунтовых вод, фильтрационных расходов, оползней, просадок) наблюдения проводятся более часто.

91. Фильтрационный расход воды измеряется одновременно с наблюдениями за положением депрессионной поверхности. Измеренное значение фильтрации сравнивается с проектным и с данными предыдущих наблюдений.

92. Периодичность фильтрационных наблюдений устанавливается в зависимости от конструкции и материала плотины, свойств основания, значимости плотины и для плотин I и II классов составляет (не реже):

1) за положением депрессионной поверхности - 1 раз в 5-10 дней;

2) за поровым давлением - в начальный период (строительство плотины, заполнение водохранилища) 1 раз в 10-20 дней, по мере стабилизации показаний приборов интервал между измерениями увеличивается и после стабилизации (после окончательной консолидации грунта) наблюдения за поровым давлением прекращаются.

93. При измерении фильтрационного расхода периодически (не реже 1 раза в 3 месяца) отбираются пробы для определения количества взвешенных частиц (мутности) и химического состава воды. При обнаружении твердых частиц или растворенного в воде материала, выносимых из тела плотины или ее основания, организовываются регулярные наблюдения, по результатам которых рекомендуются инженерные мероприятия по устранению выноса.

94. Особое внимание уделяется местам сосредоточенного выхода фильтрационной воды на откос плотины. Обнаруженные выходы воды каптируются, организовываются наблюдения за расходом воды с отбором проб для контроля за мутностью и химическим составом, за температурой фильтрующейся воды. Измерения сначала проводятся ежедневно, а затем - с периодичностью, учитывающей развитие или стабилизацию процессов. Измерения продолжаются до устранения выхода фильтрационной воды.

95. При контроле фильтрационного режима плотины определяется и регистрируется в журнале:

- 1) уровень воды в водохранилище;
- 2) уровень воды в дренажной канаве;
- 3) положение депрессионной поверхности фильтрационного потока в теле плотины;
- 4) температуру воды в водохранилище и дренажном канале;
- 5) мутность воды;
- 6) фильтрационный расход.

96. Положение депрессионной поверхности фильтрационного потока устанавливают путем измерения уровней воды в пьезометрических скважинах.

Для измерения уровня воды в безнапорных пьезометрах применяют лоты с мерным тросом (лот-свисток, лот-хлопушку, лот с электрической сигнальной лампочкой), измеритель уровня воды конструкции НИС Гидропроекта, акустический уровнемер, струнный пьезодинамометр без дистанционной передачи показаний или в комплекте с прибором ПЦП и др. Точность измерений с помощью лотов - ± 20 мм, других приборов - ± 100 мм.

97. Отметка устья пьезометра определяется перед началом заполнения водохранилища; в дальнейшем – один раз в год или в случае повреждения пьезометра.

Сноска. Пункт 96 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

98. Уровень воды в каждом пьезометре определяется дважды. В случае расхождения результатов более чем на 20 мм измерения повторяются.

Последовательно измеряются уровни воды во всех пьезометрах одного створа, а затем переходить к следующему створу.

Результаты измерений регистрируются в журнале регистрации пьезометрических уровней по форме, согласно приложению 2 к настоящим Методическим указаниям.

Сноска. Пункт 97 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

99. Общий фильтрационный расход через плотину определяют по глубине заполнения каналов, лотков в тарировочных створах. При этом выявляются участки

плотин с наибольшей фильтрацией. При наличии насосной станции возврата фильтрационных вод в водохранилище измеряется фильтрационный расход с помощью расходомеров, установленных на напорных трубопроводах.

Сноска. Пункт 98 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

100. По результатам измерений проводятся анализ фильтрационного режима плотины или другого подпорного сооружения с построением следующих графиков:

- 1) зависимости фильтрационных расходов от напора;
- 2) фильтрационных расходов в течение года;
- 3) совмещенный график колебаний уровней верхнего и нижнего бьефов в течение года.

На графиках исключаются периоды осадков, для чего измерения производить через 1-2 суток после выпадения осадков.

Сноска. Пункт 99 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

101. Повышение уровней выше расчетной депрессионной поверхности свидетельствует о возможности разуплотнения монолитного крепления верхового откоса или неудовлетворительной работе дренажных устройств.

Сноска. Пункт 100 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

102. Один раз в год проверяется исправность (чувствительность) пьезометров. Исправность пьезометров проверяется откачкой или заливкой воды с последующим измерением уровня и продолжительности его восстановления. Если первоначальный уровень воды в пьезометре не восстанавливается вообще или позже расчетного времени, пьезометр считается неисправным.

Сноска. Пункт 101 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

103. Уровень воды в водозаборе и в подводящих каналах контролируется ежедневно. Уровень воды в водохранилищах измеряется при контроле за состоянием плотин.

На каналах и водохранилищах для измерения уровня оборудуются водомерные посты, где устанавливаются водомерные рейки или уровнемеры. Точность измерений уровня воды + 10 мм.

Сноска. Пункт 102 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

104. Уровень воды в отводящих каналах измеряется при наличии в них сифонных и сопрягающих сооружений в периоды осмотра последних.

Сноска. Пункт 103 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

105. Периодически (1 раз в полгода) с помощью нивелирования проверяются отметки свай (основания уровне мерных рек).

Нивелирования водомерных постов производится во всех случаях повреждения и ремонта свай или рек поста.

Сноска. Пункт 104 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

106. Водопотребление тепловых электростанций измеряется в напорных водоводах с помощью измерительных сужающих устройств в комплекте со вторичными регистрирующими приборами, по методике в соответствии СТ РК 2.36 " Государственная система обеспечения единства измерений Республики Казахстан. Расход воды в напорных трубопроводах. Методика выполнения измерений методом Площадь-скорость".

Непосредственно в открытых каналах расход воды измеряется с помощью гидрометрических вертушек.

Сноска. Пункт 105 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

107. Постоянный контроль за температурой охлажденной воды на охладителях (водохранилищах, брызгальных бассейнах) осуществляется непосредственно в месте поступления ее на теплообменное оборудование в машинном зале.

На ГТС температура воды измеряются:

1) в подводящих каналах или водозаборах в предлежавший период и в жаркую декаду;

2) в водохранилище, в его нижнем бьефе или очагах фильтрации при контроле за состоянием плотины.

Сноска. Пункт 106 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

108. Для измерения температуры воды применяются ртутные стеклянные термометры или другие термометры с ценой деления 0,5°C.

Сноска. Пункт 107 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

109. Наблюдения за размывами подводных частей крепления дна и откосов в отводящем канале водосбросов осуществляются путем промеров глубин на постоянных поперечниках для возможности сопоставления результатов измерений. Промеры проводятся в межень, их точность составляет 5-10 сантиметров. Наблюдения ведутся по линии зуба водобоя или жесткой рисбермы, по всей площади гибкой рисбермы и участков, закрепленных каменной наброской и мощением, в ковше и за ковшом рисбермы. Участки бетонного крепления в зонах сбойного течения и водоворотов ежегодно осматриваются водолазами. На участках сильных размывов промеры производятся в дополнительных точках с таким расчетом, чтобы зафиксировать границы и местоположение максимальных глубин размывов.

Сноска. Пункт 108 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

110. Наблюдения за деформацией берегов водохранилища под воздействием ветровых волн, особенно интенсивной в первые годы его эксплуатации, производится нивелировкой и промерами надводной и подводной частей берега.

Сноска. Пункт 109 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

111. После штормов проверяется состояние крепления откосов земляных сооружений, наличие вымыва уплотнения из швов крепления, из-под плит крепления, просадки их. Наличие пустот под плитами определяется простукиванием.

Сноска. Пункт 110 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

112. Если наносы создают затруднения в работе ТЭС (заилиение водохранилища-охладителя и аванкамеры, износ насосов, трубопроводов), ведутся наблюдения за режимом твердого стока по специально разработанной программе. Наблюдения за заилиением проводятся при осенней межени на постоянных поперечниках. Фиксируется гранулометрический состав отложений путем промеров и взятия проб на поперечниках.

Сноска. Пункт 111 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

113. Объем зимних наблюдений зависит от местных условий и определяется местной инструкцией по эксплуатации.

В зимний период проводятся наблюдения за характерными явлениями на сооружениях данной ТЭС:

- 1) началом и особенностями ледостава;
- 2) появлением шуги;
- 3) началом таяния ледяного покрова и его особенностями;
- 4) особенностью ледохода через плотины;
- 5) обледенением ГТС;
- 6) температурой окружающего воздуха и воды.

Цель наблюдений – накопление данных для прогнозирования ледовых явлений и опыта успешной борьбы с зимними затруднениями.

Сноска. Пункт 112 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

114. При визуальном контроле за ГТС маршрут обхода сооружений обеспечивается полный их осмотр и строго соблюдается.

Сноска. Пункт 113 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

115. При обходе плотины и каналов проверяется:

- 1) состояние откосов, гребня и берм сооружений (отсутствие размывов, оползней и осыпания грунта);
- 2) состояние щебеночного и каменного крепления;
- 3) состояние железобетонного крепления и конструкций (отсутствие разрушения бетона);
- 4) отсутствие выхода фильтрационных вод на низовой откос плотины;
- 5) состояние берегов водохранилища (отсутствие разрушения и зарастания мелководий);
- 6) работу дренажной системы (отвод или откачку фильтрационных вод, отсутствие засорений);
- 7) состояние контрольно-измерительной аппаратуры (осадочных марок и пьезометров);
- 8) результаты визуальных наблюдений регистрируются на картах-развертках, и в журнале визуальных наблюдений описываются повреждения ГТС;
- 9) размеры повреждений земляных сооружений и деформационных швов;
- 10) площадь и глубину повреждений железобетонных креплений;
- 11) характер фильтрации (капельная, струйчатая, мокрые пятна);
- 12) площадь и глубину коррозии механического оборудования.

На картах-развертках дефекты ГТС обозначаются в соответствии со СН РК 3.04-01 "Гидротехнические сооружения".

Сноска. Пункт 114 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

116. При осмотрах особое внимание обращается на состояние конструкций, работающих под напором воды, в зоне переменного уровня, и железобетонных перекрытий (плотина, паводковый водосброс, насосные станции).

Сноска. Пункт 115 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

117. При визуальных наблюдениях и технических осмотрах железобетонных конструкций ГТС выявляется:

1) состояние защитных покрытий (облицовочных, лакокрасочных штукатурных, теплоизоляционных);

2) наличие в конструкции протечек и увлажненных участков, выщелачивания;

3) состояние плотности защитного слоя (видимые дефекты: раковины, пористость);

4) наличие трещин и отколов защитного слоя, их протяженность, глубину, месторасположение;

5) нарушение сцепления арматуры с бетоном; наличие коррозии арматуры (путем контрольных сколов защитного слоя).

Сноска. Пункт 116 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

118. В процессе осмотра выявляются и регистрируются следующие виды трещин:

1) в колоннах – вертикальные, вблизи ребер или на гранях;

2) горизонтальные, совпадающие с расположением хомутов;

3) в балках – наклонные, у опорных концов, вертикальные и наклонные в пролетных участках;

4) в плитах – в средней части плит, с раскрытием на нижней (потолочной) поверхности.

Сноска. Пункт 117 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

119. Обследование видимых деформаций сопровождается измерениями всех повреждений, дефектов и отклонений от проекта (прогибов, сдвигов, искривлений, осадок, раскрытия и протяженности трещин с зондированием их глубин, изменения геометрических размеров).

Сноска. Пункт 118 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

120. Очередные весенние и осенние технические осмотры ГТС электростанций проводятся постоянно действующей комиссией. Состав комиссии назначается техническим руководителем или директором ТЭС.

Сноска. Пункт 119 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

121. Весенний технический осмотр проводится с целью освидетельствования технического состояния сооружений после таяния снега или зимних дождей.

При весеннем осмотре уточняются:

объемы работ по текущему ремонту, намеченному к выполнению в летний период, и выявляются объемы работ по капитальному ремонту для включения их в план следующего года или в перспективный план ремонтных работ (на 3 – 5 лет).

Сноска. Пункт 120 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

122. Осенний технический осмотр сооружений проводится ежегодно за 1,5 месяца до наступления морозов. К этому времени заканчиваются все летние работы по текущему и капитальному ремонтам, обеспечивающие нормальную эксплуатацию зданий и сооружений в зимний период.

Проверяется:

- 1) достаточность засыпки и утепления водоводов;
- 2) утепление камер задвижек и контрольно-измерительных приборов;
- 3) отсутствие просадок грунта под бетонными плитами крепления каналов;
- 4) исправность каналов обогрева и механического оборудования.

Сноска. Пункт 121 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

123. Текущие технические осмотры проводятся в межсезонье по утвержденному графику.

Результаты технических осмотров оформляются актом технического осмотра гидротехнических сооружений по форме, согласно приложению 3 к настоящим Методическим указаниям.

Сноска. Пункт 122 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

124. Разовые инструментальные измерения производятся для оперативного получения информации о состоянии ГТС, обоснования вызова специализированной

организации для проведения долговременных наблюдений, принятия срочных мер по устранению опасности аварийного разрушения или для контроля качества ремонтных или строительно-монтажных работ, выполненных различными организациями.

Сноска. Пункт 123 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

125. Разовые инструментальные измерения производятся для выявления:

- 1) отклонения размеров конструкций, глубин каналов, размеров водопропускных отверстий и пазов водоприемников от проектных значений;
- 2) протяженности, ширины раскрытия и глубины трещин;
- 3) отклонения от вертикали отдельных строительных конструкций или сооружений;
- 4) искривлений, выгибов и прогибов отдельных элементов;
- 5) прочности бетона, раствора в конструкциях;
- 6) нарушений требований технических условий производства ремонтных и строительно-монтажных работ;
- 7) уровня вибрации фундаментов оборудования, перекрытий, балок, ригелей, колонн.

Сноска. Пункт 124 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

126. Для обеспечения проведения разовых измерений с достаточной точностью используются следующие средства измерений:

- 1) для измерений фактических геометрических размеров элементов сооружений или конструкций – метр, рулетку измерительную в соответствии с ГОСТ 7502-98 "Рулетки измерительные металлические. Технические условия. Межгосударственный стандарт";
- 2) для измерений искривлений, выгибов, прогибов отдельных элементов конструкций небольшой длины – как вспомогательные приспособления стальную проволоку, капроновую леску с натяжным устройством (динамометр, груз), линейку поверочную в соответствии с ГОСТ 8026-92 "Линейки поверочные. Технические условия";
- 3) для измерения отклонений от вертикали (крена) зданий насосных станций – отвесы на стальной проволоке, капроновой леске и стальную мерительную линейку, для более точных измерений – теодолит в соответствии с ГОСТ 10529-96 "Межгосударственный стандарт. Теодолиты. Общие технические условия";
- 4) для измерения видимых трещин (ширины раскрытия и глубины) микрометры, мерную лупу с масштабными делениями, микроскоп, микрометрический глубиномер;
- 5) для определения прочности бетона, раствора – эталонный молоток Кашкарова или пружинный пистолет Борового, молоток ГМ или ультразвуковой прибор УК-10П;

6) для измерения вибрации и определения характера обнаруженных трещин в ригелях, колоннах, перекрытиях – вибродатчик с осциллографом;

7) для измерения глубин каналов, водозаборов с целью определения степени заиливания - эхолот с самописцем, ручной лот, при небольших глубинах – шест с дециметровым делениями, гидрометрическая лебедка.

Сноска. Пункт 125 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

127. Границы распространения трещин или раскрытия деформационного шва отмечается краской, измеряется их длина.

Сноска. Пункт 126 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

128. Наблюдения за трещинообразованием в напорных и несущих конструкциях ГТС проводится при ширине (раскрытии) трещин 0,3 мм и более. Если с помощью маяка будет выявлено, что раскрытие трещины продолжается, проводится систематическое наблюдение с помощью щелемеров. В течение 20 дней после возникновения трещин и установки маяков осмотр их проводится ежедневно, а в дальнейшем - еженедельно до полной стабилизации деформаций. Щелемерные наблюдения проводятся с точностью +0,1 мм.

Сноска. Пункт 127 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

129. Определение прочности бетона с помощью вышеперечисленных механических средств производится в соответствии с ГОСТ 17624 "Бетоны. Ультразвуковой метод определения прочности".

Сноска. Пункт 128 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

130. Определение прочности бетона в эксплуатируемых конструкциях ГТС с помощью ультразвуковых приборов производится, согласно ГОСТ 23009 "Конструкции и изделия бетонные и железобетонные сборные. Условные обозначения (марки)".

Сноска. Пункт 129 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

131. Лабораторное определение прочности бетона конструкций путем испытания заготовленных в период строительства образцов или отобранных из конструкций кернов производится в соответствии с ГОСТ 23009 "Конструкции и изделия бетонные и железобетонные сборные. Условные обозначения (марки)".

Сноска. Пункт 130 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Глава 7. Техническое обслуживание и ремонт

132. Техническое обслуживание ГТС производится для поддержания их первоначальных эксплуатационных характеристик.

Техническое обслуживание установленного на ГТС оборудования производится в соответствии с требованиями инструкций изготовителей.

Сноска. Пункт 131 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

133. При обнаружении промоин, оползней, просадок, выпучивания грунта и вымыва его в дренажи, каверн и трещин в теле сооружения, разрушения ливнеотводящих устройств определяются и устраняются причины их появления.

Сноска. Пункт 132 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

134. Обнаруженные в теле сооружений ходы землеройных животных надо ликвидировать. Для борьбы с землеройными животными привлекаются специализированные организации.

Сноска. Пункт 133 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

135. При обнаружении застоя воды на гребне или берегах земляных сооружений организовывается отвод воды.

Сноска. Пункт 134 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

136 Откосы земляных плотин содержатся в исправном состоянии с соблюдением проектных данных, толщина крепления соответствует фактическим волновым и ледовым нагрузкам. Верховые откосы плотин, имеющие экраны, зону дренажных устройств очищаются от деревьев и кустарников.

Сноска. Пункт 135 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

137. В случае возможных деформаций или повреждений бетонных креплений откосов или других частей ГТС в результате покрытия их льдом производится защита бетона путем установки бревен, запаней или скалывания льда.

Сноска. Пункт 136 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

138. Для защиты ГТС от обрастания моллюсками дрейсены рекомендуется применять антиобрастающее покрытие краской ХВ-53.

Сноска. Пункт 137 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

139. Для повышения эффективности работы водохранилища-охладителя рекомендуется проводить следующие мероприятия:

1) уничтожать при значительном зарастании водную растительность механическими камышекосилками или биологическим методом – разведением растительноядных рыб в водохранилище-охладителе;

2) всплывший торф отбуксировать катером в мелководные застойные зоны с последующим ограждением сваями или выемкой на береговую зону в отведенные участки;

3) проводить дноуглубительные работы на заиленных участках ложа;

4) ликвидировать застойные зоны при их значительной площади путем устройства струенаправляющих дамб, указанное мероприятие выполняется совместно со специализированной организацией.

Сноска. Пункт 138 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

140. Ловушки для дрейсены на подводящем канале (при наличии таких) очищаются своевременно, не рекомендуется заполнение их более чем на половину высоты.

Сноска. Пункт 139 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

141. Сетчатые рыбозаградители при перепаде уровня воды на них 100 мм и более очищаются.

Сноска. Пункт 140 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

142. Подъем и удаление плавающих бревен в районе водоприемников насосных станций производится с помощью подъемных кранов, оборудованных грейфером или многолепестковым ковшом типа "Полип", кошелеванием плавающего леса, отводом и закреплением в определенных местах.

Сноска. Пункт 141 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

143. В соответствии с Правилами, указанными в пункте 8 настоящих Методических указаний и Правилами организации деятельности и осуществления функций заказчика (застройщика), утвержденными приказом Министра национальной экономики Республики Казахстан от 19 марта 2015 года № 229 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10795), на электростанции регулярно производится текущий и капитальный ремонт ГТС.

При капитальном ремонте ГТС производится замена изношенных конструкций и деталей, снижающих надежность и безопасность ГТС или ограничивающих их эксплуатационные показатели, на аналогичные или более прочные и экономичные, улучшающие эксплуатационные возможности ремонтируемых объектов.

Сноска. Пункт 142 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

144. Капитальный ремонт ГТС в условиях постоянно действующей системы технического водоснабжения выполняется по проекту ремонта и проекту организации ремонтных работ. Проект капитального ремонта наиболее ответственных элементов ГТС выполняется проектными организациями. Проектная документация на выборочные капитальные ремонты выполняется проектно-конструкторскими подразделениями энергопредприятий. Для выполнения капитальных ремонтов могут привлекаться специализированные ремонтно-строительные и строительно-монтажные организации.

Сноска. Пункт 143 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

145. При текущем ремонте ГТС восстанавливается работоспособность элементов ГТС путем устранения мелких повреждений. Текущий ремонт производится в течение года по плану, составленному энергопредприятием. План текущего ремонта разрабатывается на основании расценочных описей, составленных после проведения общих, частичных и внеочередных осмотров сооружений.

Сноска. Пункт 144 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

146. Периодичность ремонтов для отдельных сооружений устанавливается в зависимости от их состояния на основании результатов технических осмотров и систематических наблюдений. Капитальный ремонт производится выборочно для сооружений ГТС, без создания помех в работе технического водоснабжения ТЭС.

Примерная периодичность капитального ремонта:

- 1) плотин, дамб, каналов, водозаборов, водосбросов – 15-25 лет;
- 2) брызгальных бассейнов – 4 года;
- 3) циркуляционных водоводов стальных – 15 лет.

Сноска. Пункт 145 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

147. Приемку ГТС из капитального ремонта производит комиссия, назначенная руководством ТЭС.

При приемке ремонтных работ проверяется выполнение их в соответствии с проектом и сметой, внешнее состояние ГТС. Не допускается приемка в эксплуатацию сооружений с недоделками, препятствующими их нормальной эксплуатации и ухудшающими гигиенические условия и безопасность труда персонала. Все работы, выполненные при капитальном ремонте ГТС, принимаются по акту. К акту приемки прилагается техническая документация по ремонту.

Сноска. Пункт 146 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Глава 8. Действия персонала при приближении к границам безопасной эксплуатации гидротехнических сооружений

148. Для сооружений подводящего тракта граничным условием эксплуатации является сработка уровня воды ниже минимально допустимого, что ведет к ограничению или прекращению подачи воды на ТЭС насосными станциями. При понижении уровня воды в подводящем тракте до минимально допустимого производится подпитка водохранилища-охладителя или уменьшаются сбросы воды из него.

Сноска. Пункт 147 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

149. В случае закупорки отверстий глубинного водозабора шугой для ее устранения применяются направленные взрывы.

Сноска. Пункт 148 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

150. При повышении уровня воды в водохранилищах-охладителях выше максимального расчетного значения и заклинивании затворов водосбросных

сооружений не допускается устраивать прораны в теле земляной плотины. Осуществляется подъем затворов с помощью более мощных грузоподъемных механизмов с привлечением водолазов.

Сноска. Пункт 149 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

151. В случаях, когда один или несколько из контролируемых показателей на напорных ГТС достиг предельно допустимого значения, создается комиссия из представителей службы эксплуатации ТЭС, соответствующей проектной, научно-исследовательской организации. Комиссия выясняет причины и дает оценки возможных последствий нарушения нормального состояния сооружения. Если комиссией будет признана возможность возникновения аварийной ситуации, разрабатываются предложения по ее предупреждению.

Сноска. Пункт 150 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

152. Для опорожнения насосной станции в случае ее аварийного затопления используются резервные переносные насосы типа "ГНОМ".

Сноска. Пункт 151 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

153. При возникновении аварийной ситуации на ГТС действия персонала направляются на предотвращение аварии, а в случае невозможности предотвращения - на уменьшение ущерба от аварии.

Сноска. Пункт 152 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

154. При возникновении любой аварийной ситуации обслуживающий персонал осуществляет:

1) оповещение о ее возникновении директора, главного инженера, начальника смены и начальника цеха;

2) немедленно приступает к ликвидации аварийной ситуации.

Сноска. Пункт 153 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

155. При аварии на ГТС в случае угрозы для жизни и здоровья персоналом покидается опасная зона.

Сноска. Пункт 154 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Приложение 1
к Методическим указаниям по
эксплуатации
гидротехнических сооружений систем
технического водоснабжения
тепловых электростанций
Форма

Журнал регистрации осадок и перемещений

Сооружение _____			Первоначальная (абсолютная				
№ створа _____			отметка марки), м _____				
№ марки _____			Критические значения осадок или смещений, мм _____				
Дата	Отметка уровня, м		Температура, 0С		Измеренная отметка марки, м	Значение осадки с момента предыдущег о измерения , мм	Суммарное значение осадки, мм
	ВБ	НБ	воды в водохранилище	наружного воздуха			

Приложение 2
к Методическим указаниям по
эксплуатации
гидротехнических сооружений систем
технического водоснабжения
тепловых электростанций
Форма

Журнал регистрации пьезометрических уровней

Дата	Номер створа	Максимально допустимое значение уровня воды в скважине, м	Высотная отметка устья оголовка) пьезометра, м	Глубина до (уровня воды в скважине, м	Отметка уровня воды в скважине, м	Температура воздуха, 0С	Примечание

Приложение 3
к Методическим указаниям
по эксплуатации гидротехнических
сооружений
систем технического водоснабжения
тепловых электростанций
Форма

АКТ
технического осмотра гидротехнических сооружений

наименование электростанции

Комиссия в составе: _____

фамилия, инициалы, должность

утвержденная приказом организации _____

наименование электростанции

от " _____ " _____ 20__

_____ г.

фамилия, инициалы

№ _____ в период с _____ по _____ 20__ г.

произвела общий технический осмотр следующих сооружений

и отметила по состоянию на " _____ " _____ 20__ года следующее:

1. Результаты осмотра сооружений

№ п.п.	Гидротехническое сооружение	Техническое состояние (повреждение бетона, нарушение фильтрационного режима, снижения прочности материала, наличие трещин)	Предположительные причины повреждения, износа, деформации	Решение комиссии, вид ремонта, год выполнения работ
--------	-----------------------------	--	---	---

2. Результаты осмотра оборудования ГТС (указать техническое состояние каждой единицы механического и подъемного оборудования)

На основании результатов осмотра и испытаний комиссия считает:

2.1. Сооружения находятся в _____ состоянии.

(удовлетворительном/не удовлетворительном)

Текущий ремонт требуется выполнить _____

наименование ГТС

В капитальный ремонт выполнить _____

Установлены объекты ГТС находящиеся в аварийном состоянии требующие

немедленного восстановления _____

2.2. Для дополнительного освидетельствования состояния сооружения
_____ обратиться в специализированную организацию
наименование _____

_____ наименование видов освидетельствования
Председатель комиссии _____
подпись
Члены комиссии: _____
подпись

Приложение 9
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 6 января 2017 года
№ 2

Методические указания по расследованию причин повреждений металла лопаточного аппарата, дисков и роторов паровых турбин тепловых электростанций

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по расследованию причин повреждений металла лопаточного аппарата, дисков и роторов паровых турбин тепловых электростанций (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) питтинговая коррозия – коррозия металлов, ведущая к образованию питтингов, то есть язв, полостей в металле, начинающихся с его поверхности;

2) вибрация турбоагрегата – вынужденные колебания, которые вызваны одновременным действием нескольких возмущающих сил разной частоты и носят полигармонический характер;

3) усадочная рыхлость – скопление несплошностей неправильной формы;

4) флокены – внутренние транскристаллитные трещины, возникающие в металле с повышенным содержанием водорода;

5) трещины – несплошности в металле (разрывы), произвольно ориентированные к поверхности разрушения (термические трещины) или вытянутые по направлению деформации (деформационные трещины);

6) полосчатость – чередование крупных и мелких зерен или входящих в структуру разных фазовых составляющих;

7) усталостные бороздки – повторяющиеся вытянутые углубления и выступы (выпуклые или вогнутые), ориентированные перпендикулярно локальному направлению развития трещины.

Глава 2. Область применения

3. В процессе эксплуатации появляются случаи, когда происходят технологические нарушения подлежащие контролю, как со стороны государства, так и со стороны предприятий.

4. Общие требования к организации и оформлению актов расследования, классификации аварий и отказов в работе установлены, согласно Правил проведения расследования и учета технологических нарушений в работе единой электроэнергетической системы, электростанций, районных котельных, электрических и тепловых сетей, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 121 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10558) (далее – Правила).

5. В состав комиссии по расследованию причин повреждений, назначенной в установленном порядке, согласно Правилам, включаются специалисты по эксплуатации турбоустановки, металловедению, расчетам на прочность и представители изготовителя. В зависимости от характера повреждения (разрушения) в нее входят специалисты по вибрации, водно-химическому режиму, коррозии, эрозии, устройствам тепловой защиты, автоматике.

6. Причины повреждения металла деталей анализируются и устанавливаются по результатам обследования.

Когда для принятия окончательного решения требуется проведение более глубоких лабораторных исследований, составляется единая программа с участием специалистов. Комиссия подготавливает предварительное заключение и устанавливает срок выдачи окончательного заключения о причинах повреждения.

7. Комиссия получает от изготовителя техническую документацию: технические условия на поставку поврежденной детали (деталей), паспортные данные, чертежи, расчеты на прочность.

8. Руководитель электростанции до начала работы комиссии принимает меры по сохранению обстановки в месте повреждения, проводят опрос персонала, подготавливают доклад для комиссии о произошедшем нарушении работы турбины согласно Правилам и Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года №247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066).

В докладе в зависимости от характера повреждений представляется комиссии ниже перечисленная документация:

- 1) оперативный журнал котлотурбинного цеха;
- 2) суточную ведомость турбоустановки;
- 3) график опробования защит, блокировок и сигнализации;
- 4) формуляр турбины;
- 5) журнал дефектов и ремонта оборудования;
- 6) журнал регистрации вибрации;
- 7) журнал химических анализов воды и пара;
- 8) данные лаборатории металлов электростанции о дефектоскопии деталей и ранее проводимых исследованиях однотипных повреждений металла, в том числе выполненных на изготовителе или научными организациями отрасли;
- 9) диаграммы самопишущих приборов, регистрирующих расход и параметры пара, величину осевого сдвига ротора, тепломеханические параметры турбоустановки, температурный режим системы маслоснабжения подшипников;
- 10) данные о качестве пара, питательной и котловой воды, вибрации подшипников и валопровода, о давлении в конденсаторе, температуре выхлопа;
- 11) графики пусков и остановов с привязкой показаний частоты вращения ротора и давления в конденсаторе.

9. Все виды неразрушающего контроля, измерения деталей, определение механических свойств, расчеты на прочность поврежденных деталей проводят в соответствии с требованиями государственных стандартов, инструкций по эксплуатации оборудования изготовителей.

10. Аппаратура при плановом контроле, проверяется на соответствие требованиям нормативных документов, конкретным видам контроля и прохождению ими проверки в установленные сроки.

Глава 3. Рассмотрение комиссией причин повреждений

11. Анализ исходной технической документации начинается с определения причин повреждения, которые комиссия рассматривает в исходной документации. Особое внимание обращается на:

1) данные о работе поврежденных деталей: места их расположения (цилиндр высокого давления, цилиндр среднего давления, часть низкого давления или цилиндр низкого давления (далее - ЦНД)), номера ступеней рабочих лопаток и дисков, находящихся в зоне фазового перехода, ступени около отборные, влажного пара, регулирующие, количество часов их работы с момента последней замены лопаток или дисков, ремонта деталей до повреждения, наличие и характер дефектов, мероприятия по восстановлению или замене поврежденных деталей, периодичность и результаты проводимого контроля;

2) условия эксплуатации турбины: соблюдение нормативных параметров пара; частота сети, длительность возможной работы турбины с перегрузкой или увеличенным расходом пара в отбор, повышенным давлением в конденсаторе, изменение во времени давления пара в регулирующей ступени, режим пуска и останова, количество пусков и остановов турбины, уровень и особенности изменения вибрации и температурное состояние металла подшипников;

3) методы консервации, способы и частоту промывок проточной части, данные о водно-химическом режиме блока;

4) работу сбросных и охлаждающих устройств;

5) сведения о повреждениях таких же ступеней на аналогичных турбинах.

12. Предварительный осмотр поврежденных деталей, проводится комиссией для установления характера повреждения (усталостное, от статической нагрузки, коррозионное) очага разрушения. На основании выводов осмотра комиссия определяет содержание и направленность работы подкомиссий, при их наличии.

Параграф 1. Требования к осмотру повреждений

13. Поврежденные детали тщательно осматриваются назначенными подкомиссиями, при их наличии. Осмотр включает в себя дефектацию проточной части для выявления вероятной причины повреждений отдельных элементов. Цель осмотра: определение объема повреждения, составление перечня вероятных причин его возникновения, сбор данных, подтверждающих или опровергающих эти причины.

14. Места повреждений (очаг, общий вид) фотографируются до и после проведения очистки от отложений. Составляется схема их расположения. В качестве примера на рисунке 1 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям приводится схема расположения поврежденных лопаток на ступени. Отбираются пробы с отложений для проведения химического анализа.

15. После очистки более детально обследуется состояние металла поврежденной зоны и намечается план дальнейшего исследования, составляется схема разрезки на

образцы для измерения твердости и испытания механических свойств, изучения микро- и макроструктуры.

Образцы для испытаний свойств вырезаются из недеформированной части поврежденной детали, например, из хвостовой части, если деформировано перо лопатки. Вырезаются образцы как вблизи, так и вдали от места повреждения детали и рассматривается возможность проведения дефектоскопии детали.

16. При осмотре поврежденного лопаточного аппарата подкомиссии, при их наличии:

1) выявляются изменения, которые произошли за время эксплуатации, со времени предыдущего ремонта в соответствии с формами 1, 2, 3 приложения 2 к настоящим Методическим указаниям;

2) механические повреждения;

3) забоины, надрывы, натирывы, деформации;

4) обрывы лопаток по высоте, неплотная посадка их хвостовых частей, обрывы и трещины в лопатках, бандажах, связях, дисках;

5) наличие и характер задевания лопаток в радиальном и аксиальном направлениях;

6) степень и характер заноса солями, в особенности под бандажами, у отверстий под демпферную проволоку, износ от эрозии, коррозии;

7) наличие остаточной пластической деформации лопаток (общее удлинение или образование шейки, разворот, наклон).

17. Дополнительно при осмотре обращается внимание на:

1) переход от профильной части лопаток к хвостовой или к цельно фрезерованному бандажу в верхней части пера;

2) наличие в нижней части пера рисок-дефектов технологического характера, являющихся концентраторами местных напряжений;

3) входные и выходные кромки по всей длине лопатки;

4) зоны, примыкающие к шипу и вокруг отверстия под связь;

5) бандажную ленту, особенно у головок шипов;

6) места пайки бандажной проволоки, наличие в ней трещин, обрывов и характер излома;

7) положение демпферной проволоки, ее соответствие требованиям сборочных чертежей, наличие в ней трещин и обрывов, следы натиров на проволоке;

8) соответствие температурных зазоров и зазоров по цельно фрезерованному бандажу требованиям сборочных чертежей;

9) стыки стеллитовых пластин и сдой, защищающий от эрозии, нанесенный электроискровым способом, трещины и потемнения металла вследствие подкалки;

10) осевые и радиальные уплотнения на лопатках и бандажной ленте.

18. Устанавливается характер излома по типу силового воздействия: ползучести, коррозионной усталости, коррозионного растрескивания под напряжением или от

статической нагрузки, руководствуясь анализом изломов деталей согласно приложению 3 к настоящим Методическим указаниям.

19. Проверяется чистота поверхности, отсутствие деформаций и механических повреждений на направляющих лопатках, состояние заделки лопаток в полотно и обод диафрагмы.

20. При обнаружении излома хвостовика лопатки в пазу диска, в случае если типовые поломки лопаток ступени происходили неоднократно на данной турбине или других турбинах эксплуатируемых на других электростанциях, разолачивается вся ступень и проводится осмотр лопаток в соответствии с приложением 3 к настоящим Методическим указаниям.

21. При обнаружении повреждений одной лопатки контролируемой ступени или аналогичных ступеней многопоточных турбин проводится дефектоскопия всех лопаток ступени (100%) одним из неразрушающих методов контроля.

22. Поврежденные рабочие лопатки и их связующие элементы подвергаются восстановительному ремонту, а при отсутствии их восстановлению производится замена.

23. При осмотре дисков цельнокованых роторов и насадных дисков обращается внимание на возможные дефекты (трещины, язвины, эрозионный износ) в указанных зонах: на концевых частях валов, на гребнях, на ободе, на полотне, ступицы, отверстий разгрузочных и под заклепки, вокруг отверстий шпоночных пазов (на снятых дисках). Заполняется формой 1 приложения 2 к настоящим Методическим указаниям.

24. При осмотре роторов обратить внимание на факторы:

1) характер излома (усталостный, статический);

2) очаг разрушения;

3) наличие задевания частей ротора о статор;

4) состояние тепловых канавок на соответствие чертежным размерам и на отсутствие наличия трещин;

5) соответствие радиусов переходных галтелей чертежным размерам.

25. На поврежденных дисках цельнокованых роторов осматривается обод, зоны заклепок, разгрузочных отверстий, полотна, ступицы, галтелей, лопаток.

26. При повреждении ротора предоставляются сведения о пусках турбины по годам, зафиксированный на электростанции характер нарушений режимов во время эксплуатации (количество пусков, в том числе из холодного, неостывшего и горячего состояния, количество аварийных остановов, искривление вала, повышенная вибрация, повреждения подшипников, расхолаживание, попадание посторонних предметов, нарушение эксплуатационного режима, резкое отклонение температуры). Данные указываются в форме 1 приложения 2 к настоящим Методическим указаниям.

27. Устанавливается место расположения дефекта и размеры обнаруженной трещины, для составления точной схемы разрезки ротора с целью исследования

металла. Проводится дефектоскопия ротора, для указания зоны вблизи места повреждения в связи с возможным наличием в ней дополнительных дефектов и трещин

28. Факторы, ответственные за коррозионное растрескивание деталей в зоне фазового перехода, определяются совокупностью условий:

- 1) конструкцией турбин и деталей (лопаток, дисков, роторов);
- 2) условиями эксплуатации турбин;
- 3) состоянием водно-химического режима пара и питательной воды;
- 4) состоянием металла (способом выплавки, механическими свойствами, химическим составом, структурой).

29. При осмотре поврежденных деталей обращается внимание на наличие питтинговой коррозии, трещин, определяется количество и характер отложений. Внешне питтинг проявляется в виде появления углублений на поверхности металла. Питтинги возникают главным образом в защитном слое (нанесенном или образовавшемся естественным образом) по местам различных дефектов (трещин от внутренних напряжений, пор, микровключений, выхода на поверхность границ зерен, дислокаций). Прокатная окалина или ее остатки на стальных поверхностях – одна из причин язвенной коррозии.

30. Солевые отложения для химического анализа отбираются до проведения очистки деталей.

31. При детальном осмотре лопаток:

- 1) описывается количество коррозионных повреждений, освобожденных от отложений и специально зачищенных деталей;
- 2) фиксируется состояние поверхности с выпуклой и вогнутой сторон пера в прикорневом сечении, в середине и на периферии пера;
- 3) оценивается диаметр максимальных питтингов и их плотность;
- 4) делается качественное описание распределения коррозионных повреждений по перу лопатки или диска;
- 5) отдельно описывается состояние входных и выходных кромок лопаток.

32. Трещины на выходных кромках рабочих лопаток, в зоне осевых шпоночных пазов дисков обнаруживаются методом ультразвуковой дефектоскопии. Места расположения трещин и питтингов на поверхности лопаток и дисков и их размеры указываются на эскизе, который прикладывается к материалам комиссии.

33. В случае обнаружения коррозионного растрескивания, питтинговой коррозии с потерей профиля или общей коррозии на диске последний демонтируется для проведения дефектоскопии неразрушающими методами контроля и установления возможности дальнейшей его эксплуатации.

34. Нормы контроля металла лопаток и дисков ступеней в зоне фазового перехода турбин разных изготовителей приведены в ГОСТ Р ISO 9934-2 "Контроль

неразрушающий. Магнитопорошковый метод. Часть 2. Дефектоскопические материалы".

Сноска. Пункт 34 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

35. Результаты осмотра поврежденных деталей оформляются протоколом комиссии. К нему прилагаются фотографии и эскизы поврежденных частей лопаток и дисков с описанием характера изломов, состояния поверхностей и очагов разрушения.

36. По результатам осмотра поврежденных деталей ротора и в зависимости от характера повреждения заполняются формы приложения 2 к настоящим Методическим указаниям:

- 1) форма 1 – Повреждение и изменение состояния деталей ротора в процессе эксплуатации и ремонта;
- 2) форма 2 – Эрозионный износ лопаток и дисков;
- 3) форма 3 – Коррозионный износ лопаток и дисков;
- 4) форма 4 – Анализ химического состава и механических свойств металла поврежденных деталей;
- 5) форма 5 – Анализ микроструктуры металла поврежденных деталей;
- 6) форма 6 – Результаты испытаний на вибрацию лопаток;
- 7) форма 7 – Состав отложений в проточной части турбины;
- 8) форма 8 – Данные вибрации опор подшипников.

Параграф 2. Анализ изломов и качества металла

37. Описывается строение излома поврежденной детали: расположение очага (очагов) разрушения, направление распространения трещины. Излом классифицируется по характеру разрушающей нагрузки, если возможно оценивается разрушающая нагрузка, определяется возможный вариант о причине разрушения. Намечается план дальнейшего исследования: составляется схема разрезки излома для подробного микрофрактографического исследования и заключения о его классификации. Виды изломов указаны в приложении 3 к настоящим Методическим указаниям.

38. Для определения качества металла поврежденных деталей:

- 1) устанавливается методом стилоскопирования или химического анализа соответствие химического состава металла поврежденных лопаток, дисков и роторов нормам технических требований, при этом о лопатках, дисках и роторах, получают сертификатные данные изготовителя оборудования;
- 2) определяются механические свойства стали или сплава поврежденной детали;
- 3) проводится металлографический анализ металла лопаток, дисков и роторов для определения микроструктурного состояния, наличия микротрещин, питтингов или микропиттингов, характера их расположения и развития по глубине металла.

39. Нормативные данные о химическом составе и механических свойствах материалов лопаточного аппарата, дисков и роторов приведены в приложении 4 к настоящим Методическим указаниям. В приложении 5 к настоящим Методическим указаниям даны указания для изготовления образцов и предварительной оценки прочности металла.

40. Химический анализ, исследования механических характеристик и микроструктуры металла лопаток, дисков и роторов проводятся специализированной лабораторией, имеющей право на производство работ по разрушающему и не разрушающему контролю металла. Для анализа берется металл как поврежденных, так и неповрежденных лопаток, а у дисков и роторов – вблизи и вдали от места повреждения данной детали. В местах задеваний дисков и роторов измеряется твердость металла. Ее значение сравнивается с таковым вдали от места задеваний. По возможности подкаленный слой удаляется зачисткой. После его удаления проводится контрольное измерение твердости металла.

Результаты анализа состояния металла представляются в виде форм 4 и 5 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям.

41. В приложении 6 к настоящим Методическим указаниям приведены примеры металлургических дефектов и отклонений в режимах при термообработке сталей и технологии изготовления, приводящих к повреждению лопаток.

42. Для оценки прочности лопаток используются данные их расчета, включающие сведения о статических напряжениях парового изгиба и от действия центробежных сил.

Если поломка лопатки произошла по конструктивному концентратору напряжений (например, переходные галтели, радиусы кромок), определяется соответствие фактически выполненных радиусов требованиям изготовителя оборудования.

43. Для установления соответствия профиля лопаток заводским чертежам обмеряется профиль поврежденных и неповрежденных лопаток по наибольшему сечению профиля а, хорде лопатки в, толщине выходной кромки б в соответствии с рисунком 2 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

44. Для проверки правильности установки лопаток проверяется соответствие радиальных и аксиальных навалов согласно требованиям изготовителя оборудования.

45. Для оценки вибрационной надежности ступени используются данные изготовителя оборудования и станционные данные о частотных характеристиках, о вибрационной отстройке поврежденной ступени. Частотные характеристики включают спектр собственных частот колебаний от минимальных до зоны рабочих частот:

$$n * Z_H, \quad (1)$$

где n – рабочая частота вращения,

Z_H – количество направляющих лопаток поврежденной ступени.

46. Если для установления причины повреждения требуется определить фактическое вибрационное состояние лопаточного аппарата, проводятся подробные вибрационные испытания поврежденной ступени со снятием всего спектра собственных частот колебаний лопаток для осуществления норм контроля для данной ступени на электростанции.

47. По результатам испытаний делается оценка вибрационной отстройки ступени согласно форме колебаний лопаток, подлежащих отстройке в приложениях 7 к настоящим Методическим указаниям.

Помимо отстраиваемых форм колебаний учитывается и не отстраиваемые высокочастотные формы, при которых в определенных условиях в проточной части турбины происходит поломка лопаток.

Устанавливается возможное изменение расположения бандажных связей, пакетирования лопаток, других реконструкций лопаток, которые привели к повреждению ступени, не согласованных с изготовителем оборудования.

48. Все данные о вибрационных характеристиках лопаточного аппарата представляются в соответствии с формой 6 приложения 2 к настоящим Методическим указаниям.

49. Для оценки общей вибрации турбоустановки собираются сведения о вибрации опор подшипников, согласно с формой 8 приложения 2 к настоящим Методическим указаниям. Период, за который собираются указанные сведения, определяется характером повреждений. В особых случаях собираются данные как стационарной, так и переносной аппаратурой, на имеющиеся спектры вибрации опор турбоустановки.

Рекомендации по анализу вибрационного состояния турбоагрегата для выяснения причин повреждения лопаточного аппарата даны в приложении 8 к настоящим Методическим указаниям.

Параграф 3. Анализ водно-химического режима проводится во всех случаях выявления механизмов коррозионного повреждения деталей проточной части турбины

50. Для анализа водно-химического режима собираются:

- 1) методы и частота проведения пароводокислородной очистки пароводяных трактов;
- 2) методы и частота реагентных и безреагентных промывок проточной части;
- 3) методы консервации турбины в период ее остановов;
- 4) режимы работы блочной обессоливающей установки;
- 5) величина пропуска конденсата помимо блочной обессоливающей установки;
- 6) частота и способы регенерации фильтров смешанного действия (для блоков сверхкритического давления);
- 7) случаи и источники попадания масла в тракт турбины;
- 8) присутствие потенциально кислых органических соединений;

9) качество пара, питательной, котловой и обессоленной воды;

10) качество конденсата турбины;

11) данные количественной и качественной оценок отложений, образовавшихся на проточной части турбины. Сведения заносятся в форму 7 приложения 2 к настоящим Методическим указаниям;

12) сведения автоматического контроля, за солесодержанием концентрированных проб и результаты контроля за первичным конденсатом.

51. Качество свежего пара перед турбиной рекомендуется соблюдать в соответствии с ГОСТ Р ISO 9934-2 "Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод. Часть 2. Дефектоскопические материалы".

Сноска. Пункт 51 - в редакции приказа Министерства энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Глава 4. Анализ материалов расследования и принятые решения комиссией

52. На основании Правил и всего комплекса проводимых работ, комиссия составляет Акт расследования, в котором приведены характеристика и уровень технического состояния оборудования на момент обследования.

53. Комиссия при расследовании выявляет и описывает все причины возникновения и развития нарушения, причинно-следственные связи между ними. Комиссия имеет право по результатам анализа всех представленных материалов по восстановлению оборудования дать рекомендации:

1) по допуску к эксплуатации поврежденных лопаток, связей, дисков, роторов к работе после проведения их ремонта и контроля;

2) по принятию решения о частичной или полной замене лопаток и связей на колесе, насадных дисков;

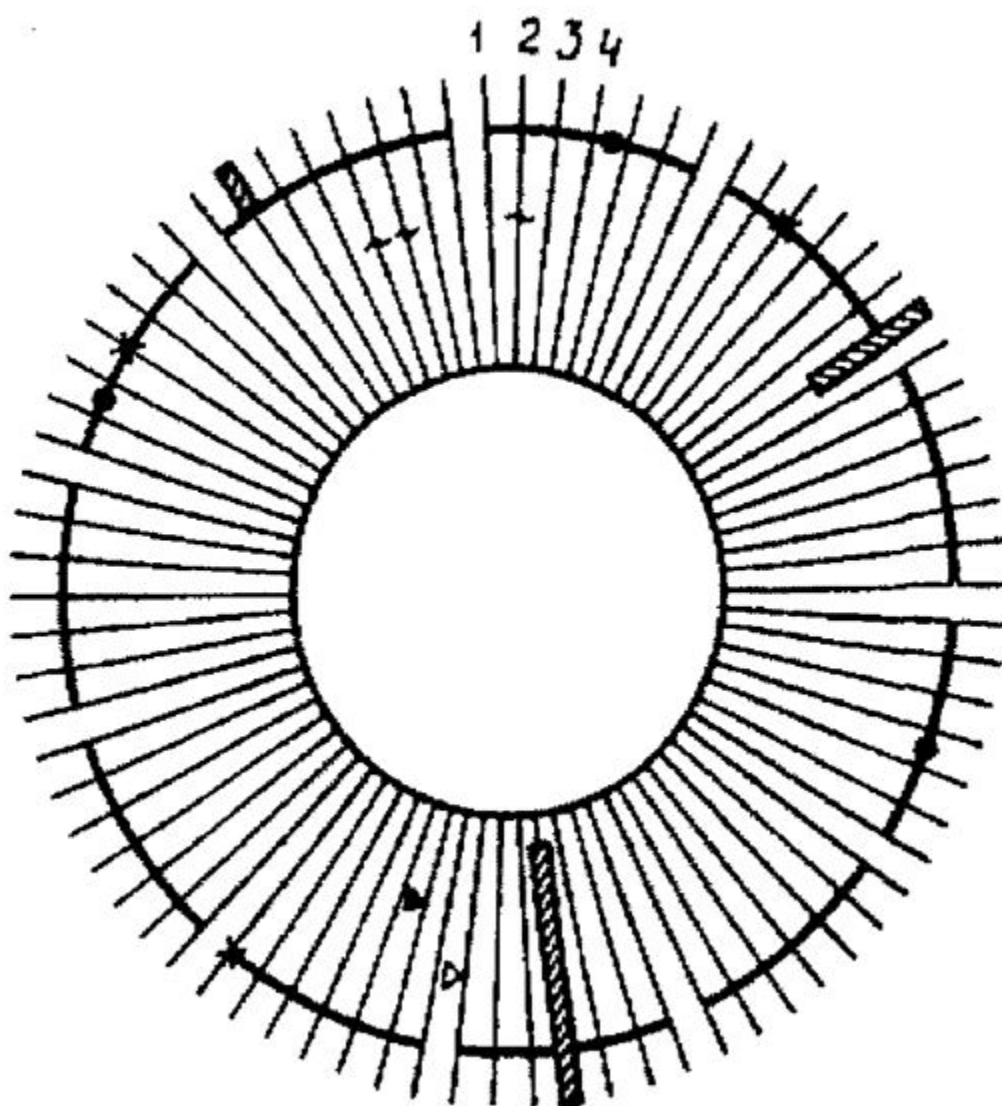
3) о выведении оборудования из эксплуатации;

4) о вводе в эксплуатацию на ограниченный срок и назначить контроль за металлом деталей ротора в объеме и на срок.

5) о назначении дополнительных исследований в случае не выявленной причины повреждения.

54. Рекомендации комиссии сопровождаются техническими документами, обосновывающими принятое решение. Копии Акта технического расследования со всеми приложениями представляются членам комиссии в соответствии с Правилами.

Приложение 1
к Методическим указаниям по
расследованию
причин повреждений металла
лопаточного
аппарата, дисков и роторов паровых



1-4... – номера лопаток;

•
– обрывы проволочного бандаж;
х – отпайка проволочного бандаж;

~
– трещины в лопатках;

▼
– коррозия;

▽

— эрозия.

Рисунок 1. Схема повреждений рабочих лопаток на ступени

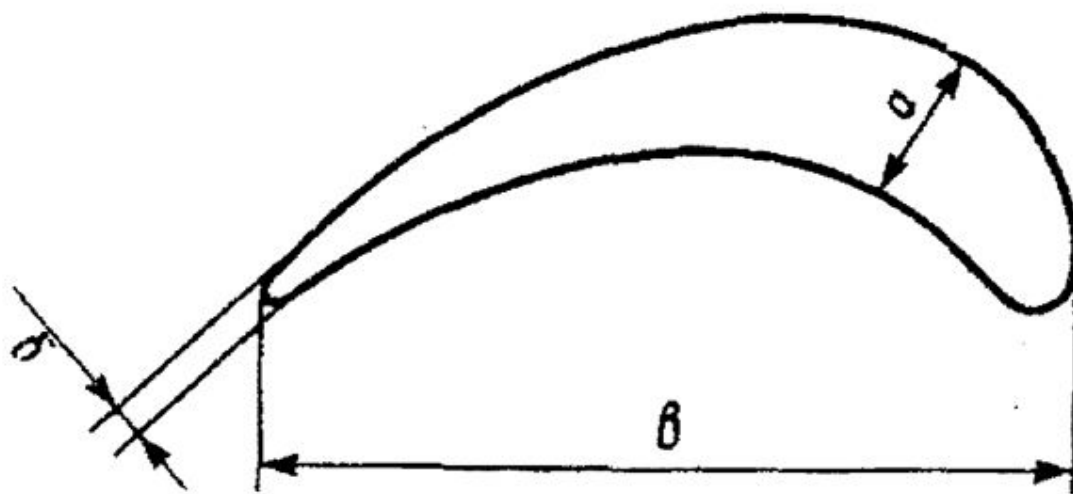


Рисунок 2. Профиль рабочей лопатки

Приложение 2
к Методическим указаниям
по расследованию причин
повреждений металла
лопаточного аппарата, дисков и
роторов паровых турбин
тепловых электростанций
Форма 1

Типы формуляров о поврежденных деталях

Электростанция	Дата
----------------	------

Повреждение и изменения состояния деталей ротора в процессе эксплуатации и ремонта в связи с технологическим нарушением

произошедшим 20 Г.

Тип турбин____, №____, зав.№____. Изготовитель____. Пущена в эксплуатацию
в____ году. Ступень №____

Дата	Причина остаток	Наработка на момент окончания, тыс.ч	Количество пусков	Нарушения за период эксплуатации	Повреждения в межремонтный период или по годам	Цельнокованые роторы		Насадные Диски		Лопатки		Связи		Причина повреждения	Выполненные работы	Организация проводившая ремонт
						Результаты		Результаты		Результаты		Результаты				
						Осмотр	Контроль	Осмотр	Контроль	Осмотр	Контроль	Осмотр	Контроль			

Краткая характеристика поврежденной детали _____

Основные размеры _____

Взаимное расположение на роторе мест повреждений (схема) _____

Вид излома (описание, фото или эскиз) _____

Формуляр составлен комиссией (подкомиссией) _____

Форма 2

Электростанция _____

Дата _____

Эрозионный износ лопаток

Тип турбины

Станционный №

Ступень №

Изготовитель

Наработка, тыс. часов

Дата ввода в эксплуатацию

Количество пусков

Частота вращения, об/мин

Длина лопаток, мм

Скрепляющие связи

Описание эрозионного износа (фото или эскиз)

Наименьшая площадь поперечного сечения

лопатки в зоне эрозионного износа

Формуляр составлен комиссией (подкомиссией) _____

Форма 3

Электростанция _____

Дата _____

Коррозионный износ лопаток и дисков

Тип турбины

Изготовитель

Станционный

Ступень №

Наработка, тыс. часов

Количество пусков

Частота вращения, об/мин.

Описание коррозионного износа (место расположения, плотность, размер и глубина питтингов; фото или эскиз)

Формуляр составлен комиссией (подкомиссией) _____

Форма 4

Электростанция _____

Дата _____

**Анализ химического состава и механических свойств
металла поврежденных деталей**

Тип турбины _____

Станционный № _____

Ступень № _____

Наработка, тыс.ч _____

Результаты химического анализа, %	Механические свойства					Примечание	
	Предел		Относительное		Ударная вязкость, кДж/м ²		Твердость, МПа
	Текучести, МПа	Прочности, МПа	Удлинение δ %	Сужение, %			

Формуляр составлен комиссией (подкомиссией) _____

Форма 5

Электростанция _____

Дата _____

Анализ микроструктуры металла поврежденных деталей

Тип турбины _____

Станционный № _____

Ступень № _____

Название поврежденной детали	Результаты исследования микроструктуры металла				Примечание
	вдали от места повреждения	от места повреждения	вблизи места повреждения	места повреждения	

Формуляр составлен комиссией (подкомиссией) _____

Форма 6

Результаты испытаний лопаток на вибрацию

Закреплено на диске _____ ступени _____

Тип турбины _____ Станционный № _____

Частота вращения, об/мин _____

Испытание проведено _____

(дата, во время капитального ремонта,

аварийного останова, вскрытия)

Способ определения частот _____

1. Основные сведения о лопатках

Профиль лопатки № _____ Конструкция связи _____

Профиль хвоста № _____

Количество направляющих лопаток ступени _____

Количество часов работы лопаток после перелопачивания _____ тыс.ч

Дата последнего перелопачивания _____

Определение виброхарактеристик проведено до (после) ремонта

2. Испытание пакета лопаток

Показа тели	Номера пакетов											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

1. Количество лопаток в пакете _____

2. Форма колебаний _____

Формуляр составлен комиссией (подкомиссией) _____

Форма 7

Электростанция _____

Дата _____

Состав отложений в проточной части турбины

Тип турбины

Станционный №

Ступень №

Частота вращения, об/мин

Описание количественного и качественного составов отложений

Характер их распределения по профилю и высоте лопаток

Формуляр составлен комиссией (подкомиссией) _____

Форма 8

Электростанция _____

Дата _____

Вибрация опор подшипников

Тип турбины

Станционный №

Дата	Время, ч, мин	Нагрузка		Вибрация подшипника № ...			Вибрация подшипника №...			
		Na, МВт	Nr, МВт	вертика льная	попереч ная	осевая	вертика льная	попереч ная	осевая	
				Ve 2A1 F	Ve 2A1 F	Ve 2A1 F	Ve 2A1 F	Ve 2A1 F	Ve 2A1 F	

Примечание. Данные о вибрации дать вертикальным столбцом, указав по порядку среднеквадратическую виброскорость V_e размах виброперемещения (1-я гармоника)

$2A_1$ и

фазу (1-я гармоника) F.

Формуляр составлен комиссией (подкомиссией) _____

Приложение 3

к Методическим указаниям по
расследованию причин повреждений

Анализ изломов деталей (лопатки, диски и роторы)

Исследование изломов деталей турбин является составной частью работ по расследованию причин их повреждений.

Расследование рекомендуется начинать с выявления очага разрушения. Классификация и подробный анализ основных видов поверхностей разрушения указанных деталей приведены в издании Всесоюзного теплотехнического института, Москва, 1993. "Исследование изломов: Методические рекомендации и атлас повреждений деталей проточной части турбин". Различают изломы, связанные с металлургическими дефектами в деформированном металле, к которому относятся рассматриваемые детали (лопатки, диски, роторы, бандажи). Усадочная рыхлость как скопление несплошностей неправильной формы. Отдельные участки имеют пористое ноздреватое строение без явных признаков пластической деформации.

Древовидный излом, при котором поверхность разрушения имеет грубоволокнистое строение, вызванное многочисленными микрорасслоениями металла, обусловлен грубо дендритным строением металла ориентированными включениями значительного размера.

Флокены имеют гладкую серебристую кристаллическую поверхность стенок. Особенно присущи легированной конструкционной среднеуглеродистой стали. В лопатках выглядят в виде расслоений металла вдоль оси.

Опасно наличие обезуглероженных зон на поверхности деталей. В микроструктуре они выглядят как белые нетравящиеся участки. Хотя встречаются они довольно редко, так как поверхности деталей подлежат механической обработке с удалением обезуглероженного слоя. В отдельных случаях остаются технологические трещины с краями из обезуглероженного металла.

Термические трещины вызваны структурными и термическими напряжениями, связанными с одновременным протеканием фазовых превращений в поверхностных и центральных слоях стального изделия и большим градиентом температур по его сечению при термической обработке. Обычно эти дефекты выявляются на стадии изготовления в заводских условиях.

Деформационные трещины возникают при неблагоприятных условиях деформации при повышенных степенях обжатий, отклонениях от оптимальных температур деформации, наличии внутренних концентраторов напряжений в виде шлаковых включений, рыхлот, плен оксидов и др. и характерны для металла пониженной пластичности. Края трещин, как правило, имеют обезуглероженный слой металла, а в поперечных изломах – паукообразный или крестообразный вид.

Основными типами макроизломов деталей являются изломы под воздействием статической нагрузки и от циклического нагружения (усталостные). Последние характерны для рабочих лопаток и дисков в зоне ободьев, работающих в условиях вибрационного нагружения. Изломы, возникающие под воздействием статической нагрузки (силовые изломы), присущи всем рассматриваемым деталям. В дисках и роторах возникают изломы в результате длительного воздействия статических напряжений и коррозионной среды (коррозия под напряжением). В лопатках оба механизма разрушения проявляются одновременно.

Изломы под воздействием статической нагрузки бывают кратковременного нагружения при напряжениях, больше условного предела текучести, или длительного – при напряжениях, меньше условного предела текучести, K последним относятся изломы ползучести в результате длительного статического нагружения при температуре, равной $0,4T_{пл}$, где $T_{пл}$ – температура плавления.

Для "силового" излома характерно однородное волокнистое строение со следами пластической деформации для вязкого материала или однородное крупнокристаллическое – для хрупкого. В последнем случае излом происходит в результате мгновенного обрыва и его поверхность направлена перпендикулярно продольной оси лопатки, ротора, бандажной проволоки. В дисках мгновенный обрыв происходит под разными углами к оси, обрывается часть сегмента или сектора. В вязком материале разрушение происходит путем среза, которому предшествует пластическая деформация под действием нормальной растягивающей нагрузки; при этом обычно образуются одна или несколько поверхностей обрыва, направленных под острым углом к продольной оси лопатки, ротора, бандажной связи.

Усталостные изломы начинаются, вблизи поверхности от концентраторов: утонений, эродированных канавок, забоин. Для них характерна отличительная микроструктура или отдельные ее фрагменты, например, полосчатость. Возникают они под действием нагрузки, периодически и многократно изменяющейся. Скорость распространения трещины различна на разных стадиях разрушения. В изломе видны две зоны: одна притертая (разной степени), усталостная, другая – кристаллическая, статического (силового) долома.

Различают многоцикловые усталостные изломы при упругом деформировании, малоцикловые – при упругопластическом деформировании, коррозионно-усталостные – при воздействии коррозионной среды, термоусталостные – образующиеся под действием переменных напряжений, возникающих при термоциклах.

В типичном усталостном изломе видны усталостные бороздки. Расстояние между бороздками и их направленность коррелируют со скоростью развития трещины и условиями нагружения. Плоскость усталостного нагружения перпендикулярна оси действия напряжений на деталь.

Степень сглаженности зоны развития усталостной трещины зависит от количества циклов знакопеременной нагрузки, действующей до разрушения сечения детали, и от статической нагрузки (зона долома). При большом количестве циклов, когда напряжения превышают предел выносливости металла (конструктивный предел выносливости детали) незначительно, излом имеет фарфоровидное строение, а при дальнейшем увеличении количества циклов – блестящий шлифованный вид. При напряжениях, значительно превышающих предел выносливости, усталостная трещина развивается быстро на небольшой площади сечения детали, остальную площадь занимает долом. В результате поверхность развития трещины менее пришлифованная, со следами грубых усталостных бороздок.

Очагов усталостных разрушений бывает несколько, в особенности у роторов или дисков.

По характеру расположения линий фронта усталости (бороздок) определяется преобладающее направление колебаний (например, лопаток), приведших к поломке.

При колебаниях в аксиальном направлении линии фронта усталости металла расположены перпендикулярно хорде лопатки, а при колебаниях в тангенциальном направлении – параллельно хорде.

Приложение 4
к Методическим указаниям по
расследованию
причин повреждений металла
лопаточного
аппарата, дисков и роторов паровых
турбин тепловых электростанций

Нормативные данные о химическом составе и механических свойствах материалов лопаточного аппарата, дисков и роторов

Для лопаток турбин применяются коррозионно-стойкие (нержавеющие) жаропрочные стали, способные работать в нагруженном состоянии при высоких температурах (до 550 °С) в течение определенного времени и обладающие при этом хорошей жаростойкостью.

В зависимости от структуры применяют мартенситно-ферритные, где содержится не менее 10 % феррита и мартенситные стали из 100 % мартенсита после закалки.

Для рабочих лопаток применяются в основном марки стали:

12Х13-Ш (КП-45), 20Х13-Ш, (КП-50, КП-60), 15Х11МФ-Ш (КП-60, КП-70), 18Х11МНФБ-Ш (КП-60, КП-65, КП-70), 13Х11Н2В2МФ-Ш (КП-70), 20Х12ВНМФ-Ш (КП-60, КП-70).

Допускается использование марок стали ограниченного применения 12Х13 (КП-55), 13Х11Н2В2МФ-Ш (КП-75), 15Х12ВНМФ-Ш (КП-60, КП-70).

В качестве материала лопаток, работающих во влажном паре, по согласованию с изготовителями турбин допускается использовать титановые сплавы BT6, TC5, BT20, BT3-1.

Требования к химическому составу и механическим свойствам лопаточных сталей и титановых сплавов приведены в таблицах 1-5.

Для роторов и насадных дисков применяют стали перлитного класса хромомолибденованадиевые или хромоникельмолибденованадиевые.

Требования к химическому составу и механическим свойствам их приведены в таблицах 6, 7.

Таблица 1 – Требования к химическому составу лопаточных сталей

Класс сталей	Марка сталей	Содержание химических элементов, %										
		C	Si	Mn	Cr	Ni	W	Mo	Nb	V	S	P
Мартенситно ферритный	12X13-Ш	0,09-0,15	0,8	0,8	12-14	-	-	-	-	-	0,025	0,030
	15X12 ВНМФ Ш (ЭИ 802)	0,12-0,18	0,4	0,9	11,0-13,0	0,4-0,8	0,7-1,1	0,5-0,7	-	0,15-0,30	0,025	0,030
Мартенситный	20X12 ВНМФ Ш (ЭП428)	0,17-0,23	0,6	0,5-0,9	10,5-12,5	0,5-0,9	0,7-1,1	0,5-0,7	-	0,15-0,30	0,025	0,030
	13X11 Н2В2 МФШ (ЭИ961)	0,10-0,16	0,6	0,6	10,5-12,0	1,5-1,8	1,6-2,0	0,35-0,50	-	0,18-0,30	0,025	0,030
	20X13-Ш	0,16-0,25	0,8	0,8	12,0-14,0	-	-	-	-	-	0,025	0,030
	15X11 МФ-Ш	0,12-0,19	0,5	0,7	10,0-11,5	0,6	-	0,6-0,8	-	0,25-0,40	0,025	0,030
	18X11 МНФБ-Ш	0,15-0,21	0,6	0,6-1,0	10,0-11,5	0,5-1,0	-	0,8-1,1	0,20-0,45	0,2-0,4	0,025	0,030
	08X16 Н13М2 Б	0,6-0,12	0,8	15,0-17,0	5,0-17,0	12,5-14,5	-	2,0-2,5	0,9-1,3	-	0,02	0,035
*Массовая доля элементов максимальная, если не указаны пределы. Содержание меди ограничено 0,3 %. Основу сталей составляет железо.												

Таблица 2 – Требования к химическому составу титановых сплавов для лопаток

Марка сплава	Содержание химических элементов, %												
	Al	Sn	Mo	Zn	V	Cr	Si	Fe	C	N ₂	H ₂	O ₂	Сумма прочих

													примечания
ТС5	4,5-6,0	2,5-4,0	-	1,5-3,5	1,5-2,5	-	0,15	0,3	0,1	0,05	0,015	0,12	0,30
ВТ20	5,5-7,0	-	0,5-2,0	1,5-2,5	0,8-2,5	-	0,15	0,25	0,1	0,05	0,015	0,15	0,30

Примечание

1. Основу сплава составляет титан

2. Массовая доля элементов максимальная, если не приведены пределы.

Таблица 3 – Требования к механическим свойствам металла заготовок стальных лопаток

Категория прочности	Марка стали	Механические свойства на продольных образцах						
		предел		Относительное удлинение δ , %	Относительное сужение, %	Ударная вязкость КСУ при 20 ⁰ С, кДж/м ² , (кг•м/см ²)	Твердость по Бринеллю, НВ	Диаметр отпечатка, мм, соответствующий данной твердости
		Текущего δ 0,2, МПа (кгс/мм ²)	Прочности δ в МПа (кгс/мм ²)					
КП-45	12Х13-Ш	441-637 (45-65)	617,4 (63)	20	60	784(8)	192-229	4,35-4,0
КП-50	20Х13-Ш	490-657 (50-67)	666,4 (68)	18	50	686(7)	207-241	4,2-3,9
КП-55	12Х13-Ш	539-686 (55-70)	686 (70)	15	50	588(6)	217-255	4,1-3,8
КП-60	20Х13-Ш 15Х11МФ-Ш 18Х11МНФБ-Ш	568,4-755 (60-77)	755 (77)	14	50	588(6)	248-293	3,85-3,55
	20Х12ВНМФ-Ш 15Х12ВНМФ-Ш		735 (75)	15	40			
КП-65	18Х11МНФБ-Ш	617,4-764,4 (63-78)	764,4 (78)	14	45	490(5)	235-277	3,95-3,65
КП-70	15Х11МФ-Ш 18Х11МНФБ-Ш 20Х12ВНМФ-Ш 15Х12ВНМФ-Ш	666,4-813,4 (68-83)	784 (80) 835,4 (85)	13	40	392(4)	241-285	3,9-3,6
	15Х11Н2В2МФ-Ш		784 (80) 833,4 (85)					

	13X11H2B 2МФШ	813,4 (68-83)	833,4 (85)	15	50	588(6)	241-285	3,9-3,6
КП-75	13X11H2B 2МФ-Ш	705,6- 852,6 (75-87)	862,4 (88)	15	50	588(6)	269-313	3,85-3,5

*Для заготовок лопаток из сталей с замковой частью толщиной более 60 мм допускается уменьшение механических свойств на замковой части: удлинения на 1% абсолютного значения, сужение на 5% абсолютных по сравнению с табличным значением и ударной вязкости на 98 кДж/м² (1 кг•м/см²) при норме 686 кДж/м² (7 кг•м/см²) и более.

В случае невозможности изготовить продольные образцы механические свойства определяются на поперечных образцах. Допускается при этом уменьшение значения удлинения на 3% абсолютных, сужения на 20% абсолютных и ударной вязкости на 196 кДж/м² (2 кг•м/см²)

Для заготовок рабочих лопаток с рабочей частью длиной более 1400 мм и КП-70 устанавливается предел текучести

δ

0,2 от 637 до 813,4 МПа (от 65 до 83 кгс/мм²), твердость – от 235-285 НВ, диаметр отпечатка – от 3,6 до 3,95мм. При значении предела текучести выше 784 МПа (80 кгс/мм²) обязательным является контроль вязкой составляющей в изломе ударных образцов, она составляет не менее 20%)

Испытание на ударную вязкость заготовок лопаток сечением менее 13мм не проводится, при этом дополнительной сдаточной характеристикой является твердость.

Для заготовок лопаток длиной более 600мм из стали 13X11H2B2МФ-Ш (ЭИ961-Ш) КП-75 ударная вязкость составляет не менее 490 кДж/м² (5 кг•м/см²).

Разница в значениях твердости для заготовок рабочей части лопатки длиной менее 1200мм и хордой не более 280мм не превышает 20 НВ, а для заготовки рабочей лопатки более 1200 мм- 30НВ (т.е. 0,2 и 0,3 мм по диаметру отпечатка соответственно).

Таблица 4 – Требования к механическим свойствам металла заготовок лопаток из титанового сплава BT20

Категория прочности	Механические свойства продольных образцов штамповки лопаток из ВТ20 при 20 °С						
	предел		относительное		Ударная вязкость КСУ при 20 °С, кДж/ м ² , (кг•м/с м ²	Твердость п о Бринеллю, НВ	Диаметр отпечатка, м м , соответствующ и й данной твердости
	Текучести δ	Прочности δ	Удлинение δ	Сужение φ			
	0,2, МПа (кгс/м м ²)	в, МПа (кгс/м м ²)	, %	, %			
		не менее					
КП-80-85	850 (86,7)	930 (94,9)	17	30	705 (7,2) 764 (7,8)	332	3,35

Таблица 5 – Требования к механическим свойствам металла заготовок лопаток из титанового сплава TC5

Длина лопатки, мм	Механические свойства продольных образцов штамповки лопаток из TC 5 при 20 °С						
	предел		относительное		Ударная вязкость КСЧ при 20 °С, кДж/м ² , (кг•м/с м ²)	Твердость по	Диаметр отпечатка, мм, соответствующий
	Текучести δ	Прочности δ	Удлинение δ	Сужение φ			
	0,2, МПа (кгс/мм ²)	в, МПа (кгс/мм ²)	, %	, %			

		не менее				Бринеллю, НВ	ю щ и й данной твердости
<1300	720-790 (72-79)	830 (83)	8	20	0,45 (4,5)	255-341	3,3-3,8
>1300	750-900 (75-90)	830 1 (83)	8	20	0,4 (4,0)	269-341	3,3-3,8

Таблица 6 – Химический состав марок сталей для роторов и насадных дисков паровых турбин

Марка стали, ТУ	Массовая доля химических элементов, %										
	C	Si	Mn	Cr	Ni	Mo	W	V	Сu	S	P
P2MA (25X1M1ФА), ТУ 108.102.9	0,21-0,29	≤0,37	0,3-0,6	1,5-1,8	0,4	0,9-1,05	-	0,22-0,32	0,2	0,022	0,025
ЭИ415 (20X3МВФА), ТУ 108.102.9	0,17-0,24	≤0,4	0,25-0,60	2,4-3,3	≤0,5	0,35-0,55	0,3-0,5	0,65-0,85	0,2	0,022	0,025
34ХН1МА, ТУ 108.102.8	0,3-0,4	0,37	0,5-0,8	1,3-1,7	1,3-1,7	0,2-0,3	-	-	0,25	0,022	0,025
34ХН3МА, ТУ 108.102.8	0,3-0,4	0,37	0,5-0,8	1,1-1,3	2,75-3,25	0,25-0,40	-	-	0,25	0,022	0,025
35ХН3МФА, ТУ 108.102.8	0,32-0,40	0,37	0,5-0,8	1,3-1,7	3,0-3,5	0,4-0,6	-	0,1-0,2	0,25	0,022	0,025
30ХН3М2ФА, ТУ 108.102.8	0,26-0,32	0,37	0,2-0,5	1,2-1,7	3,0-3,5	0,4-0,65	-	0,1-0,2	0,25	0,022	0,025
26ХН3М2ФА (УВРВ),	0,25-0,30	≤0,04	0,3-0,6	1,3-1,7	3,4-3,8	0,5-0,7	-	0,12-0,18	0,20	0,012	0,01

Т У 108.11. 847									
-----------------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Примечание – Массовая доля элементов максимальная, если не приведены пределы.

Таблица 7 – Требования к механическим свойствам металла заготовок роторов и насадных дисков

Марка стали	НТД, категория прочности	Механические свойства на продольных образцах						
		предел		относительное		Ударная вязкость КСУ при 20 °С, кДж /м ² , (кг•м/ см ²)	Твердость, НВ	Угол изгиба, град
		Текуче- сти δ 0,2, МПа (кгс/мм ²)	Прочности δ в МПа (кгс/мм ²)	Удлине- е δ , %	сужение φ , %			
P2MA (25X1M1Ф А)	Т У 108.1029, Ша	490-667 (50-68)	618 (63)	16	40	400 (4,1)	-	180
ЭИ415 (20X3МВФ А)	Т У 108.1029, V	589-736 (60-75)	736 (75)	13	40	500 (5.1)	-	150
34ХН1МА 34ХН3МА 35ХН3МФ А 27ХН3М2 ФА 30ХН3М2 ФА	Т У 108.1028, V	664-833 (68-85)	815 (83)	12	40	600 (6,1)	-	120
35ХН1М2 ФА	Т У 108.1028, V	680-850 (69-87)	830 (85)	12	40	500 (5.1)	-	120

Заготовки роторов и насадок дисков из стали нового поколения 26ХН3М2А (УВРВ) на ОАО "Турбоатом" и ОАО "Ленинградский машиностроительный завод" производятся в соответствии с индивидуально разработанными ими техническими требованиями на поставку (таблицы 7а, 7б).

Таблица 7 а. – Требования ОАО "Турбоатом" к механическим свойствам металла заготовок роторов и насадных дисков из стали 26ХН3МА

Н Т Д, категория прочности	Механические свойства при 200С						
	предел		относительное		Ударная вязкость КСУ при 20 °С, кДж/м ² , (кг•м/см ²)	Твердость, НВ	Угол изгиба , град
	Текуче-сти δ	Прочности δ	Удлинение δ	сужение φ			
	0,2, МПа (кгс/мм ²)	в МПа(кгс/мм ²)					

Т У 108.11.847, III	840-960 (86-98)	900 (92)	13	44	540-550 (5,51-5,61)	2410-2850	120
---------------------------	--------------------	-------------	----	----	------------------------	-----------	-----

Таблица 7 б. – Требования ОАО "Ленинградский машиностроительный завод" к механическим свойствам заготовок роторов (валов) и насадных дисков из стали 26ХНЗМА

Наименование детали	НТД, категория прочности	Механические свойства на продольных образцах						
		предел		относительное		Ударная вязкость	Угол изгиба образцов, град	
		Текущего δ 0,2, МПа (кгс/мм ²)	Прочности δ в ,МПа (кгс/мм ²)	Удлинения δ , %	сужения φ , %	КСУ при 20 °С, кДж/м ² , (кг•м/см ²)	Продольных	тангенциальных
		Не менее						
Валы роторов	Т У	590-760 (60-77)	710 (72)	15	40	780 (8)	150	120
Насадные диски	302.02.155	740-800 (75-90)	780 (80)	14	40	580 (6)	-	120

Приложение 5
к Методическим указаниям
по расследованию причин
повреждений
металла лопаточного аппарата,
дисков и роторов паровых турбин
тепловых электростанций

Указания по изготовлению образцов и предварительной оценке прочности металла

Для оценки состояния металла или обнаружения подкалки его при операциях, связанных с нагревом лопаточного аппарата (пайка бандажных связей, стеллитовых пластин, электроискровая обработка стеллитом или другим материалом и пр.), исследовать образец, вырезанный в непосредственной близости и вдали от места разрушения.

Если для малогабаритных лопаток не удастся вырезать заготовку, достаточную для стандартного образца, допускается изготовление микрообразцов.

Предварительное значение временного сопротивления разрыву

$\delta_{вр}$, МПа (кгс/мм²), можно определить по формуле

$$\delta_{вр} = 0,35 \text{ НВ} + 0,2.$$

Приложение 6
к Методическим указаниям по
расследованию

Примеры металлургических дефектов и отклонений в режимах термообработки сталей и технологии изготовления, приводящих к повреждению лопаток

1. Металлургические дефекты и отклонения структуры от оптимальной снижают прочность лопаток из хромистой стали 12Х13 и 20Х13:

1) Наличие в металле волосовин, уменьшающих прочность и пластичность.

2) Ферритно-карбидная смесь различной степени коагуляции карбидной составляющей (неоптимальная микроструктура), образующаяся вследствие температурно-временных отклонений в режимах термической обработки лопаток после штамповки, приводит к снижению твердости (прочности) металла. Оптимальная структура для хромистых сталей - сорбитообразный перлит с возможным наличием в нем до 15 % разрозненных включений избыточного дельта-феррита.

Грубая карбидная или ферритная сетка (более 15 % дельта-феррита), расположенная по границам первичных зерен, приводит в значительному снижению демпфирующей способности хромистых сталей.

2. Отступления от режима термической обработки лопаток вызывающие явления:

1) Значительную остаточную пластическую деформацию перовой или хвостовой части лопатки, если расчетные напряжения превышают предел текучести материала при рабочей температуре до 500 °С;

2) Преждевременное разрушение лопатки в результате исчерпания металлом запаса длительной прочности при рабочей температуре выше 500 °С.

Наиболее сильно сказываются отступления от режимов термообработки на механической прочности металла лопаток из более легированных мартенситных хромистых сталей, таких как ЭП291 -Ш, ЭИ961 -Ш, и титановых сплавов. В процессе изготовления рабочих лопаток последних ступеней ЦНД при пайке стеллитовых пластин в случае перегрева металла возможно образование микротрещин на входных кромках. В таких случаях признаком перегрева являются пятна повышенной травимости металла на внутреннем профиле лопатки в зоне припайки пластины.

В диапазоне до 300 Гц для турбин с частотой вращения 50с^{-1} и в диапазоне до 150 Гц для турбин с частотой вращения 25с^{-1} подлежат отстройке:

- 1) лопатки без связей и пакеты по всем формам колебаний;
- 2) лопатки с кольцевыми или шахматными связями, система дисклопатки - по всем формам колебаний с узловыми диаметрами.

Отстройка выполняется и при частоте кромочных импульсов направляющего аппарата, близкой к динамическим частотам:

- 1) первого, второго и третьего тонов изгибных колебаний, первого и второго тонов крутильных колебаний - для лопаток, устанавливаемых без связей;
- 2) первого и второго тонов тангенциальных колебаний, первого тона внутрипакетных изгибных колебаний, первого тона внутрипакетных крутильных колебаний - для пакетов лопаток;
- 3) первого тона тангенциальных колебаний - для пакета лопаток парциальных ступеней.

При малом значении пакетного множителя отстройку пакетов по первому и второму тонам тангенциальных колебаний разрешается не проводить.

Приложение 8
к Методическим указаниям по
расследованию
причин повреждений металла
лопаточного
аппарата, дисков и роторов паровых
турбин
тепловых электростанций

Рекомендации по анализу вибрационного состояния турбоагрегата для выяснения причин повреждений лопаточного аппарата

1. Ознакомиться с возможностями:

- 1) штатной системы вибрационного контроля, установленной на турбоагрегате;
- 2) системы вибрационной диагностики, если она имеется на турбоагрегате.

Эта система обслуживается специалистом по вибрации турбинного оборудования.

С привлечением специалистов по вибрации электростанции энергоремонтного предприятия выяснить:

1) объем информации, которую получают о вибрационном состоянии турбоагрегата от вибродиагностического комплекса;

2) уровень остаточной неуравновешенности на водопроводе турбоагрегата.

2. Для чего ознакомиться с:

- 1) вибрационным состоянием турбоагрегата на холостом ходу и под нагрузкой;

- 2) имеющимися амплитуде - и фазочастотными характеристиками подшипников и валопровода при пусках и остановах турбоагрегата;
 - 3) происходившими нарушениями нормального вибрационного состояния турбоагрегата и условиями их протекания;
 - 4) тепломеханическими характеристиками турбоагрегата;
 - 5) отклонениями характеристик расширений турбоагрегата от нормативных значений;
 - 6) особенностями проводимых виброналадочных работ и поведением турбоагрегата при виброналадке;
 - 7) прочими имеющимися вибрационными характеристиками валопровода и опор;
 - 8) температурным состоянием подшипниковых опор.
3. Дополнительно ознакомиться с вибрационными характеристиками турбоагрегата по данным, полученным от службы виброналадки электростанции или от обслуживающего турбоагрегат ремонтного предприятия.

Приложение 10
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 6 января 2017 года
№ 2

Методические указания по оптимизации оборотной системы водоснабжения электростанций с градирнями

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по оптимизации оборотной системы водоснабжения электростанций с градирнями (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. Настоящие Методические указания составлены на основании опыта эксплуатации, наладки и испытаний башенных градирен единичной площадью орошения до 10 тысяча кубических метров (далее – тыс. м²) и направлены на повышение надежности и эффективности работы таких градирен. Приведенные в Методических указаниях технические решения по модернизации отдельных элементов башенных градирен приемлемы и для вентиляторных градирен.

3. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

- 1) оборотная система водоснабжения (циркуляционная) - система водоснабжения, при которой охлаждающая вода используется многократно;
- 2) оборотная вода (циркуляционная) – вода, циркулирующая в оборотной системе водоснабжения;
- 3) гидроохладитель – теплообменное сооружение для охлаждения циркуляционной воды;
- 4) градирня – гидроохладитель, в котором используется тяга воздуха для эффективного снижения температуры охлаждаемой воды;
- 5) башенная градирня – градирня, в которой тяга создается с помощью вытяжной башни;
- 6) вентиляторная градирня – градирня, в которой тяга создается с помощью вентиляторов;
- 7) гидравлическая нагрузка гидроохладителя (градирни) – давление воды, поступающей на охладитель.

Иные понятия и определения, используемые в настоящих Методических указаниях, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

Глава 2. Область применения

4. В системах оборотного водоснабжения электростанций распространены преимущественно башенные градирни с естественной тягой охлаждающего воздуха. Вентиляторные градирни имеют незначительное распространение и используются в основном в южных районах страны.

5. Эксплуатируемая градирня в системе оборотного водоснабжения электростанции является технологическим агрегатом, от конструктивного выполнения и эксплуатационного состояния которого значительно зависят экономические показатели работы основного оборудования. При повышении температуры охлаждения воды в градирне летом на 1°C приводит к увеличению удельного расхода условного топлива на выработку электроэнергии на 1,2-2,0 г/(кВт·ч) в зависимости от типа паровой турбины и начальных параметров свежего пара. Поддержание в хорошем эксплуатационном состоянии конструкций градирен требует постоянного контроля.

Глава 3. Классификация градирен, общие сведения об их состоянии

6. На электростанциях эксплуатируются четыре типа башенных градирен:

- 1) пленочные;
- 2) капельные;
- 3) капельно-пленочные;
- 4) брызгальные.

Перечисленные типы градирен разделяются по признаку создания поверхности охлаждения: путем разбрызгивания воды соплами – брызгальные, оросительными устройствами – пленочные, капельные и капельно-пленочные.

7. В оросительных устройствах пленочного типа теплоотдача происходит с поверхности водяной пленки, образующейся на элементах оросителя, а в оросителях капельного типа – с поверхности капель воды.

8. Наибольшее распространение на энергопредприятиях получили градирни с пленочным оросителем, где плотность орошения достигает $10 \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$, в капельных градирнях – $3\text{-}4 \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$.

9. Брызгальные градирни применяются на отдельных электростанциях с малой конденсационной нагрузкой или в качестве дополнительного охладителя при пиковых режимах из-за их низкой эффективности.

10. Оросители градирен, блочные изготовленные из деревянных реек и брусков, или плоских асбестоцементных листов.

11. На отдельных градирнях в опытный порядок устанавливаются пластмассовые оросители различной конструкции.

12. Распределение воды по площади оросителя осуществляется с помощью самотечных лотков или напорных труб с разбрызгивающими соплами, установленными над оросителем.

13. Наиболее эффективной является напорная система водораспределения, так как при этом достигается равномерность поступления воды по площади орошения, что способствует повышению эффективности охлаждения.

14. При эксплуатации градирен наиболее уязвимой конструкцией является деревянный ороситель, требующий ввиду гниения древесины замены через 10-12 лет, а иногда и раньше, в то время как срок службы асбестоцементного оросителя превышает 30 лет.

15. Вытяжные башни градирен выполняются железобетонными или обшивными конструкциями на металлическом каркасе. В качестве обшивки применяются деревянные щиты, асбестоцементные и алюминиевые листы волнистого профиля. Срок службы указанных обшивок составляет 20-25 лет, при пропитке антисептиком деревянных обшивок процессы разрушения замедляются, и сроки службы увеличиваются в 1,5 раза.

16. Наиболее долговечными являются железобетонные вытяжные башни градирен, но их применение ограничено территорией с температурой наиболее холодной пятидневки не ниже минус 28°C . Возведение этих конструкций в переставной опалубке приводит к образованию большого количества неплотных швов, через которые

проникает конденсат, разрушающий бетон при замерзании. Данное явление имеет место практически на всех градирнях, что рекомендует их ремонт каждые 5 лет с длительным отключением.

17. В значительной степени разрушению железобетонных вытяжных башен градирен способствует отсутствие либо несовершенная конструкция противообмерзающих устройств, в основном в районах с суровым климатом.

Глава 4. Технические решения при оптимизации градирен

18. Оптимизация градирен выполняется в целях совершенствования их конструкции для повышения эффективности охлаждения, увеличения надежности и сроков службы.

19. При оптимизации учитываются фактические и перспективные конденсационные нагрузки обслуживаемых градирней турбоагрегатов, а также режимы их работы с учетом метеофакторов, выполняется технико-экономическое обоснование выбора схемы модернизации.

20. Опыт эксплуатации градирен показал, что в основном их оптимизация осуществляется при переводе водораспределительной системы с лотковой на трубчатую, замены оросителя в результате обрушения, износа либо частичного разрушения, замены несущего каркаса оросителя более долговечной конструкцией, а также выполнения мероприятий по предотвращению обмерзания. Перевод градирни на напорное водораспределение производится без изменения отметки подачи воды на градирни за счет установки трубопроводов водораспределения с разбрызгивающими соплами примерно на 2 метра (далее – м) ниже горизонта воды в лотках и создания статического напора, равного 1,2-1,5 м (с учетом гидравлических потерь), для оптимального разбрызгивания.

21. Автономная работа центральной и периферийной зон водораспределительной системы дает возможность регулировать их плотность орошения независимо друг от друга с учетом фактических технологических режимов.

22. На ряде градирен водораспределительная система совмещается с несущим каркасом оросителя, при этом не требуется сооружения специальных опорных устройств для оросительных блоков.

23. При оптимизации оросителя применяются наиболее совершенные конструкции асбестоцементных листов или из деревянных антисептированных деталей, что позволяет увеличить эффективность охлаждения.

24. При оптимизации капельных градирен, имеющих развитую подшатровую часть, существующая площадь орошения уменьшается, приравнивая конструктивно ороситель к противоточному типу.

25. Площадь орошения модернизированного оросителя в таких градирнях принимается равной 60% от первоначальной. Это позволяет значительно снизить затраты на ремонт и одновременно повысить их эффективность. Плотность орошения

для модернизированного оросителя принимается равной $6,5-7,0 \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$ при ширине зоны охлаждения $8-9^\circ\text{C}$ и заданной по проекту удельной смачиваемой поверхности двухъярусного асбестоцементного оросителя, равной примерно $14-16 \text{ м}^2/(\text{м}^3 \cdot \text{ч})$.

26. При снижении конденсационной нагрузки турбин или переводе на противодавление градирни могут быть модернизированы с переводом на брызгальные.

27. Наиболее простым и надежным в эксплуатации конструктивным решением брызгальной башенной градирни является выполнение брызгального устройства с применением эвольвентных разбрызгивающих сопл. Выходные отверстия разбрызгивающих сопл в этом случае направляют под углом 45° к центру водосборного бассейна градирни. Расчетная удельная тепловая нагрузка на такую брызгальную градирню принимается на 30-35% меньше, чем для типовой пленочной градирни такой же площади на отметке установки водораспределения.

28. Учитывая повышенный вынос воды, брызгальные градирни выполняются с водоуловителем.

29. При небольшой ширине зоны охлаждения (около 4°C) и удачном конструктивном решении брызгальные градирни не требуют повышения напора циркуляционных насосов для достижения требуемого охлаждающего эффекта.

30. Наличие в системе оборотного водоснабжения теплоэлектроцентрали (далее – ТЭЦ) брызгальной башенной градирни согласно рисунку 1 приложения к настоящим Методическим указаниям, позволяет существенно сократить срок ввода в эксплуатацию такой градирни, избежать трудностей, возникающих зимой при вводе и освоении в эксплуатации первой турбины типов Т или ПТ, повысить гибкость технологической схемы оборотного водоснабжения при дальнейшей эксплуатации брызгальной градирни параллельно с типовыми пленочными градирнями и обеспечить устойчивость экономических показателей работы основного оборудования ТЭЦ со стороны оборотного водоснабжения. При номинальной конденсационной нагрузке в летнее время года недоохлаждение воды в брызгальной градирне достигает $5-6^\circ\text{C}$ по сравнению с пленочной. При переводе градирен на брызгальные выполняется экономическое обоснование.

31. При модернизации вентиляторных градирен применяются те же основные технические решения по водораспределительным и оросительным устройствам, что и для башенных градирен. Обязательным элементом при модернизации вентиляторной градирни является устройство двухрядного жалюзийного водоуловителя над водораспределительной системой, а также замена вентиляторов 1ВГ-47 или ВГ-70 соответственно модифицированными вентиляторами 1ВГ-50 или 1ВГ-70 с тихоходным электродвигателем серии ВАСВ с безредукторными приводами.

32. Осуществление модернизации башенных и вентиляторных градирен с применением описанных выше технических решений позволяет снизить температуру

охлаждающей воды в системах оборотного водоснабжения электростанций в среднем на 2,5-3,0°С за период между ремонтами и сократить расходы на их ремонты.

33. Блочная схема подачи охлаждаемой воды в высокопроизводительных башенных градирнях (один насос - одна половина оросителя) является ненадежной в эксплуатации: при выводе в ремонт или аварийном останове одного из двух насосов подачи воды на градирню происходит резкое повышение температуры охлажденной воды из-за срыва тяги. В зимнее время при аварийном останове одного из двух насосов подачи воды на градирню из-за отсутствия по проекту вертикальных секционирующих перегородок происходит интенсивное обледенение оросителя на границе между работающей и отключенной его частями и возникает опасность обрушения асбестоцементных блоков оросителя в этой зоне.

34. В настоящих Методических указаниях приведены технические решения по устранению отмеченных недостатков современных башенных градирен, а также по модернизации их конструктивных элементов.

35. Использование приведенных в настоящих Методических указаниях технических решений, наряду с внедрением новых, более эффективных по тепломассоотдаче оросителей (в том числе из полимерных материалов), будет способствовать повышению надежности и эффективности работы как эксплуатируемых, так и сооружаемых градирен.

Параграф 1. Водораспределительная система

36. Модернизация водораспределительной системы выполняется для улучшения равномерности распределения воды по площади оросителя. При модернизации, безнапорная система водораспределения заменяется напорной. Практически это заключается в демонтаже лотков и их замене трубопроводами, оборудованными разбрызгивающими соплами различной конструкции.

37. Для пленочных градирен водораспределительную систему рекомендуется выполнить из стальных или асбестоцементных труб с разбрызгивающими соплами эвольвентного либо отражательного типа с диаметром выходного отверстия от 25 до 40 миллиметров (далее - мм).

38. В настоящее время наиболее надежными в эксплуатации являются чугунные эвольвентные сопла, они могут быть рекомендованы для применения при модернизации башенных градирен любой конструкции.

39. В числе имеющихся типов пластмассовых сопл для модернизации градирен можно применить сопла с тремя держателями. Другие сопла данного типа (с двумя держателями или разъемной конструкции) оказались ненадежными в эксплуатации из-за подверженности поломке и деформации.

40. Наиболее эффективное разбрызгивание может быть достигнуто с помощью нового типа отражательного сопла - перфорированного.

41. Чашечный отражатель такого сопла крепится к патрубку тремя держателями, расположенными в плане через 120° по окружности (рисунок 2 приложения к настоящим Методическим указаниям). Выполнение чашечного отражательного сопла перфорированным значительно сокращает неорошаемую площадь в радиусе разбрызгивания воды соплом, а крепление чашечного отражателя к патрубку сопла тремя держателями повышает жесткость конструкции.

42. Сопло имеет перфорированный отражатель и выходное отверстие патрубка диаметром 28 мм. Оптимальное давление воды перед соплом $0,15 \text{ кгс/см}^2$ (15 кПа).

43. При систематическом загрязнении оборотной системы водораспределения иловыми и другими взвешенными наносами применяются для напорного водораспределения градирен низконапорные центробежные сопла рисунок 3 приложения к настоящим Методическим указаниям.

44. В случае модернизации градирен, ввиду их неудовлетворительного состояния, рекомендуется устройство водопроводящего каркаса с самонесущей водораспределительной системой с заменой деревянного или железобетонного каркасов оросительного устройства.

45. В качестве опорных конструкций оросителя используются трубопроводы водораспределительной системы, что дает возможность отказаться от установки самостоятельных опорных конструкций.

46. Разбрызгивающие устройства располагаются над оросительными блоками.

47. Эффективность таких технических решений достигается за счет упрощения изготовления и монтажа оросительного устройства градири, сокращения сроков его возведения, уменьшения стоимости и трудозатрат, особенно при реконструкции градирен.

48. Описанная выше конструкция наиболее приемлема при установке деревянного оросителя. В этом случае для градири площадью орошения 1520 м^2 потребуется около 60 тонн металлических трубопроводов, включая устройство водопроводящего каркаса и водораспределительной системы.

49. При установке оросителя из асбестоцементных листов нагрузка на водопроводящий каркас увеличивается в 2,0-2,5 раза и соответственно при этом возрастает расход металлических труб.

50. Антикоррозионная защита трубопроводов водопроводящего каркаса требует восстановления каждые 5-10 лет в зависимости от степени агрессивного воздействия циркуляционной воды.

51. В случае сохранения железобетонных конструкций оросительного устройства, для перевода градири с лоткового на напорное водораспределение, выполняется беспопловое разбрызгивание воды, через разбрызгивающие насадки и распределительные щиты - перетекатели.

52. Распределение воды происходит через штуцеры со сливными насадками, имеющими скос, обращенный вниз. Штуцеры располагаются перпендикулярно распределительным щитам. Вода, попадая на щит, образует водяную пленку шириной около 1 м. Для обеспечения равномерного распределения воды по площади щита предусмотрено устройство перетекателей из досок 50x10 мм, которые прибиваются к бруску под углом 30° к горизонтальной плоскости.

53. Для фиксации насадков относительно водоотбойных щитов в последних по месту (после установки насадков) сверлятся отверстия для соединения насадка со щитом.

54. Бессопловая конструкция водораспределения проверена на испытательном стенде и показала высокую эффективность.

55. Применение перетекателей вместо сопел обеспечивает равномерное распределение воды по площади оросителя, уменьшает ее вынос.

56. При модернизации отдельных устаревших типов градирен, водораспределительная система которых выполнена из железобетонных лотков, можно используется система с переводом ее на напорную, путем установки в рабочих лотках сопловых трубок с разбрызгивающими насадками, направленными выходным отверстием вниз. Разбрызгивающий насадок представляет собой типовое отражательное пластмассовое сопло с присоединенным к нему специальным разбрызгивателем. Разбрызгиватель выполняется круглой формы с отогнутой кромкой под углом 30-40° и крепится к чашечному отражателю тремя болтами диаметром 3 мм.

57. При блочной схеме подачи охлаждаемой воды на ороситель высокопроизводительной градирни (один насос – одна половина оросителя) целесообразно выполнять перемычку между напорными водоводами такой градирни с установкой запорной арматуры для возможности подачи воды в теплое время года одним насосом на всю площадь оросителя, а также выполнять внутри градирни вертикальную секционирующую перегородку для возможности эксплуатации градирни зимой с отключенной одной половиной оросителя.

Параграф 2. Оросительные устройства

58. При модернизации применяются новые прогрессивные технические решения, улучшающие эффективность охлаждения и повышающие срок службы охлаждающих устройств. Высоту и тип оросителя принимается на основании технико-экономических расчетов с учетом фактической и перспективной конденсационной нагрузки обслуживаемого градирней турбоагрегата.

59. Оросители изготавливаются из асбестоцементных листов, деревянных щитов и пластмассы.

60. Наиболее долговечными являются оросители, изготовленные из асбестоцементных плоских листов толщиной 6 мм, а также оросители из пластмассы.

61. Перед установкой в градирню листы собираются в блоки. Расстояние между листами принимается от 25 до 40 мм, что обосновывается расчетом.

62. Общую высоту оросителя при номинальной конденсационной нагрузке турбины принимают 2400 мм.

63. Если градирня, подлежащая модернизации, имеет железобетонный каркас, рассчитанный на нагрузку только от деревянного оросителя (который при одинаковой высоте с асбестоцементным легче в 2,5 раза), рекомендуется выполнить блочный ороситель из асбестоцементных полос шириной 300-500 мм путем нарезки из соответствующих стандартных листов толщиной 8 мм. При сборке блока полосы устанавливаются по высоте с интервалом, равным высоте полосы согласно рисунку 4 приложения к настоящим Методическим указаниям.

64. Деревянные оросительные блоки собираются с помощью оцинкованных гвоздей или металлических шпилек (безгвоздевая конструкция).

65. Из деревянных гвоздевых конструкций блоков оросителя наиболее эффективной является конструкция типа капельно-пленочная с расположением пленки в шахматном порядке (далее – КПШ), которая собирается из пленки 100x10 мм с помощью оцинкованных гвоздей диаметром 2,5x3 мм. Расстояние между пленками по высоте таких блоков принимается равным 200 мм и в ряду 48 мм согласно рисунку 5 приложения к настоящим Методическим указаниям.

66. Деревянные блоки, собранные с помощью шпилек, более надежны в эксплуатации.

67. При выборе конструкции деревянных блоков предпочтение при модернизации градирен отдается шпильчному блоку, с расположением пленки аналогично блоку типа КПШ, но при этом узлы соединений элементов более совершенны и надежны. Применение таких блоков рекомендуется при номинальной конденсационной нагрузке, обслуживаемой градирней турбины. По сравнению с типовой конструкцией при равной высоте оросителя расход пиломатериалов для шпильчного блока снижается в среднем на 25%.

68. При конденсационной нагрузке турбин (менее 50% номинальной) в наиболее жаркое время года выполняется деревянный ороситель соответствующей градирни из блоков с ромбовидным расположением рабочей пленки безгвоздевой шпильчной конструкции. Срок службы блоков этого типа равен 12-15 лет, расход пиломатериалов на его изготовление снижен на 50% по сравнению с типовой гвоздевой конструкцией. Деревянные элементы блоков пропитывают минеральным антисептиком.

69. Согласно зарубежному опыту, оптимальной является конструкция оросителя из полимерных материалов, позволяющая обеспечить большую смачиваемую поверхность охлаждаемой воды в единице объема, чем деревянные и асбестоцементные оросители, и при одинаковой высоте и прочих равных условиях позволяет снизить температуру воды на выходе из градирни.

70. В отечественной практике оросители из полимерных материалов нашли применение в основном при строительстве вентиляторных градирен. При модернизации градирен эти материалы использованы только в опытном порядке. Конструкция опытного блока состоит из сочетания гофрированных и плоских листов из вспененной наполненной полиэтиленовой композиции.

71. Гофрированные полиэтиленовые листы собираются в готовые блоки высотой 0,5 м. Общая высота оросителя 2 м.

72. Для обеспечения продольной жесткости блока применяются плоские полиэтиленовые листы.

73. Фиксация расстояния между листами оросителя осуществляется с помощью дистанционных полиэтиленовых втулок.

74. Сборка блоков осуществляется путем последовательного соединения его элементов согласно рисунку 6 приложения к настоящим Методическим указаниям, до получения нужного размера с их последующей стяжкой.

75. При разработке проектов новых и реконструкции существующих градирен выбор типа оросителя в каждом конкретном случае производится на основании технико-экономических расчетов с учетом требований технологии производства, тепловой и аэродинамической характеристик оросителя, наличия материалов для его изготовления и минимальной материалоемкости конструкции, а также качества оборотной воды.

Параграф 3. Предотвращение обмерзания

76. Очагами обмерзания градирен, эксплуатирующихся в зимнее время, являются воздухоходные окна, периферийная зона оросителя и верхняя часть вытяжной башни.

77. Для предотвращения обмерзания воздухоходных окон башенных градирен площадью орошения до 4200 м² рекомендуется применять комбинированное противообледенительное устройство согласно рисунку 7 приложения к настоящим Методическим указаниям. Устройство состоит из тамбура с поворотными щитами, примыкающего к обшивке оросителя градирни, и кольцевого обогревающего трубопровода, располагаемого в створе воздухоходных окон под обшивкой оросителя и оборудованного эвольвентными или щелевыми разбрызгивающими соплами. Кольцевой трубопровод подключают к напорным водоводам подачи воды на градирню. Для эффективной работы устройства рекомендуется обеспечить плотность обшивки башни в пределах высоты оросителя с тем, чтобы стекающая с обшивки вода попадала непосредственно на кольцевой обогревающий трубопровод. При отрицательной температуре атмосферного воздуха включают в работу кольцевой обогревающий трубопровод, а поворотные щиты тамбура частично закрывают до обеспечения температуры в тамбуре 5-10°C.

78. В порядке усовершенствования конструкция дополняется вертикальным воздухозаборным каналом, повышая ее эффективность.

79. При отрицательной температуре наружного воздуха и наличии воздухозаборного канала включают в работу кольцевой обогревающий трубопровод, открывают щиты вертикального канала, а поворотные щиты тамбура закрываются. В этом случае охлаждающий воздух поступает в градирню по вертикальному воздухозаборному каналу.

80. При положительной температуре наружного воздуха вертикальный канал должен быть перекрыт щитами, щиты тамбура зафиксированы в горизонтальном положении, кольцевой трубопровод отключен.

81. Конструкция противообледенительного устройства с вертикальным воздухозаборным каналом наиболее эффективная.

82. При выполнении комбинированного противообледенительного устройства тщательно уплотняют обшивку оросителя, чтобы стекающая с обшивки вода попадала непосредственно на кольцевой обогревающий трубопровод.

83. Верхние поворотные щиты тамбура в зимний период держат постоянно закрытыми, а средними и нижними щитами периодически регулировать подачу воздуха в градирню в таком количестве, чтобы избежать обледенения оросителя.

84. Наряду с применением комбинированного противообледенительного устройства осуществляют перераспределение гидравлической нагрузки на градирню по зонам оросителя; уменьшать расход воды на центральную часть оросителя и увеличивать - на периферийную. Плотность орошения в периферийной зоне градирни с противоточным оросителем рекомендуется поддерживать на уровне не менее $6 \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$, а в центральной $4,0 - 4,5 \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$. Температуру воды на выходе из градирни поддерживается на уровне не ниже 10°C во избежание обледенения оросителя, если схема водораспределения противоточной градирни не обеспечивает плотность орошения по всей площади оросителя не менее $6 \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{ч})$.

85. Оптимальная плотность орошения, а также минимально допустимая температура охлажденной воды в градирне зимой устанавливается опытным путем в зависимости от климатических особенностей района расположения градирни.

86. При охлаждении зимой в градирне небольших расходов воды предусматриваются специальные решения, в частности, секционирование оросителя или надежную схему циркуляции охлаждающей воды через водосборный бассейн градирни, минуя ороситель; при этом плотно закрыть воздухоходные окна градирни.

87. Для башенных градирен площадью орошения 4200 м^2 и выше применяется противообледенительное устройство в виде тепловодной завесы согласно рисунку 8 приложения к настоящим Методическим указаниям.

88. Устройство выполняется внутри вытяжной башни градирни над периферийной частью оросителя и состоит из поворотных щитов с рассекателями струйного потока воды, сплошной воздухоограничивающей стенки, трубопроводов со струенаправляющими насадками, обращенными выходными отверстиями в сторону нижней части щитов, и ограничителей поворота щитов. При работе такого устройства в зимнее время в периферийной зоне создается повышенная плотность орошения до 25-30 м³/(м²·ч), а поворотные щиты, устанавливаемые в горизонтальное положение, и вертикальная воздухоограничивающая стенка препятствуют проходу холодного охлаждающего воздуха через ороситель в этой зоне. В результате в периферийной зоне создается тепловодяная завеса, препятствующая обледенению оросителя. В летнее время подачу воды в кольцевые трубопроводы прекращают, щиты устанавливаются вертикально, и охлаждающий воздух свободно проходит также через периферийную зону оросителя.

89. При создании тепловодяной завесы путем прокладки по периметру оросителя только кольцевых обогревающих трубопроводов целесообразно устанавливать на них разбрызгивающие насадки. Применение разбрызгивающих насадок позволяет расширить орошаемую зону периферийной части оросителя и повысить эффективность работы устройства.

90. При создании тепловодяной завесы по периметру оросителя устанавливают водоотбойные щиты для устранения попадания воды на оболочку (обшивку) вытяжной башни в пределах высоты оросителя и предотвращения обледенения воздухоходных окон градирни. При увеличении расхода охлаждающего воздуха зимой через ороситель градирни дополнительно открывают частично или полностью нижние щиты тамбура. При положительной температуре атмосферного воздуха кольцевой трубопровод отключают от напорных водоводов, а щиты тамбура устанавливают горизонтально и фиксируют их в таком положении.

91. Обмерзание вытяжной башни градирни имеет место при ее эксплуатации в районах с температурой наиболее холодной пятидневки минус 30°C и ниже. При этом образовавшиеся в устье вытяжной башни глыбы льда при падении разрушают конструкции водораспределительного и оросительного устройств, что в весенний период требует значительного объема восстановительных работ.

92. Выполнение ремонта связано в основном с отключением градирни, что приводит к временному ограничению располагаемой мощности.

93. Для предотвращения обмерзания железобетонных оболочек и обшивных каркасных вытяжных башен градирен проводятся специальные мероприятия, заключающиеся в установке внутреннего экрана вытяжной башни с устройством естественного вентилируемого зазора между экраном и башней.

94. Экран выполняется из плоских алюминиевых листов толщиной 0,5-0,6 мм и устанавливается по всей внутренней поверхности оболочки с переменным зазором от 200 мм (внизу) до 50 мм в верхней части. В зазоре образуется естественная вентиляция с противодавлением за счет поступающего наружного воздуха и его естественного подогрева.

95. Для обеспечения газоплотности листы каждой последующей марки устанавливаются внахлест с листами предыдущей марки, а места стыков герметизируются.

Длительный опыт эксплуатации железобетонных оболочек градирен с экранной защитой в течение 8 лет показал, что указанное мероприятие надежно защищает вытяжную башню от разрушения, значительно удлиняет межремонтный период и дает возможность широкого применения железобетонных оболочек в зонах с суровыми климатическими условиями.

96. Экранная защита обшивных градирен исключает образование льда в устье вытяжной башни и ежегодного восстановления конструкций оросителя и водораспределения.

Расход алюминиевых листов на устройство экрана для градирен площадью орошения 1600 м² составляет 10-12 тонн.

Параграф 4. Водоулавливающие устройства

97. Водоуловители применяются для снижения потерь воды, связанных с ее уносом в атмосферу через вытяжную башню. Значение этих потерь составляет в среднем 0,5% общего расхода воды, поступающей на градирию.

98. Рекомендуются водоуловители устанавливать на вентиляторные и брызгальные градири независимо от их конструкции и производительности, а также на башенные градири пленочного типа площадью орошения более 2 тысяч квадратных метров.

99. Из примененных видов водоуловителей наиболее простым и доступным является типовой деревянный водоуловитель жалюзийного типа, выполненный из двух рядов антисептированных досок. Угол наклона досок принимается равным 60-70° при расстоянии между ними 60-70 мм. Высота водоуловителей - 200 мм. Учитывая, что при эксплуатации данный тип водоуловителя подвержен деформации, что приводит к выпадению водоулавливающих элементов, рекомендуется его усиление стягивающими болтами рисунок 9 приложения к настоящим Методическим указаниям.

100. Срок службы усиленного – водоуловителя 5-6 лет (типового – 3-4 года).

101. Для увеличения надежности и долговечности водоулавливающих устройств целесообразно их изготовление из полимерных материалов волнистого и гладкого профиля рисунок 10 приложения к настоящим Методическим указаниям.

Высота такого водоуловителя составляет 150-250 мм при расстоянии между листами 30-50 мм.

Водоулавливающее устройство собирается из элементов специальной формы толщиной 2 мм. При этом применяется безрамная конструкция водоуловителя, использующая самонесущий эффект элементов водоуловителя.

102. Элементы стеклопластикового водоуловителя укладываются непрерывными рядами с опиранием на существующий железобетонный каркас. Для сохранения дистанции между элементами водоуловителя применены крепящие элементы такого же профиля.

Соединение элементов осуществляется по типу "шип-паз", для чего в концевых частях рабочих элементов выполняются сквозные пазы шириной 2 мм.

103. С применением стеклопластикового водоуловителя обеспечивается наиболее эффективное перекрытие зоны водоулавливания при общем снижении аэродинамического сопротивления.

104. При отсутствии других долговечных материалов для изготовления водоуловителя используются алюминиевые листы.

Блок водоуловителя из алюминия представляет собой набор продольных полос толщиной 2 мм и высотой 130 мм с фиксированным расстоянием между ними, равным 30 мм.

105. Установка водоуловителя в градирне обеспечивает снижение потерь воды с уносом до 0,02-0,05 % общего расхода воды на градирню.

106. При выборе типа водоуловителя отдается предпочтение конструкции из полимерных материалов или алюминия, так как при равной эффективности с деревянными они значительно легче и не требуют установки тяжелых опорных конструкций.

Приложение
К Методическим указаниям по
оптимизации
технического водоснабжения
электростанций с градирнями

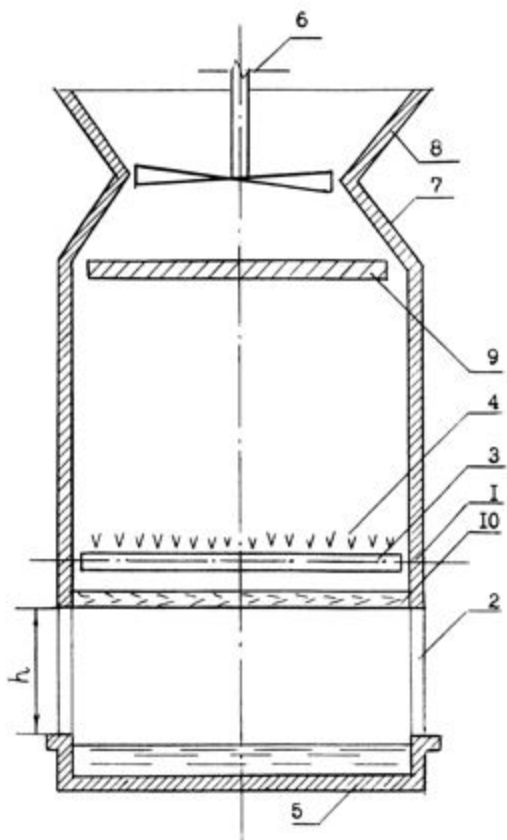


Рисунок 1. Брызгальная градирня градирня

1 – корпус, 2 - воздухоходные окна, 3 - водораспределительная система, 4-форсунки, 5 - водосбросной бассейн, 6 – вентилятор, 7,8 - конфузорная и диффузорная обечайки, 9 - водоуловительное устройство, 10 - каплезадерживающее устройство.

Принцип работы брызгальной градирни.

Брызгальная градирня содержит корпус 1 с воздухоходными окнами 2 в нижней части, водораспределительную систему 3 с форсунками 4, направленными выходными отверстиями вверх, и расположенную симметрично продольной оси вытяжной башни, водосборный бассейн 5, размещенный под корпусом 1, вытяжное устройство, расположенное над корпусом 1 и выполненное в виде вентилятора 6 с конфузорной и диффузорной обечайками 7 и 8 соответственно, водоуловительное устройство 9, установленное между водораспределительной системой 3 и конфузорной обечайкой 7. На расстоянии

$\pm$

$0,1 h$ от верхней границы воздухоходных окон 2 размещено каплезадерживающее устройство (далее - КЗУ) 10. Высота КЗУ по отношению к высоте воздухоходного окна составляет не менее $0,01h$.

Брызгальная градирня работает следующим образом. Вентилятор 6 осуществляет подсос воздуха через воздухоходные окна 2. Попадая в область, занятую КЗУ 10, воздушный поток выравнивает свое скоростное поле и равномерно за КЗУ

распределяется по всей полезной площади корпуса 1. Далее воздух направляется через водораспределительную систему 3, снабженную форсунками 4, водоуловительное устройство 9, конфузурную обечайку 7, вентилятор 6 и через диффузурную обечайку 8 выбрасывается в атмосферу.

Через водораспределительную систему 3 осуществляют подачу горячей воды, которая разбрызгивается направленными выходными отверстиями вверх форсунками 4 в поток поступающего снизу холодного воздуха. При этом происходит охлаждение воды, которая в виде капельного потока поступает на КЗУ 10. Здесь происходит дополнительное разбрызгивание воды, падение капельного потока замедляется, увеличивая, тем самым, время пребывания водного капельного потока в воздушной среде.

Отсюда основное предназначение КЗУ 10 заключается в задержке падающего в водосборный бассейн 5 капельного потока, дополнительного разбрызгивания капель, что в конечном счете увеличивает время пребывания капельного потока в потоке воздуха. Одновременно КЗУ 10 работает как дополнительное сопротивление воздуху, позволяющее выравнивать скоростное поле воздушного потока и, тем самым, повысить охлаждающую способность брызгальной градирни.

Благодаря каплезадерживающему устройству, обладающему сравнительно малым аэродинамическим сопротивлением и имеющему ограниченную высоту, эффективность работы брызгальной градирни существенно увеличивается. КЗУ может успешно применяться не только для вентиляторных градирен, но и для брызгальных градирен башенного типа.

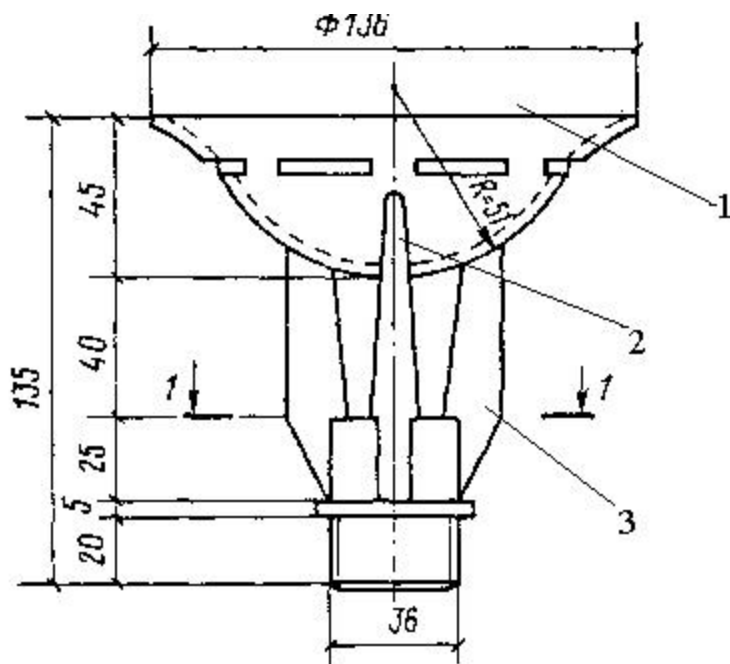


Рисунок 2. Разбрызгивающее сопло с перфорированным чашечным отражателем для градирни:

1 - перфорированный чашечный отражатель, 2 - патрубок сопла, 3 - держатель отражателя

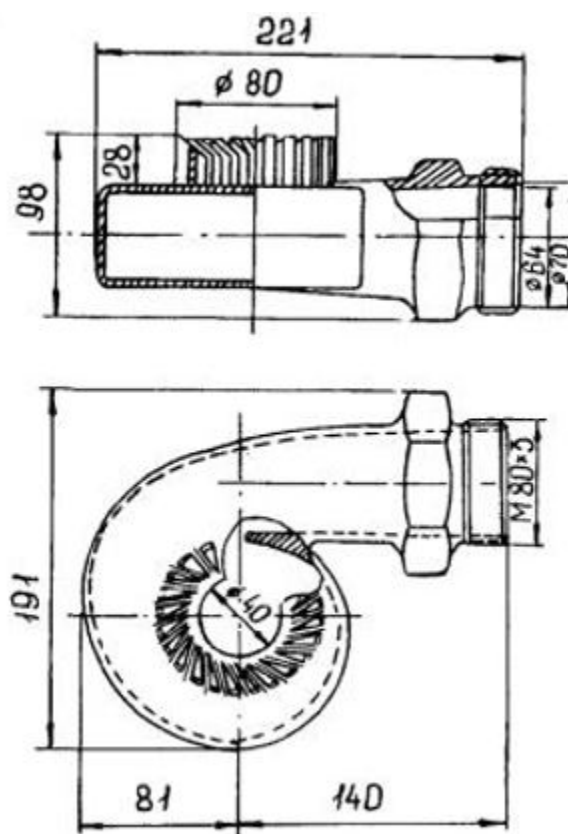


Рисунок 3. Центробежное разбрызгивающее сопло



Рисунок 4. Ороситель из асбестоцементных полос

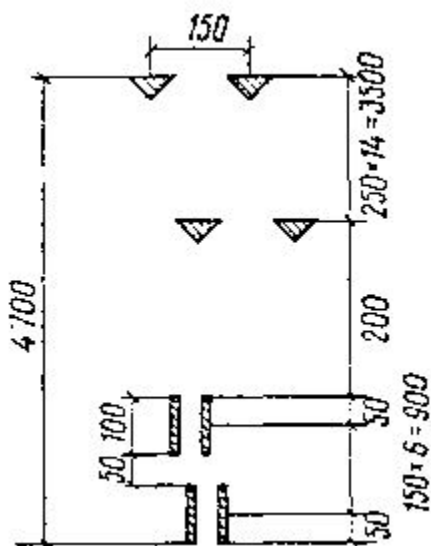


Рисунок 5. Блок оросителя деревянный с гвоздевым соединением узлов типа КПШ:

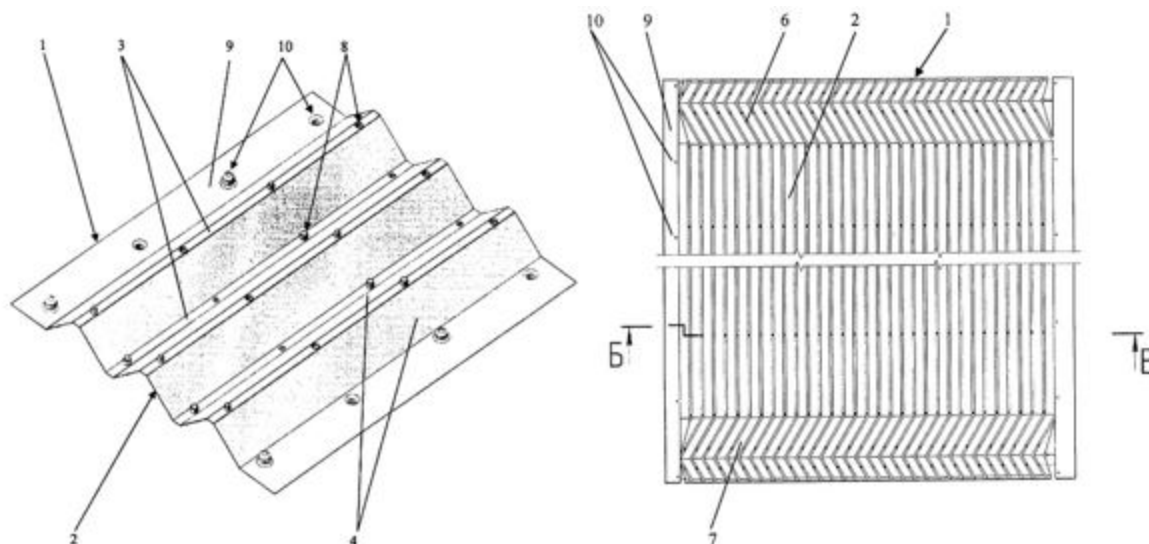


Рисунок 6. Блок оросителя из полимерных материалов

1 - лист гофрированный, 2 – вертикальные гофры, 3 – плоские грани полиэтиленовая, 4 – остальные грани, 5 – глубина гофры, 6,7 – верхние, нижние участки зигзагообразных гофр, 8 – клипсы, 9 – плоские края, 10 – клипсы.

Описание и принцип работы блока оросителя из полимерных материалов.

Блок оросителя градири содержит пакет из вертикально установленных соединенных между собой гофрированных листов 1 из полимерного материала с параллельными вертикальными гофрами 2. В собранном пакете гофры листов 1 образуют вертикальные каналы в виде шестигранных призм, причем две грани 3 призм, выполненные вдоль поперечного сечения листов 1 оросителя, плоские, а четыре остальные грани 4 расположены под углом 45° к плоским граням 3 и на этих гранях выполнены П-образные, синусоидальные или трапециевидные равные по ширине и глубине гофры 5, поверхность которых выполнена гладкой или с насечками, расположенные перпендикулярно вертикальным гофрам листов 1 блока оросителя.

Ширина плоских граней 3 равна ширине П-образного гофра 5, а смежные гофрированные листы 1 оросителя скреплены между собой по плоским граням 3.

Параллельные вертикальные гофры снабжены верхним 6 и нижним 7 участками зигзагообразных гофр с образованием последними зигзагообразных верхнего и нижнего каналов, сообщенных с вертикальными каналами 2.

Плоские грани 3 выполнены с клипсами 8, выпуклыми поочередно в противоположные стороны по отношению к плоскости грани 3, причем клипсы 8 соседних гофрированных листов 1 при сборке их в пакет выполнены с возможностью фиксации друг относительно друга. В поперечном сечении клипсы 8 могут быть круглыми прямоугольными, квадратными или овальными.

Гофрированные листы 1 снабжены по бокам плоскими краями 9, на которых выполнены поочередно выпуклые в противоположные стороны клипсы 10, причем эти

клипсы 10 боковых краев 9 соседних гофрированных листов 1 при сборке их в пакет выполнены с возможностью фиксации друг относительно друга.

Блок оросителя градирни работает следующим образом.

Охлаждающий воздух поступает из нижней части градирни за счет естественной тяги в башенных градирнях и принудительного движения в вентиляторных градирнях. Охлаждаемую воду сверху от оросителя равномерно разбрызгивают по площади, образованной блоками гофрированных листов 1 оросителя. В оросителе тепломассообмен между движущимися в противотоке каплями воды и воздуха происходит на поверхности образованных гофрами 2, 7 и 8 каналов после контакта капель воды со стенками образованных гофрами 2 каналов на волнистой поверхности пленки воды, образованной стекающими каплями воды при обтекании выступов и впадин гофров 5 листов 1, причем в результате взаимодействия с выступами и впадинами поток воздуха турбулизуется. Основная масса воздуха движется в центральной части каналов градирни, а жидкость, в результате взаимодействия с потоком воздуха и стенками каналов, осаждается на стенках каналов и движется по стенкам каналов преимущественно в виде пленки.

Данное изобретение позволяет решить задачу создания блока оросителя градирни, удобного для монтажа и транспортировки при одновременных упрощении и удешевлении монтажных и ремонтных работ в градирнях, и может быть использовано в устройствах для охлаждения воды в водооборотных системах промышленных предприятий при непосредственном контакте охлаждаемой воды и охлаждающего ее воздуха.

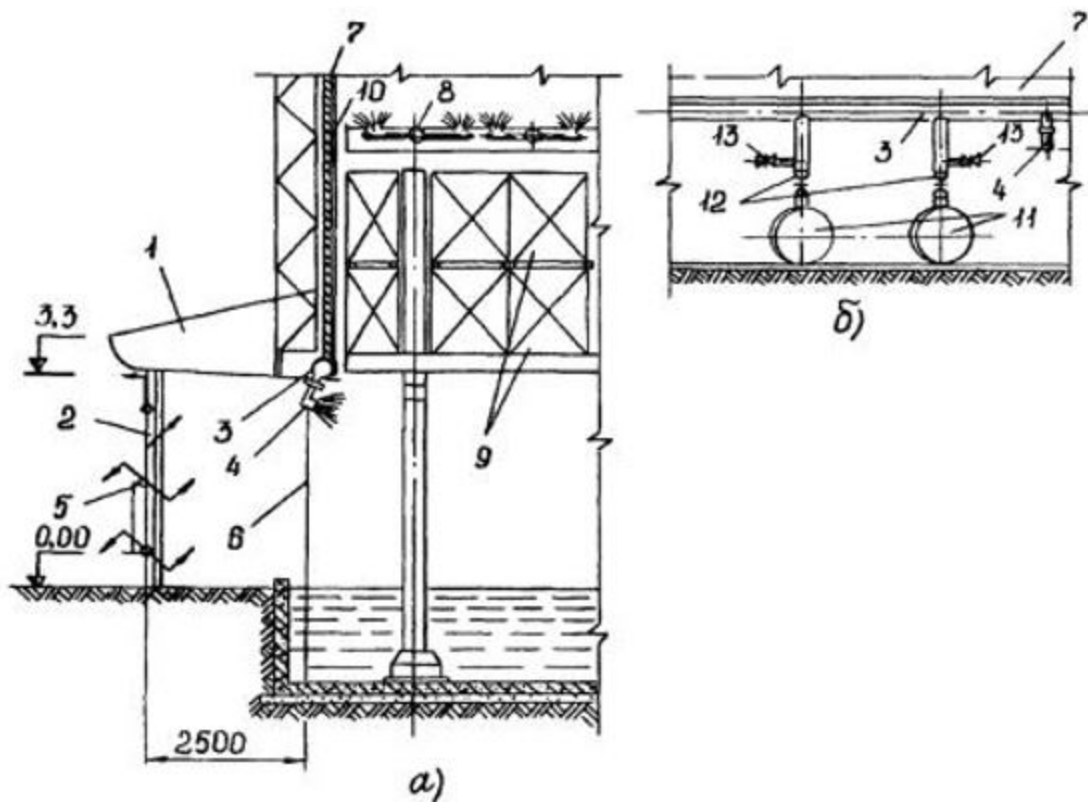


Рисунок 7. Комбинированное противообледительное устройство башенной градирни:

а – разрез по оросителю, б – вид со стороны подвода воды на градирню;

1 – тамбур, 2 – поворотный щит, 3 – кольцевой обогревающий трубопровод, 4 – эвольвентное разбрызгивающее сопло, 5 – ось поворота щитов, 6 – ось расположения разбрызгивающих сопел, 7 – обшивка оросителя, 8 – система напорного водораспределения градирни, 9 – оросители градирни, 10 – оцинкованное железо толщиной 1мм по периметру градирни в пределах оросителя, 11 – напорные подводящие водоводы, 12 – задвижки для отключения кольцевого трубопровода, 13 – вентиль для опорожнения вертикальных стояков.

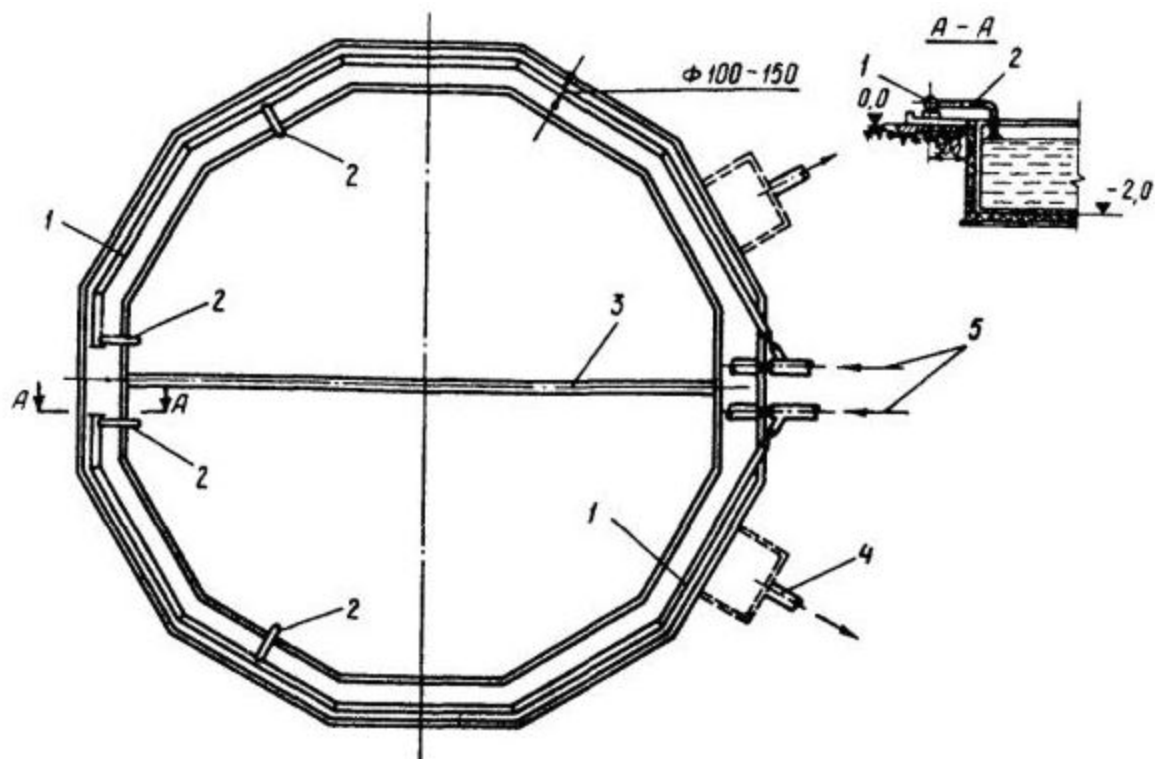


Рисунок 8. Схема обогрева водосборного бассейна градирни:

1 – подводящий трубопровод охлаждаемой воды, 2 – отводы для сброса охлаждаемой воды в бассейн, 3 – разделительная перегородка бассейна, 4 – забор охлажденной воды из градирни, 5 – подводы охлаждаемой воды на градирню.

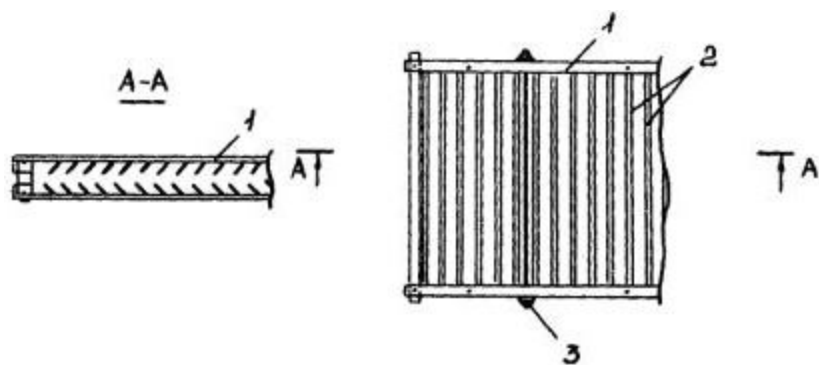


Рисунок 9. Деревянное водоулавливающее устройство жалюзийного типа:

1 – фиксирующая рейка, 2 – рабочие планки, 3 – стягивающая оцинкованная шпилька.

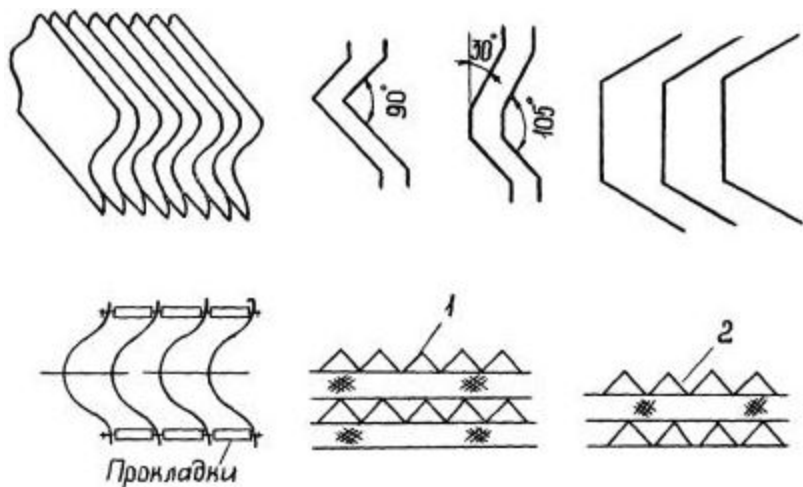


Рисунок 10. Профили элементов пластмассовых водоуловителей:

1 – решетчатый четырехслойный элемент ПР-50, 2 – решетчатый трехслойный элемент ПР-50.

Приложение 11
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 6 января 2017 года
№ 2

Методические указания по наладке системы технического водоснабжения тепловых электростанций

Глава 1. Основные положения

1. Настоящие Методические указания по наладке системы технического водоснабжения тепловых электростанций (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящих Методических указаниях приводятся существующие системы и схемы технического водоснабжения, типы охладителей и условия их эксплуатации, краткая характеристика оборудования и сооружений.

3. Методическими указаниями рассматриваются вопросы эксплуатации сооружений и оборудования, способы устранения неполадок, вопросы определения характеристик трактов систем технического водоснабжения, обработки циркуляционной воды и борьбы с зарастанием водохранилищ, способы устранения повышенных сопротивлений

трактов, увеличения действующей высоты сифона и контроля работы циркуляционных насосов.

4. Методические указания рекомендуются для организаций, занятых эксплуатацией систем технического водоснабжения (далее – техводоснабжение), служб наладки энергетических управлений станций (далее – энергоуправлений) и специализированных наладочных организаций.

5. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) оборотная система водоснабжения (циркуляционная) – система водоснабжения, при которой охлаждающая вода используется многократно;

2) оборотная вода (циркуляционная) – вода, циркулирующая в оборотной системе водоснабжения;

3) прямоточная система технического водоснабжения – характеризуется забором охлаждающей воды с естественной температурой из реки, озера или моря, обеспечивающей потребность тепловой электростанции;

4) комбинированная система – представляет собой сочетание прямоточной и оборотной систем (с водохранилищем-охладителем, градирнями или брызгальными устройствами) и применяется, когда в отдельные периоды года электростанция не обеспечивается достаточным количеством охлаждающей воды источником водоснабжения;

5) расход оборотной воды – количество воды, поступающей в конденсаторы и другие теплообменники после охлаждения в градирнях или после другого использования;

6) охлажденная вода – оборотная вода после охлаждения в градирнях;

7) охлаждающая вода – оборотная вода на входе в конденсаторы и другие теплообменники;

8) добавочная вода – вода, подаваемая в оборотную систему извне для компенсации убыли воды;

9) циркуляционные водоводы – трубопроводы, тоннели или каналы для подачи отвода циркуляционной воды;

10) подводящие водоводы – циркуляционные водоводы для подачи охлаждающей воды в конденсаторы и на вспомогательное оборудование;

11) отводящие водоводы – циркуляционные водоводы для отвода нагретой воды от конденсаторов и вспомогательного оборудования;

12) градирня – гидроохладитель, в котором для улучшения охлаждения используется тяга воздуха;

13) башенная градирня – градирня, в которой тяга создается с помощью вытяжной башни;

14) вентиляторная градирня – градирня, в которой тяга создается с помощью вентиляторов;

15) испарительная градирня – градирня, в которой теплообмен осуществляется испарением и конвекцией;

16) радиаторная (сухая) градирня – градирня, в которой теплообмен осуществляется только конвекцией;

17) тепловая нагрузка гидроохладителя (градирни) – количество тепла, рассеиваемого охладителем в атмосфере;

18) гидравлическая нагрузка гидроохладителя (градирни) – расход воды, поступающей на охладитель.

Глава 2. Область применения

6. Для проведения наладочных работ в пусковой период вводимой системы технического водоснабжения проводятся мероприятия по ее наладке.

7. Система технического водоснабжения тепловой электростанции представляет собой комплекс сооружений и оборудования, целью которых является бесперебойное удовлетворение запроса всех потребителей количества и качества воды.

8. На тепловой электростанции, оборудованной паровыми турбинами, вода расходуется на выработку пара в котлах, для конденсации отработавшего пара, охлаждения масла и воздуха, транспортирования золы и шлака (при сжигании твердого топлива), очистки отводящих газов, хозяйственных, противопожарных и других нужд. Наибольшее количество воды затрачивается на конденсацию и охлаждение.

9. Удельный расход охлаждающей воды на 1 кВт установленной мощности составляет на электростанциях, оборудованных конденсационными турбинами, 0,16 - 0,20 кубических метров/час (далее - м³/ч).

10. Не соответствующее паспортным техническим характеристикам состояние систем технического водоснабжения является причиной ухудшения вакуума в конденсаторах турбин и перерасхода топлива на выработку электроэнергии, ограничения мощностей электростанции вследствие увеличения температурного напора в конденсаторах, вызванного уменьшением подачи циркуляционных насосов или повышением температуры охлаждающей воды.

11. Обеспечение надежности и экономичности работы системы технического водоснабжения является постоянной задачей персонала согласно Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066).

12. Температура оборотной воды рекомендуется не выше 28°C в летний, наиболее жаркий период при нагреве воды в охлаждаемом оборудовании на 8 – 10°C. Превышение температуры является причиной снижения выработки продукции и ухудшения ее качества.

Глава 3. Системы и схемы технического водоснабжения

13. На тепловых электростанциях применяются прямоточные, оборотные и комбинированные системы водоснабжения и две основные схемы – блочная и с магистральными водоводами.

14. Прямоточная система технического водоснабжения согласно рисунку 1а приложения к настоящим Методическим указаниям характеризуется забором охлаждающей воды с естественной температурой из реки, озера или моря, обеспечивающим потребность тепловой электростанции. Подогретая в теплообменных аппаратах вода сбрасывается через отводящую сеть ниже по течению, не возвращаясь к водозабору.

15. Оборотная система технического водоснабжения согласно рисунку 1б приложения к настоящим Методическим указаниям характеризуется многократным использованием циркуляционной воды с охлаждением ее в гидроохладителях, с восполнением потерь воды в системе из источника водоснабжения. В качестве охладителей циркуляционной воды в оборотных системах водоснабжения применяются водохранилища-охладители, градирни, брызгальные устройства или их сочетания, водохранилища-охладители и градирни либо брызгальные устройства, градирни и брызгальные устройства.

16. Для предотвращения загрязнения трактов и роста солесодержания циркуляционной воды проводится ее обработка, продувка.

17. Дополнительные потери на испарение и унос мелких капель воды ветром из охладителей компенсируются за счет подпитки оборотной системы из источника водоснабжения.

18. Комбинированная система представляет собой сочетание прямоточной и оборотной систем (с водохранилищем-охладителем, градирнями или брызгальными устройствами) и применяется, когда источник водоснабжения в отдельные периоды года не обеспечивает электростанцию достаточным количеством охлаждающей воды. Осуществляется полный или частичный переход на оборотную систему с включением в работу всех или части охладителей.

19. Блочная схема согласно рисунку 2а приложения к настоящим Методическим указаниям, применяется при прямоточном водоснабжении и при использовании в качестве охладителей воды водохранилища-охладители. Схема оправдана при незначительном удалении береговой насосной от главного корпуса, так как требует

отдельных водоводов на каждую турбоустановку. Данная схема имеет преимущество по надежности и простоте в эксплуатации.

20. В схеме с магистральными водоводами согласно рисунку 2б приложения к настоящим Методическим указаниям насосы на береговой насосной станции работают параллельно на два и более магистральных водовода, по которым вода подается на все конденсаторы электростанции. Такая схема применяется при отдаленном расположении береговой насосной от главного корпуса станции, что является существенной экономией в затратах на водоводы по сравнению с блочной схемой.

21. Схема с магистральными водоводами применяется при прямоточном водоснабжении, при обратном водоснабжении с водохранилищами-охладителями или градирнями и при резкопеременной тепловой нагрузке конденсаторов, поскольку позволяет регулировать подачу воды в конденсаторы за счет изменения угла установки лопастей насоса и количества включенных в работу насосов. Рекомендуется изменение количества работающих градирен, не привязанных жестко к каждому работающему турбогенератору. Недостатком схемы является параллельная работа двух и более насосов на один водовод, что для осевых насосов представляет определенные проблемы.

22. На тепловых электростанциях находят применение и другие схемы водоснабжения:

1) схема при прямоточной системе с двумя подъемами воды насосами применяется при большой разнице в отметках расположения электростанции и уровня воды в источнике водоснабжения, превышающей максимально возможный напор выпускаемых заводами насосов. Устанавливаются две ступени насосов:

на первой насосной станции с перекачкой воды в промежуточный водоем и на второй насосной станции, обеспечивающей подачу воды по основному тракту водоснабжения через конденсаторы турбин;

2) схема при обратном водоснабжении с градирнями, при которой первая группа насосов прокачивает воду через конденсаторы, а вторая группа насосов подает воду на градирни, согласно рисунку 3 приложения к настоящим Методическим указаниям. При большой разнице отметок в водосборном бассейне градирен и в приемной камере насосов, подающих воду на градирни, проток воды через конденсаторы обеспечивается за счет самотека, тогда первая группа насосов исключается согласно со СН РК 3.04-01 " Гидротехнические сооружения".

Сноска. Пункт 22 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Глава 4. Типы охладителей, условия их эксплуатации

23. В системах оборотного водоснабжения применяются испарительные охладители. Благодаря интенсивной теплоотдаче при испарении этот тип охладителей наиболее эффективен и экономичен. При небольших давлениях пара в воздухе, что соответствует его малой относительной влажности, предел охлаждения воды значительно ниже температуры воздуха, что является преимуществом испарительных охладителей.

24. В качестве испарительных охладителей применяются водохранилища-охладители, брызгальные устройства, башенные и вентиляторные градирни.

25. В поверхностных охладителях радиаторные (сухие) градирни, в которых тепло окружающему воздуху отдается охлаждаемой водой через поверхность теплообменников (радиаторов). Пределом охлаждения поверхностных охладителей является температура воздуха, поэтому охлаждающая способность их ниже, чем у испарительных охладителей.

26. Ниже приведены краткие характеристики применяемых охладителей в системах оборотного водоснабжения.

27. Охлаждение воды в водохранилищах-охладителях происходит с поверхности зеркала воды, участвующей в теплообмене, являющейся активной зоной водохранилища. Водохранилища-охладители обеспечивают более низкие температуры охлажденной воды, чем градирни и брызгальные бассейны, при меньшем колебании температуры в течение суток благодаря их большой тепло-аккумулирующей способности. Для условий тепловых электростанций при перепаде температур в конденсаторах турбин $8 - 10^{\circ}\text{C}$ и метеорологических условиях Казахстана гидравлическая нагрузка на 1 м^2 активной зоны водохранилища составляет $0,04 \text{ м}^3$. Коэффициент эффективности водохранилища колеблется в пределах $0,5 - 0,85$ в зависимости от формы и схемы расположения водосбросных, струераспределительных, струенаправляющих и водозаборных сооружений. При применении водохранилищ-охладителей не требуется создание напора для разбрызгивания воды (за исключением фактов расположения плавающих брызгальных установок для улучшения охлаждения), что позволяет снизить мощность циркуляционных насосов и уменьшить расходы электроэнергии на собственные нужды. Водохранилища размещаются на больших площадях при капитальных затратах на их сооружение.

28. Для максимального использования активных зон водохранилища по отводящим каналам обеспечивается оптимальное распределение сбрасываемой для охлаждения воды, не рекомендуется в зоне транзитного потока водохранилищ разрастание высшей водной растительности, расположение сооружений садкового рыбного хозяйства, других сооружений, уменьшающих площадь активной зоны.

29. Охлаждение воды в брызгальных устройствах происходит с поверхности водяных капель, образующихся при разбрызгивании при помощи сопл. Брызгальные устройства состоят из системы трубопроводов, на которых устанавливаются разбрызгивающие сопла, и бассейна для сбора охлажденной воды. Гидравлическая нагрузка брызгального устройства составляет 0,8 - 1,0 кубических метров/(квадратных метров в час) (далее - $\text{м}^3/(\text{м}^2\text{ч})$), эти сооружения обладают сравнительно низкой и неустойчивой охлаждающей способностью, зависящей от направления и скорости ветра. В районах с продолжительными штилями в летнее время, при расположении брызгальных устройств на территории, где свободный доступ воздуха преграждается строениями, их применение ограничено.

30. На брызгальных устройствах напор воды принимается равным 5 – 8 метров водного столба (далее – м.вод.ст) и осуществляется при помощи разбрызгивающих тангенциальных сопел бутылочного типа, образующих высокий факел. На магистральных водоводах брызгальных устройств все задвижки держатся открытыми.

31. При снижении гидравлической нагрузки отключаются распределительные трубопроводы через один или два на каждой секции с тем, чтобы была обеспечена равномерная плотность орошения во всех секциях.

32. Температура охлажденной воды зимой в брызгальных устройствах поддерживается не ниже 10°C , а рабочий напор у сопел понижается до $1/3$ расчетного для уменьшения выноса воды и предотвращения обледенения соседних сооружений, дорог и линий электропередач путем сброса части воды из магистральных труб в водосборный бассейн через холостые водовыпуски.

33. Охлаждение воды в испарительных градирнях осуществляется за счет тяги воздуха, создаваемой вытяжными башнями (башенные градирни) или вентиляторами (вентиляторные градирни).

34. Башенные градирни обладают более высокой и устойчивой охлаждающей способностью, чем брызгальные устройства, и требуют меньшей площади для их размещения. Наличие вытяжных башен, отводящих насыщенный парами воздух, позволяет размещать градирни непосредственно вблизи производственных зданий.

35. Градирни состоят из основных элементов вытяжной башни, оросителя, подводящих напорных водоводов, трубопроводов водораспределения, водоуловителя, водосборного бассейна, противообледенительного устройства. Градирни с принудительной тягой оборудуются вентиляторами. Гидравлическая нагрузка на башенные градирни равна 7 - 10 $\text{м}^3/(\text{м}^2\text{ч})$.

36. При брызгальном варианте, то есть отсутствии оросителя и охлаждении воды при помощи разбрызгивающих сопел, плотность орошения (гидравлическая нагрузка) принимается не более 5 $\text{м}^3/(\text{м}^2\text{ч})$.

37. Вентиляторные градирни обеспечивают более глубокое охлаждение воды, чем охладители других типов. Они позволяют осуществить регулирование температуры охлажденной воды за счет отключения отдельных вентиляторов или изменения частоты их вращения. Применение вентиляторных градирен экономически целесообразно, когда стоимость дополнительно выработанной электростанцией энергии, связанной с более низкими температурами охлажденной воды, больше стоимости энергии, затрачиваемой вентиляторами.

38. При применении башенных и вентиляторных градирен в районах северного Казахстана эксплуатация их затрудняется из-за обмерзания.

39. Опыт применения брызгальных градирен вместо пленочных, с оросителем, показал, что при напоре у сопл 5 – 6 м.вод.ст. недоохлаждение воды составляет 3 – 4°С при всех прочих равных условиях. Имеет место большой вынос мелких капель воды вместе с выходящими из башен потоками воздуха. Последнее связано с установкой водоулавливающих устройств, срок службы деревянных водоуловителей ограничен и составляет 4 – 5 лет. Применение в градирнях брызгального оросителя рекомендуется при ограниченной конденсационной нагрузке и при наличии в системе водоснабжения на электростанции не менее двух градирен.

Радиаторные градирни состоят из поверхностных теплообменников (радиаторов), по которым циркулирует охлаждаемая вода. Тяга воздуха через радиаторы осуществляется вентиляторами или вытяжными башнями. Для повышения интенсивности теплообмена радиаторы изготавливаются из хорошо проводящего тепло металла. Применение радиаторных градирен ограничивается фактами их установки в маловодных районах при высокой стоимости добавочной воды, согласно СН РК 3.04-01 "Гидротехнические сооружения" и СН РК 3.04-03 "Основания гидротехнических сооружений".

Сноска. Пункт 39 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Глава 5. Краткая характеристика и условия эксплуатации оборудования и сооружений

40. Система технического водоснабжения, включает сооружения и оборудование:

- 1) водозаборные и водоочистные сооружения;
- 2) подводящие водоводы;
- 3) водоочистное оборудование;

4) насосные станции с установленными в них насосными агрегатами и вспомогательным оборудованием;

- 5) напорные и сливные водоводы;
- 6) водяной тракт конденсаторов турбин;
- 7) отводящие каналы;

8) сифонные и сопрягающие сооружения;

9) охладители циркуляционной воды.

41. Основным условием нормальной эксплуатации оборудования, сооружений и гидроохладителей является обеспечение надежности их работы и экономичности обслуживаемого ими основного оборудования электростанций.

42. Конструктивные элементы систем технического водоснабжения выполняются по проекту и поддерживаются в процессе эксплуатации в надлежащем состоянии.

43. В зависимости от требований, предъявляемых к воде, условий рельефа степени и характера загрязнений источника, водозабор бывает поверхностным или глубинным.

44. Для предотвращения загрязнения системы выполняются фильтрующие дамбы на водозаборе либо порог с расположением приемных окон выше дна реки, водохранилища или углубления в подводящем канале.

45. Подводящие водоводы применяются в виде каналов открытого и закрытого типа, трапецеидального и прямоугольного сечения. Рекомендуется использовать подводящие трубопроводы и тоннели.

46. В качестве водоочистного оборудования используются:

1) плавающая запань для задержания мусора, льда и шуги, плавающего на поверхности;

2) сороудерживающие решетки для задержания плавающих предметов и растительности по всей глубине;

3) сороочистные вращающиеся сетки с лобовым, внутренним или наружным подводом воды, предназначенные для более тонкой очистки воды от сора и рыб;

4) конусные вращающиеся сетки.

47. Сороудерживающие решетки очищаются от мусора, сороочистой машиной с помощью крана, сороочистные сетки смывными устройствами с ручным или автоматическим управлением при достижении заданного перепада воды на них либо периодически, через определенное время.

48. Пропуск расчетного расхода воды из водоисточника обеспечивается водозаборными и водоочистными сооружениями, в том числе при неблагоприятных гидрологических условиях, с минимальными гидравлическими потерями.

49. Углубления перед порогом водоприемных окон очищаются от иловых отложений. Зимой к водозаборным и водоочистным сооружениям осуществляется подвод теплой воды для борьбы с шугой и внутриводным льдом. Температура воды на водозаборе поддерживается не ниже 3 – 5°C.

50. Бесперебойный забор воды насосами и механическая очистка воды обеспечиваются механическим оборудованием водоприемных сооружений насосных станций (запань, сороудерживающие решетки, вращающиеся сетки).

51. Забор воды с минимальным количеством наносов (водной растительности, ила, плавающего сора, шуги) и предотвращение попадания рыбы в водоприемные сооружения обеспечиваются сооружениями насосной станции.

52. В качестве циркуляционных насосов используются центробежные, осевые и диагональные насосы.

53. Центробежные насосы в горизонтальном исполнении типа двухстороннего всасывания выпускаются на различную частоту вращения при разных диаметрах рабочего колеса. Применение насосов данного типа в качестве циркуляционных ограничено относительно небольшой подачей (производительность).

54. Центробежные насосы в вертикальном исполнении с рабочим колесом одностороннего входа используются на тепловых электростанциях с оборотными системами водоснабжения с градирнями.

55. Вертикальные циркуляционные насосы осевого типа с поворотными лопастями позволяют регулировать подачу в пределах до 70%. В зависимости от типа механизма поворота лопастей изменение угла их установки производится на установленном насосе вручную, на работающем с использованием гидравлического или электрического приводов механизма разворота.

56. Циркуляционные насосы обеспечивают оптимальный расход охлаждающей воды на конденсаторы турбин и вспомогательное оборудование при напорах в пределах расчетной гидравлической характеристики системы. Рабочая точка насоса находится в рекомендуемой изготовителем зоне характеристики.

57. Лопasti рабочего колеса устанавливаются на одинаковый угол (отклонение не превышает 0 градусов 30 минут).

58. Зазор между лопастями и камерой рабочего колеса равен 0,1% диаметра рабочего колеса (Др.к.) или не превышать значения, рекомендуемого изготовителем насоса.

59. Напорные и сливные водоводы предназначены для подачи воды на конденсаторы турбин, вспомогательные оборудования, градирни и брызгальные устройства и отвода из них.

60. Для зарядки сифона сливные водоводы или сливные водяные камеры конденсаторов турбин подключаются к эжекторам циркуляционной системы или ее пусковым эжекторам

61. Для поддержания действия сифона в циркуляционных трактах сливные водоводы сопряжены с открытым отводящим каналом посредством сифонного сопрягающего сооружения. Слив воды из водоводов выполняется в закрытые железобетонные каналы либо непосредственно в сифонные колодцы.

62. Тракты системы технического водоснабжения плотные, исключаящие появление течей и присосов воздуха на участках, работающих с разрежением.

63. Не рекомендуется попадание в сливные водоводы воздуха вместе с водой от вспомогательного оборудования. При попадании воздуха вместе с водой от вспомогательного оборудования в сливные водоводы, воздух собирается в сливных циркуляционных трактах, образуя воздушные прослойки в верхней части трубопроводов, вследствие чего они работают с неполным сечением и повышенным гидравлическим сопротивлением. Для удаления воздуха на сливных водоводах ставятся воздушные краны.

64. Сифонные и сопрягающие сооружения на отводящих каналах обеспечивают сопряжение уровней без вибрации, разрушения и размыва основания и крепления сооружений, поддержание проектной высоты сифона в циркуляционных трактах.

65. В башенных и вентиляторных градирнях обеспечивается плотность обшивки оросителя и вытяжной башни, равномерность распределения воды по площади оросителя, перекрытие сплошными щитами проемов, не заполненных блоками оросителя, установка водоотбойных щитов по периметру башни на уровне водораспределительного устройства, предотвращение биологического обрастания, образования карбонатных отложений, обледенения оросителя и воздухоходных окон.

66. Противообледенительные щиты тамбура плотно перекрывают воздухоходные окна для предотвращения обледенения зимой и фиксируются в горизонтальном положении летом.

67. В состав брызгальных устройств входят насосная станция, напорные магистральные и распределительные трубопроводы, оборудованные разбрызгивающими соплами, открытый отводящий канал с концевыми сопрягающими сооружениями или водосборный бассейн. Распределительные трубопроводы с соплами рекомендуется располагать над водохранилищем охладителем.

68. В водосборных бассейнах градирен и брызгальных устройств уровень воды поддерживается постоянным на 0,05 - 0,10 метра ниже отметки переливных труб для снижения высоты подачи воды насосами и уменьшения разрушений одежды бассейнов.

69. Охлаждающий эффект гидроохладителей поддерживается на уровне нормативных характеристик или проектных показателей, согласно Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066).

Сноска. Пункт 69 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Глава 6. Наладочные работы в пусковой период вновь вводимой системы технического водоснабжения

70. В объем выполняемых работ входит:

- 1) анализ проектных решений;
- 2) анализ технической документации на объекте (изготовителя пусконаладочной, научно-исследовательской и изменений в проектной документации);
- 3) подготовка персонала;
- 4) контроль за качеством строительно-монтажных работ, составление пусковых программ и схем;
- 5) подготовка сооружений и оборудования к пуску;
- 6) поузловое опробование, пробный пуск и комплексное;
- 7) опробование с разработкой мероприятий, по ликвидации выявленных неисправностей;
- 8) приемочные испытания и наладка охладителей;
- 9) разработка рекомендаций, по режимам эксплуатации;
- 10) составление, проверка и корректировка технической документации (руководства по эксплуатации, оперативных схем).

71. Анализ проектных решений осуществляется в целях устранения упущений и ошибок, контроля за правильностью принимаемых технических решений, включая соответствие оборудования параметрам данной системы, компоновку гидротехнических сооружений, основного и вспомогательного оборудования, выбор типа и параметров охладителей циркуляционной воды, мероприятий по предотвращению загрязнению поверхностей нагрева и обрастания трактов охлаждающей воды.

72. По результатам анализа составляется заключение с предложением по совершенствованию проектных решений, которое направляется дирекции электростанции и проектной организации. После обсуждения предложений составляется протокол, который подписывается представителями заказчика, проектной и наладочной организации.

73. В протоколе указываются предложения наладочной организации, принимаемые для внесения в проект. По непринятым к внедрению предложениям дается мотивированное обоснование.

74. В процессе анализа рассматриваются:

- 1) схемы компоновки и конструкции гидротехнических сооружений с точки зрения улучшения их работы, повышения охлаждающей эффективности и надежности эксплуатации, наличия контрольно-измерительной аппаратуры, снижения капиталовложений без ущерба для показателей работы системы;
- 2) конструкции подводящих и отводящих каналов, скорости воды в них, минимальные глубины, тип и крепление откосов, фильтрация ограждающих дамб, безопасность гидротехнических сооружений;

3) достаточность уплотнений при установке грубых решеток и вращающихся сеток на стороне всасывания циркуляционных насосов, соответствие решеткоочистной машины габаритным размерам решеток;

4) технология пусков и отключений систем, компоновка оборудования насосных станций, напорных и сливных водоводов, отсутствие помех при обслуживании арматуры, открытии люков, наличие поблизости других систем, аппаратов, строительных конструкций, ремонтно-пригодность оборудования;

5) рабочие характеристики оборудования и системы – гидравлическое сопротивление циркуляционного тракта и его элементов, кратность охлаждения, регулирование подачи циркуляционных насосов и максимального использования сифона. Сливные трубы заглубляются в любой их части под уровень воды на сливе, нецелесообразно присоединение к сливным трубам конденсаторов других сбросов;

6) наличие штатных контрольно-измерительных приборов, блокировок, сигнализации и защит насосов;

7) технологические схемы вспомогательных систем береговых насосных станций по подачи воды с учетом ее параметров на охлаждение и смазку подшипников насосов и электродвигателей, по маслоснабжению, по отсосу воздуха для запуска насосов;

8) виды использованных строительных материалов в конструкциях и антикоррозионных мероприятиях, выявление их соответствия проекту и условиям эксплуатации;

9) дренажная сеть, система опорожнения камер чистой воды, наличие ремонтных люков, двух рядов плоских затворов и других устройств, обеспечивающих проведение осмотров, ремонтных работ и консервации оборудования береговых насосных станций, плотность затворов;

10) оснащение конденсаторов вспомогательными системами и оборудованием (системой шарикоочистки, эжекторами циркуляционной системы);

11) охлаждающая эффективность принятых в проекте охладителей для конкретных условий работы электростанции.

75. При недостаточной охлаждающей эффективности водохранилища рассматриваются малозатратные мероприятия, например, изменение схемы циркуляции путем перераспределения расходов воды между водосбросами, изменение компоновки гидросооружений, мест водозабора и водовыпуска, углубление отдельных зон водохранилища. Когда указанных мероприятий недостаточно, рассматривается увеличение общей площади или глубины водохранилища, установки дополнительных охладителей, уточняется потребность выполнения исследований гидротермического режима на модели.

76. При недостаточной охлаждающей эффективности градирен, водохранилищ или брызгальных устройств рассматриваются варианты применения градирен большей площади или другой конструкции:

- 1) изменения расположения и конструкции разбрызгивающих сопел;
- 2) создания увеличенных воздушных коридоров между распределительными трубопроводами брызгальных устройств;
- 3) расположения брызгальных устройств с точки зрения предотвращения обледенения близко расположенных линий электропередачи, открытых подстанций, зданий, дорог, коммуникаций и другие;
- 4) обеспечения хорошей продуваемости ветром;
- 5) меры по уменьшению потерь воды на унос ветром;
- 6) противообледенительные мероприятия на охладителях;
- 7) надежность крепления берегов и откосов водохранилища, подводящих и отводящих каналов, бассейнов с учетом действия максимальной волны, допустимое значение потерь воды на фильтрацию через сооружения. Потери воды на фильтрацию из водосборного бассейна градирни, брызгального устройства в пределах нормы составляют $0,003 \text{ м}^3/\text{сут. с } 1 \text{ м}^2 \text{ его смачиваемой поверхности}$;
- 8) тепловые расчеты, гидрохимические и гидробиологические прогнозы, мероприятия по предотвращению загрязнения поверхностей теплообменников и циркуляционных трактов, природоохранные мероприятия; летний тепловой режим охладителя;
- 9) мероприятия по подготовке и очистке ложа водохранилища, предотвращение его зарастания;
- 10) правильность и достаточность применения антиобрастающих и антикоррозионных покрытий труб, оборудования и сооружений;
- 11) схема водного баланса и достаточность подпитки систем;
- 12) рыбозащитные мероприятия;
- 13) система ремонта и технического обслуживания гидротехнических сооружений.

77. Анализ технической документации на объекте выполняется в целях уточнения проекта, подбора материалов для составления эксплуатационных указаний и схем, программы подготовки персонала, составления пусковых программ и схем, контроля за качеством выполнения строительно-монтажных работ, оптимизации штатного расписания.

78. Наладочным и эксплуатационным персоналом составляются инструкции по эксплуатации и технологические схемы по обслуживанию оборудования насосных станций, охладителей циркуляционной воды и гидротехнических сооружений системы технического водоснабжения, пусковые программы и схемы, программы индивидуального и комплексного опробования оборудования. Эксплуатационные руководства и оперативные схемы утверждаются техническим руководителем электростанций. В период освоения оборудования выполняется корректировка инструкций и схем, оказывается помощь дирекции в подготовке персонала.

79. Контроль качества строительно-монтажных работ включает:

- 1) проверку соответствия выполненных работ рабочим чертежам и согласованным с проектной организацией техническим решениям;
- 2) проверку качества работ;
- 3) выполнения строительных норм и правил, требований к монтажу оборудования.

80. По всем обнаруженным дефектам и недоделкам составляются ведомости дефектов с указанием срока и лиц, обеспечивающих их устранение.

81. В период производства строительно-монтажных работ выполняется контроль качества строительных материалов и конструкции, применяемых при строительстве гидротехнических сооружений и охладителей (марка цемента, качество крупных и мелких заполнителей, марка бетона по прочности, водонепроницаемости и морозостойкости), качеством готовых изделий, поставляемых на строительство (сборных железобетонных изделий, металлоизделий):

- 1) качеством скрытых работ, в особенности на подземных и подводных участках сооружений, оборудования и трубопроводов;
- 2) качеством фланцевых соединений, сварных стыков, проектным расположением оборудования, сооружений и охладителей;
- 3) углами установки лопастей вентиляторов градирни и осевых насосов, диаметрами рабочих колес насосов;
- 4) устанавливаемыми контрольно-измерительными приборами, после монтажа чистотой водоводов;
- 5) качеством монтажа конструкции градирен;
- 6) подготовкой ложа водохранилища-охладителя;
- 7) качеством монтажа системы отвода фильтрационных и сточных вод, паводкового водосброса.

82. При составлении пусковой программы включаются организационные мероприятия, подлежащие выполнению, перечень задач, выполняемых по программе работ, методике проведения работ, схемы пуска, перечень сооружений и оборудования, подлежащих пуску с наименованием организаций, исполнителей, обеспечивающих качество и сроки выполнения работ.

83. В организационных мероприятиях программы приводятся положения:

- 1) оперативное руководство работ осуществляется лицом, назначенным приказом руководства электростанции или другим лицом по его поручению;
- 2) контроль правильности выполнения программы осуществляется представителями монтажной, пусконаладочной и эксплуатационной организацией;
- 3) распоряжения представителей реализуются вахтенным персоналом через оперативного руководителя;
- 4) оперативным руководством предпусковыми операциями на оборудовании осуществляется монтажная организация, представляющая техническую документацию

по монтажу, акты на скрытые работы и осмотр элементов оборудования, и оперативное устранение обнаруженных дефектов и недоделок;

5) проверку исправности запорной арматуры и срабатывания защитных устройств;

6) сборку электрических схем;

7) выполнение подготовительных мероприятий, указанных в руководстве изготовителя по монтажу и пуску опробуемого оборудования;

8) обеспечение нагрузки, при которой производится опробование согласно инструкциям изготовителя оборудования;

9) окончание работ, предусмотренных в пункте 70 настоящих Методических указаний;

10) оформление документа о готовности оборудования к опробованию и пуску.

84. Программа проведения работ включает:

1) подготовку систем и оборудования к опробованию;

2) порядок выполнения пусковых операций согласно руководству по эксплуатации;

3) постоянные или временные схемы систем, оборудование которых подлежит опробованию;

4) обоснование опробования работы оборудования по временной схеме;

5) анализ неисправностей, аварийных ситуаций при ведении пусковых операций и рекомендаций по действию персонала;

6) перечень контролируемых параметров и их предельные значения, перечень средств измерения и устройств для контроля параметров, их метрологические и технические характеристики;

7) время и продолжительность опробования;

8) регистрацию технических показаний во время опробования с оформлением документов (акт, протокол).

85. При подготовке сооружений и оборудования к пуску учитывается, что до заполнения их водой соблюдаются условия:

1) допустимый градиент напора в зоне выхода фильтрационных вод из каналов соответствует проектному решению;

2) уровень грунтовых вод под водозаборными бассейнами градирен, брызгальными устройствами и другими сооружениями с бетонной облицовкой находится ниже дна с целью предохранения днища от разрушения противодавлением;

3) выполнение гидроизоляции и засыпки пазух насосных станций и других бетонных сооружений;

4) размеры и другие характеристики затворов водоприемников насосных станций, оголовков сливных водоводов, пазов затворов сооружений, соответствуют проекту;

5) сороочистительные решетки водоприемников насосных станций, водозаборных и сбросных сооружений, рыбозащитное оборудование и система транспортировки рыбы устанавливаются в рабочее положение.

При нарушении двух первых указанных условий задействуется глубинное водопонижение, выполняется разгрузочный дренаж в креплении или другие эффективные мероприятия.

86. Наполнение водохранилищ, каналов и бассейнов производится постепенно, со скоростью, исключающей оползание откосов, размывки дна и креплений.

87. Допустимые скорости наполнения принимаются по проекту. При отсутствии таких данных скорость наполнения для сооружений с железобетонным креплением откосов принимается, не превышающим 1 метра в сутки, грунтовых откосов не более 0,5 метра в сутки.

88. Водоприемные отверстия насосных станций и сливные отверстия каналов и водоводов открываются, а их затворы устанавливаются в пазах.

89. При первичном заполнении гидротехнических сооружений производится предварительное или одновременное испытание на водозащищенность подводных частей зданий насосных станций, градирен, брызгальных бассейнов и других емкостных сооружений по разработанной программе.

90. Водоприемники насосных станций, закрытые железобетонные каналы, водосборные бассейны брызгальных устройств и градирен и другие емкости предварительно наполняются на 1 метр, что выдерживается в течение 3 суток. Определяется изменение уровня за 3 суток, рекомендуемое до 3 л/м² смоченной поверхности железобетонного днища, откосов и стен. При обнаружении дефектов они устраняются, сооружение наполняется водой до проектного уровня, степень фильтрации воды постоянно контролируется.

91. Временные строительные перемычки на каналах полностью разбираются после выравнивания уровней воды до перемычек и после них.

92. Водоохранилище-охладитель к моменту включения в работу системы технического водоснабжения заполняется до уровня воды не ниже минимально допустимого с созданием площади зеркала, обеспечивающего охлаждение циркуляционной воды вводимой мощности электростанции до расчетных температур.

93. До начала морозного периода подготавливается к работе имеющаяся на электростанции система подачи теплой воды для нагрева каналов и водозаборов, воздухообдувных установок и электропрогрев затворов.

94. До пробного пуска градири:

1) переключательные колодцы оборудованы скобами для спуска обслуживающего персонала и имеют плотно закрывающиеся люки, выполненные из листовой стали;

2) стенки колодцев оштукатурены и не имеют оголенной арматуры, трещин и поврежденной штукатурки;

3) колодцы очищены от мусора и посторонних предметов, в них отсутствует вода.

95. Количество и диаметры разбрызгивающих сопел проверяется на соответствие проекту, а сами сопла очищаются от посторонних предметов.

96. При напорном водораспределении выходные отверстия сопел направляются вверх.

97. При образовании щелей между блоками оросителя, на участках их примыкания к водораздаточным стоякам и вытяжной башне дополнительно укладываются и закрепляются доски или листы, препятствующие неорганизованному проходу воздуха и образованию завихрений внутри башни.

98. При разделении водосборного бассейна на отдельные отсеки проверяется наличие между отсеками перепускной трубы с запорным устройством. Сопряжение перепускного трубопровода с разделительной стенкой водосборного бассейна плотное, запорное устройство проверяется на закрывание и открывание.

99. Перед пробным пуском на градирню по напорным трубопроводам подается вода от постороннего источника до полного заполнения водосборного бассейна и водосливных труб, канала и водоподводящих сооружений. Проверяется действие приводов и плотность задвижек, шандоров и подвижность сеток.

100. После заполнения циркуляционных водоводов вода в течение 24 часов циркулирует в водораспределительной системе.

101. После опробования в течение 24 часов в теплое время года опорожняется водосборный бассейн градирни, подводящие каналы и трубопроводы. Производится осмотр железобетонной поверхности каналов, водосборного бассейна и водовозов с целью выявления неплотностей.

102. Результаты поузлового опробования оформляются протоколом. В протоколе указываются проведенные контрольные проверки и измерения, приводится таблица результатов опробования и фактические характеристики оборудования, даются рекомендации по устранению обнаруженных дефектов и по режимам работы оборудования.

103. После устранения обнаруженных дефектов составляется акт опробования оборудования, утверждаемый дирекцией электростанции.

104. При пробном пуске проверяется работоспособность циркуляционных насосов совместно с системой технического водоснабжения, безопасность их эксплуатации, проверяется настройка автоматического регулирования, блокировок, средств защиты, сигнализации и контрольно-измерительных приборов, разрабатываются мероприятия по устранению выявленных неисправностей. После устранения неисправностей производится повторный пуск, проверяется готовность оборудования и системы к комплексному опробованию.

105. Результаты пробных пусков отражаются в документе, с предложениями по улучшению качества оборудования и сооружений, повышению надежности и экономичности их работы.

106. При комплексном опробовании системы проводится проверка совместной работы оборудования и системы, контролируются показатели работы оборудования, гидросооружений и охладителей циркуляционной воды.

107. При сдаче в эксплуатацию оборудования, зданий, сооружений, трактов, охладителей циркуляционной воды системы технического водоснабжения оформляется и передается дирекции электростанции откорректированная техническая документация согласно перечня, предусмотренного действующими нормативными документами по приемке.

Глава 7. Наладка систем технического водоснабжения действующих тепловых электростанций

Параграф 1. Объемы работ

108. В объем выполняемых работ входит:

- 1) изучение проектной и технической документации;
- 2) обследование состояний и эффективностей работ сооружений и оборудования;
- 3) сбор эксплуатационных данных, их обработка и анализ;

4) выявление фактических характеристик действующих сооружений и оборудования системы технического водоснабжения, их соответствие проекту, наладочные работы с обеспечением оптимальных режимов эксплуатации при минимальных потерях электроэнергии и топлива на собственные нужды;

5) выдача рекомендаций по оптимизации режима эксплуатации для уточнения руководства по эксплуатации.

109. Обследованию подлежат все гидротехнические сооружения, обеспечивающие бесперебойную работу системы технического водоснабжения – водозаборы, насосные станции, шлюзы, каналы, трубопроводы, гидроохладители, утепляющие и защитные сооружения. Обследование выполняется по действующим методикам и руководствам. Задачей обследования является оценка состояния сооружений, их работоспособности и выполнения своего назначения.

110. Когда отдельные работы не выполняются эксплуатационным персоналом своими силами, привлекаются научно-исследовательские и другие специализированные организации.

111. Обследование и контроль за работой насосов сводится к определению фактических данных по напору, подаче и мощности, сравнению фактических показателей работы насосов с характеристиками изготовителя, сопоставлению параметров работы насосов при установленном положении лопастей, с параметрами по его характеристике.

112. При обследовании гидроохладителей проверяются и уточняются:

1) геодезические отметки расположения конструктивных элементов, включая отметки водосборного бассейна, воздухоходных окон низа и верха вытяжной башни и оросителя, водораспределения, выходных отверстий сопл, водоуловителей, длины и сечения струенаправляющих и струераспределительных сооружений;

2) выявление отступлений от проекта, допущенных в процессе строительства;

3) состояние оросителей градирен, разбрызгивающих сопл, плотность соединений трубопроводов, плотность вытяжной башни, наличие отложений на поверхности сопл и оросителей;

4) охлаждающая эффективность при заданных режимах эксплуатации, в особенности при номинальной конденсационной нагрузке в наиболее жаркий период года;

5) при применении вентиляторных градирен – оптимальный режим, при котором целесообразно загружать имеющиеся вентиляторы с тем, чтобы получить экономический эффект от их работы;

6) эффективность противообмерзающих мероприятий, предотвращающих ухудшение эксплуатационных качеств охладителей в зимний период;

7) применяемые на электростанции методы предотвращения отложений в конденсаторах турбин (хлорирование, шарикоочистка, подкисление, фосфатирование), методы и периодичность очистки конденсаторов турбин от загрязнений (кислотная промывка, термосушка, механическая, гидравлическая очистка и др.), оценка эффективности методов очистки конденсаторов турбин; рекомендации по повышению температурного напора, при котором производится чистка конденсатора;

8) характер загрязнения водозаборных сооружений (наличие высшей водной растительности, водорослей, механических веществ, биообрастателей и др.), загрязнения трубопроводов основного и вспомогательного оборудования (ракушкой, мшанкой, органическими и минеральными веществами), периодичность и методы их очистки;

9) зарастание водохранилища-охладителя водной растительностью (видовой состав растений, их биомасса, места распространения зарослей по акватории водохранилища).

113. Для анализа причин недоохлаждения циркуляционной воды в период обследования выявляются:

1) степень повышения температурного напора в период между очистками конденсатора;

2) значение отклонения вакуума в конденсаторах турбин от нормативного и перерасхода топлива по этой причине.

Параграф 2. Эксплуатационные затруднения в работе сооружений и оборудования

114. Причинами осложнений при эксплуатации водозаборных сооружений являются:

1) неустойчивость речного русла, в результате происходит отход основного потока от места расположения водоприемных сооружений;

2) большое количество взвешенных насосов в речной воде, что при отсутствии промежуточного отстойника вызывает забивание водоприемных и водоочистных устройств песком;

3) периодическое появление глубинного льда, в связи с чем покрываются льдом очистные решетки и сети и закупориваются таким образом входные окна водоприемников;

4) засорение водоприемных устройств плавающими предметами, щепой, водорослями;

5) обрастание самотечных труб и других металлических частей ракушками, заиливание самотечных труб;

6) несовершенство и неудовлетворительная работа затворов на входных окнах и трубах водоприемника.

115. В результате загрязнения водоочистных сооружений и оборудования, недостаточности сечения трактов водоснабжения, наличия в них воздуха в верхней части трубопровода и работы последнего неполным сечением снижается уровень воды на водозаборе и повышается гидравлическое сопротивление в подводящих магистралях. Увеличение высоты всасывания и напора насоса вызывается загрязнением водоочистных сооружений вследствие понижения уровня на стороне всасывания из-за потерь напора на всасывающем тракте.

116. Загрязнение напорных и сливных водоводов и оборудования с обрастанием циркуляционных трактов, загрязнением трубных досок и труб конденсаторов, сеток шарикоочистки, разбрызгивающих сопл, недоиспользование высоты сифона, заниженные диаметры трубопроводов приводят к увеличению напора и уменьшению подачи насосов.

117. Воздух в циркуляционные тракты попадает следующими путями:

1) остается в возвышенных частях водовода во время заполнения системы водой;

2) подсасывается через неплотности на участках, находившихся под разрежением;

3) вносится в сливные водоводы вместе с водой от вспомогательного оборудования.

118. Высота сифона уменьшается, вследствие повышенного гидравлического сопротивления сливных водоводов, неполного открытия их запорной арматуры, наличия воздуха в верхней части сливной водяной камеры конденсатора, увеличения уровня воды над переливным порогом сифонного сооружения при увеличении сбрасываемого расхода воды.

119. Для систем с прямоточным водоснабжением принимается во внимание сезонное изменение уровня воды в реках, для систем с

водохранилищами-охладителями – периодические предпаводковые сработки уровня в процессе водообмена. Это изменение достигается 5 – 7 м, что сказывается на положении рабочей точки по напорной характеристике насоса.

120. Для центробежных насосов неудовлетворительное состояние тракта циркуляционного водоснабжения с существенным увеличением напора, который создается насосом, приводит к выходу рабочей точки насоса за пределы оптимальной рабочей зоны, рекомендованной изготовителем. Связанное с этим уменьшение подачи насоса вызывает снижение его КПД, ухудшение вакуума в конденсаторе турбины и соответствующее снижение экономичности турбогенератора и электростанции, что в целом не приведет к существенному снижению надежности работы насоса.

121. Для насосов осевого и диагонального типов изменение напора за пределы рекомендованной изготовителем зоны характеристики приводит к потере экономичности турбины и электростанции и к переходу режима насоса на нерабочую часть характеристики, что связано с резким уменьшением подачи насоса, с появлением стука, шума, вибрации, пульсации давления на выходе из насоса и колебания нагрузки. При продолжительной работе в таком режиме насос выходит из строя из-за поломок лопастей, повреждения направляющих подшипников.

122. Подача насосов уменьшается вследствие неудовлетворительного технического их состояния из-за:

1) самопроизвольного сворачивания лопастей в результате повреждений механизма их поворота (повреждения гнезда, клапана подачи масла в маслопроводы, утечек в соединениях маслопроводов, протечек масла в гидроприводе, механических поломок в кинематике одной-двух лопастей, повреждений пружин, плохой притирки клапанов);

2) неодинакового положения лопастей рабочего колеса (отклонения углов более 0° $30'$);

3) износа лопастей, камеры рабочего колеса (одновременно наблюдается снижение давления, развиваемого насосом);

4) увеличенного по сравнению со значениями изготовителя, зазора между камерой и рабочим колесом;

5) низкого качества изготовления лопастей, камеры рабочего колеса;

6) задиров на обтекателе вала;

7) некачественного изготовления резиновых подшипников;

8) снижения напряжения на выводах электродвигателя насоса по сравнению с номинальным напряжением.

123. Подача насосов уменьшается из-за недостатков в работе вращающихся сеток. Общими недостатками всех типов вращающихся сеток является ненадежность работы транспортных роликовых цепей, промывочных и очистных устройств.

124. У всех сеток при срабатывании шарнирных соединений цепей происходит их удлинение и провисание, что при несвоевременной подтяжке приводит к появлению

свободных проходов воды и плоскости боковых уплотнений, ширина которых достигает 100 мм и более.

125. У сеток типа Т и ТН велики зазоры между секциями (10 – 15 мм на вертикальных участках и 20 – 25 мм на поворотах). У этих сеток применен принцип самоуплотнения секций. При износах шарнирных соединений возникает перекося секций, что приводит к их заклиниванию и нарушению самоуплотнения.

126. У сеток типа ТА недостатки, указанные в пункте 122 настоящих Методических указаний отсутствуют благодаря жесткому креплению секций к транспортным цепям, но они требуют, более эффективной работы промывочных и очищающих устройств, так как не удаленный с поверхности сетки мусор переносится в камеру чистой воды. На нижнем повороте по всей ширине сетки имеется зазор для прохода воды помимо сеточного полотна.

127. Надежность работы сеток снижается при применении деревянных рам для крепления полотен сит, которые быстро выходят из строя.

128. Причинами превышения напора насоса над расчетными значениями являются:

1) засорение трубных досок и трубной системы конденсаторов, что приводит к увеличению их гидравлического сопротивления. При расчетном гидравлическом сопротивлении конденсатора 3,5 – 6 м.вод.ст. увеличение напора насоса при загрязнении конденсатора, особенно засорения трубных досок, достигает 2 – 3 м.вод.ст. ;

2) повышенное сопротивление водоочистных систем на входе воды в аванкамеру насосов, что связано с несвоевременной чисткой сороудерживающих устройств;

3) недоиспользование сифона в системах прямоточного водоснабжения и с водохранилищами-охладителями из-за неполного открытия запорного крана на сливе и скапливания воздуха в сливных водяных камерах конденсаторов с вертикальным разделением на первый и второй ход водяных камер и с нижним подводом и отводом охлаждающей воды, например, конденсаторов турбин К-300-240 ЛМЗ.

129. Максимальное значение теоретического сифона в зависимости от отметок водяной точки сливной камеры конденсатора и уровня в сифонном колодце составляет 8 – 8,5 м, нередко разрежение составляет 5 – 6 м.вод.ст., что соответственно на 2 – 3 м.вод.ст. увеличивает напор, который развивает насос.

130. В связи с изменением гидрологических условий источника водоснабжения изменяются пределы сезонного изменения уровня воды в источнике, что из-за увеличения геодезической высоты подъема воды приводит к увеличению напора, который развивает насос. Оказывается необеспеченным допустимый кавитационный запас на входе в насос, предусмотренный характеристикой изготовителя насоса.

131. При наличии в схеме циркуляционного водоснабжения градиент повышенное гидравлическое сопротивление тракта вызывается загрязнением трубопроводов

водораспределительной системы и сопел, уменьшением их проходного сечения, неполным открытием задвижек на напорных водоводах.

132. Причиной повышенного гидравлического сопротивления тракта циркуляционной воды является наличие в охлаждающей воде взвешенных частиц, ила, органических веществ. Выпадение взвешенных частиц на различных участках водовода (на поворотах, в местах отводов) приводит к сужению сечения и увеличению гидравлического сопротивления.

133. В работе градирен имеются недостатки:

1) неудовлетворительное состояние оросительного устройства –отсутствие или поломка щитов, выпадание деревянных, асбестоцементных или пластмассовых блоков, отклонение асбестоцементных листов от вертикального положения, отступления в конструкции оросителя от проекта, образование карбонатных отложений на листах оросителя, уменьшающих расстояние в свету между ними. Наиболее часто встречающимся дефектом является наличие проемов в периферийной зоне оросителя, примыкающего к вытяжной башне, шириной до 2 м по всему периметру из-за не установленных при строительстве или реконструкции градирен блоков, либо разрушения оросителя в этих местах в результате обледенения. Последнее происходит при отсутствии или неисправности противообледенительного устройства, или несвоевременного прикрытия воздухоходных окон в холодное время года и поступления холодного воздуха в водоросительное пространство;

2) низкая гидравлическая нагрузка из-за нарушения технологического режима работы, недостаточная поверхность охлаждения из-за неудовлетворительного состояния оросителя, его несовершенной конструкции, несоответствия условий работы градирни обслуживающему его теплосиловому оборудованию;

3) неравномерное распределение воды по площади орошения вследствие отсутствия или засорения сопел в отдельных зонах, их несовершенной конструкции; несоответствие фактического напора воды конструкции сопла; дефекты при проектировании и монтаже трубопроводов водораспределения, включая отметку их установки; наличие неорганизованных течей. При лотковом водораспределении из-за перекоса лотков и неравномерного их заполнения водой; неудовлетворительной центровки разбрызгивающих тарелочек относительно сливных насадок; засорения насадок и лотков;

4) наличие неплотностей в вытяжной башне, что вызывает частичный срыв тяги;

5) обледенение воздухоходных окон из-за отсутствия либо неудовлетворительного состояния или конструкции противообледенительного устройства. Наиболее характерным недостатком является отсутствие механизмов фиксации поворотных щитов, что летом из-за их отступления от горизонтального положения приводит к частичному прикрытию воздухоходных окон, что ограничивает поступление наружного воздуха в градирню, ухудшая охлаждающий эффект;

6) отсутствие водоотводящего козырька;

7) недостаточное охлаждение вентиляторными градирнями вследствие установки лопастей вентиляторов на угол, отличающийся от характеристики изготовителя, заниженной частоты вращения, неудовлетворительной конструкции вентиляторов.

134. В работе водохранилищ-охладителей имеются недостатки:

1) зарастание водной растительностью, что приводит к образованию застойных зон и ухудшает охлаждающую способность. Водная растительность, попадая к водозаборным сооружениям, забивает очистные сетки водоприемников и загрязняет поверхность трубы конденсаторов турбин. Интенсивность зарастания водохранилищ зависит от их глубины, колебания горизонтов воды, видов грунта, химического состава воды и температурного режима;

2) нарушения в работе струенаправляющих и струераспределительных сооружений, формирующих транзитный поток, что в значительной степени сокращает площадь активной зоны и, соответственно, использование площади водохранилища в качестве охладителя;

3) неправильное распределение расходов теплой воды по сбросным клапанам, в результате чего нарушается равномерность тепловой нагрузки на различных зонах водохранилища-охладителя. Это происходит при останове отдельных турбин в ремонт либо на реконструкцию без перераспределения сброса воды в каналы от оставшихся работающих агрегатов;

4) заиление водохранилищ-охладителей в результате переработки берегов волновым воздействием, смыва почвы с прибрежных зон, отложений иловых частиц;

5) размещение в зоне транзитного потока садкового рыбного хозяйства способствует его зарастанию верхней водной растительностью и уменьшению активной зоны;

6) проектные недоработки в части расположения водосбросных, водозаборных и струенаправляющих сооружений, ошибки в выборе схем циркуляции, недостаточная проработка вариантов расположения водохранилища-охладителя;

7) нарушения в работе глубинных водозаборов в части забора нижних холодных слоев воды без подсоса верхних слоев более теплой воды с выбором оптимальной скорости, учитывающей возможность заиления и засорения входных окон, щелей, к снижению уровня воды на стороне всаса насосов.

135. В работе брызгальных устройств существуют недостатки:

1) недостаточное давление воды перед соплами из-за изменения режима работы насосов;

2) большой перепад температур воды из-за увеличения тепловой нагрузки и недостаточной подачи насосов;

3) неудовлетворительная компоновка сопел из-за завышенной плотности орошения;

4) неудачное расположение брызгального бассейна по отношению к господствующему летом ветру, расположенным вблизи зданий и сооружений, рельефу местности;

5) большая ширина бассейна при правильном его расположении;

6) недостаточные воздушные коридоры между соплами по длине и ширине бассейна;

7) неудовлетворительная конструкция или низкое качество изготовления разбрызгивающих сопел;

8) загрязнение сопел или коррозия их внутренних поверхностей, искажающая форму водяного факела.

136. На практике приходится сталкиваться с одновременным действием нескольких из указанных причин в пункте 135 настоящих Методических указаний. При разработке мероприятий по улучшению работы охладителей добиваются требуемого эффекта путем применения простейших из них, дающих положительные результаты, и не достигая его переходят к мероприятиям, связанным с реконструкцией охладителей и системы технического водоснабжения, требующим больших капитальных вложений и материальных затрат.

Параграф 3. Определение характеристики циркуляционного тракта системы водоснабжения

137. Характеристика тракта определяется напором, создаваемый насосом для подачи через конденсатор заданного количества воды. Напор складывается из геодезического подъема воды Нгеод и гидравлических сопротивлений отдельных участков тракта, зависящих от расхода воды, протекающей через эти участки.

138. Для выявления соответствия полученной характеристики тракта с минимальными потерями по тракту, определяются гидравлические сопротивления отдельных участков тракта, обратных клапанов, арматуры с помощью поверенных пружинных манометров класса точности 0,5 или 1,0.

139. При блочной схеме водоснабжения тракт воды, подаваемой насосом, разбивается на участки, гидравлическое сопротивление которых зависит от расхода воды через них. Например, очистные сооружения (грубые решетки, вращающиеся сетки) – напорный водовод – конденсатор – сливной водовод, водовод – переливной порог, поры сливного канала.

140. Поперечный разрез тракта циркуляционной воды блочной схемы водоснабжения с точками измерения уровня воды, давления и разрежения приведен на рисунке 4 приложения к настоящим Методическим указаниям.

141. Перед испытаниями проводится очистка сороудерживающих решеток и вращающихся сеток насосной станции, трубных досок и трубной системы конденсатора, обеспечивается полное открытие запорного органа на сливной линии

конденсатора, по возможности очищается от мусора и ила напорные и сливные водоводы регулируется нормальное действие сифона системы водоснабжения.

142. Полученные при таких условиях результаты – гидравлическая характеристика тракта и отдельных его участков, являются факторами контроля в процессе эксплуатации состояние тракта циркуляционной воды в целом и отдельных его участков, определения мероприятия по устранению обнаруженных дефектов.

143. Характеристика циркуляционного тракта системы водоснабжения с магистральными водоводами не представляется однозначно в виде одной кривой вследствие большого многообразия вариантов состава работающего оборудования, различного количества параллельно работающих насосов, конденсаторов, включенных в данный магистральный водовод различного количества работающих градирен или брызгальных бассейнов. Совмещение снятия характеристик тракта с испытанием одного из циркуляционных насосов, как при блочной схеме водоснабжения, не рекомендуется, поэтому для снятия характеристики тракта требуется проведение отдельных испытаний. Учитывается, что напор, создающий насос для подачи охлаждающей воды через включенные конденсаторы турбин, складывается из геодезического подъема воды $H_{\text{геод}}$ от отметки уровня в приемной камере охлаждающей воды насосной станции до отметки водораспределительных трубопроводов градирни с учетом требуемого напора для разбрызгивания через сопла и суммы переменных гидравлических сопротивлений отдельных участков тракта, зависящих от расхода протекающей через эти участки воды (рисунок 5 приложения к настоящим Методическим указаниям).

144. Для получения характеристики тракта проводятся испытания одной половины системы водоснабжения для одного из напорных водоводов циркуляционных насосов с подключенными к нему конденсаторами и одного напорного водовода градирен с подключенными к нему градирнями.

145. Для схемы с магистральными водоводами в расчет характеристики тракта входит сумма гидравлических сопротивлений участков тракта до последнего подключенного к напорному водоводу конденсатора и далее по тракту до последней, подключенной к напорному водоводу градирни, определяется максимальное значение гидравлических сопротивлений для данной системы водоснабжения.

146. Исходное положение для определения характеристики тракта означает, что на всех подключенных к данному водоводу конденсаторах, кроме последнего, закрыты задвижки до конденсатора и после него, для обеспечения равных расходов воды по всем конденсаторам и на всех, кроме крайней, подключенных к данному напорному водоводу градирнях либо брызгальных бассейнах, для обеспечения равного расхода воды закрыты напорные задвижки.

147. Для выявления соответствия полученной характеристики тракта оптимальной с минимальными потерями давления на тракт определяются гидравлические сопротивления отдельных участков тракта и сравниваются с расчетными.

148. Перед проведением испытаний устанавливаются одинаковые углы поворота лопастей у всех работающих параллельно осевых и диагональных насосов, проводится чистка трубных досок и трубной системы конденсатора, обеспечивается полное открытие обратных клапанов на напорной стороне насоса, по возможности очищаются от ила и мусора напорные и сливные водоводы, обеспечивается полное открытие задвижек по тракту циркуляционной воды (кроме задвижек, регулирующих расход воды по конденсаторам и градирням).

149. Полученные при таких условиях результаты — гидравлическая характеристика тракта и отдельных его участков, являются факторами контроля в процессе эксплуатации состояние тракта циркуляционной воды в целом и отдельных его участков, определения мероприятия по устранению обнаруженных дефектов.

Параграф 4. Устранение повышенных сопротивлений и увеличение действующей высоты сифона

150. Устранение повышенного сопротивления конденсатора вследствие засорения трубных досок и трубной системы осуществляется чисткой конденсаторов, их промывкой – обратным током воды и другими мероприятиями.

151. Повышенное сопротивление водоочистных систем устраняется постоянным контролем за перепадом уровней, превышающими допустимый для данного типа оборудования, своевременной чисткой решеток и вращающихся сеток.

152. Повышенное сопротивление трактов устраняется путем ремонта, запорной арматуры до полного ее открытия, замены участков трубопроводов уменьшенного сечения, фасонных элементов и отводов с высоким коэффициентом сопротивления, очистки фильтров решеток, вращающихся и конусных сороулавливающих сеток, разбрызгивающих сопел, трубопроводов.

153. Для устранения повышенных сопротивлений сливных трактов удаляется воздух, скапливающийся при выходе из конденсатора, в верхней части горизонтальных участков сливных водоводов.

154. Одним из способов удаления воздуха является установка на участке выхода воды из конденсатора бака-накопителя воздуха диаметром 800 – 1000 мм и высотой 400 – 600 мм, соединенного несколькими отверстиями с водяным пространством конденсатора и оборудованным регулятором уровня. Удаление воздуха из бака-накопителя производится с помощью эжектора циркуляционной системы либо пускового эжектора. Для удаления воздуха из горизонтальных водоводов верхняя часть их сечения соединяется с баком-накопителем трубой диаметром 60 – 80 мм (рисунок 6 приложения к настоящим Методическим указаниям).

155. В процессе эксплуатации воздух из сливного тракта собирается в баке-накопителе, уровень воды в котором понижается, от регулятора уровня поступает сигнал на включение эжектора, что обеспечивает полное удаление воздуха из сливного тракта системы.

156. Для увеличения действующей высоты сифона переливную стенку сифонных колодцев целесообразно выполнить из сборно-разборных элементов, обеспечивающих возможность изменения отметки гребня переливного порога (рисунок 7 приложения к настоящим Методическим указаниям), оптимальная высота сифона в условиях переменных режимов эксплуатации определяется по результатам испытания системы технического водоснабжения.

Параграф 5. Обработка циркуляционных трактов

157. При склонности охлаждающей воды к накипеобразованию проводится ее обработка наиболее оптимальным способом для данного химического состава воды и условий эксплуатации. При недостаточной эффективности предотвращения накипеобразования в конденсаторах турбин применяемыми способами, проводится кислотная промывка для удаления образующейся накипи на поверхностях охлаждения.

158. При загрязнении конденсаторов турбин отложениями органического характера выполняется периодическое хлорирование охлаждающей воды, применяются механические способы очистки трубок либо производится их очистка шариками.

159. Для предотвращения накипеобразования на элементах градирен, особенно на оросителе и трубопроводах водораспределения, применяется: продувка циркуляционной воды, понижение жесткости воды путем ее химической обработки, присадка реагентов или обогащение воды после охладителей углекислотой.

160. При любом из этих способов выполняется условие: максимальная карбонатная жесткость циркуляционной воды меньше или равна предельной жесткости, превышение которой приводит к распаду бикарбонатов и выпадению из раствора карбонатных солей.

161. При загрязнении трактов технического водоснабжения биообрастателями, в основном дрейсеной, мероприятия по ее удалению осуществляются по отдельным участкам.

162. Район поступления воды в водоподводящий канал или на водозабор, водозаборный ковш береговой насосной станции защищаются от загрязнения механическими веществами и дрейсеной путем сооружения на участке поступления воды в водоподводящий канал или водозабор ловушек-траншей. При заборе небольшого количества воды сооружается водозабор фильтрующего типа.

163. Для предотвращения обрастания дрейсеной поверхности шандор, решеток, водоочистных сеток и других элементов береговой насосной станции покрываются антиобрастающими красками, например, эмалями типа ХС-522, ХВ-5153.

164. Для уничтожения дрейсены в водоприемных и всасывающих камерах и напорных водоводах применяется термический способ, заключающийся в том, что осевшие на поверхности стенок формы дрейсены обрабатываются водой с температурой 40-45°C.

165. При отсутствии уничтожения дрейсены термическим способом, очистка водоприемных камер и напорных водоводов осуществляется механическим методом или струей воды под давлением.

166. Дрейсена, развивающаяся на поверхности трактов технического водоснабжения вспомогательного оборудования, трубопроводов, арматуры и теплообменников ликвидируется периодическим хлорированием циркуляционной воды или промывкой горячей сетевой водой.

Параграф 6. Методы контроля установки лопастей насосов на расчетный одинаковый угол

167. Встречающаяся на практике не идентичность углов установки лопастей рабочих колес осевых и диагональных поворотно-лопастных насосов устраняется с помощью регулировочных шайб, устанавливаемых непосредственно под крестовину и позволяющих изменять угол установки каждой лопасти в отдельности.

168. Несоответствие фактического диапазона регулировки, углов установки лопастей паспортному значению устраняется с помощью концевого упора-ограничителя, позволяющего менять длину хода крестовины.

169. До начала выполнения регулировки в целях установки лопастей на расчетный одинаковый для всех лопастей угол измеряется фактическое его значение.

170. Зазор между лопастями и камерой рабочего колеса составляет $0,001 \cdot D_{р.к.}$ или не превышает значения, рекомендуемые изготовителем насоса. Увеличение зазора от 0,001 до $0,003 \cdot D_{р.к.}$ снижает КПД насоса на 3,5%, а напор на 5%; несимметричность зазора дополнительно снижает КПД насоса на 1%. Отрицательно сказывается на КПД насоса уменьшение зазора до значения менее $0,001 \cdot D_{р.к.}$, так как появляется щелевая кавитация.

171. Для измерения углов установки лопастей рабочего колеса без его демонтажа и приведения в соответствие фактического угла установки со шкалой указателя используется устройство согласно рисунку 8 приложения к настоящим Методическим указаниям. С помощью мерной рейки и угломера проверяется угол установки каждой лопасти. Для этого мерная рейка накладывается острой кромкой на концы дуги наибольшего диаметра (в точках А и Б) проверяемой лопасти. Затем по уровню угломера с точностью 0 градусов 15 минут механизмом поворота лопастей выставляется условный угол

, соответствующий нулю по приведенной характеристике изготовителя насоса. Далее поворотом лопастей с помощью механизма поворота лопастей проверяются, крелятся на рабочем колесе и отмечаются на шкале указателя углы, указанные в характеристике изготовителя насоса (например, для насоса ОПВ2-1 10 указанные углы поворота лопастей равны -10° , -8° , -6° , -2° , 0° , $+2^\circ$).

172. По полученным результатам измерений производится корректировка шкалы указателя углов по штатному прибору.

173. При обнаружении не идентичности углов установки лопастей рабочего колеса более чем на 0 градусов 30 минут выполняется регулировка лопастей с установкой их на одинаковый угол.

174. Для проверки соответствия показаний указателя фактическому углу установки лопастей рабочих колес насосов используется способ: измеряется угол установки лопастей в максимальном и минимальном положении, затем изменяется положение лопастей на весь диапазон регулировки с помощью механизма их поворота с определением частоты вращения червяка и угла поворота лопастей, приходящегося на один его оборот. При известном значении фактического угла установки лопастей в нескольких (5 – 6) положениях градуируется указатель.

175. Для установки всех лопастей на одинаковый угол на поворотном рычаге каждой лопасти устанавливаются шайбы.

Подбор толщины шайб выполняется следующим образом:

1) рабочее колесо устанавливается на ремонтной площадке присоединительным фланцем вниз на жестко закрепленном столе подставке. Маркируются регулировочные шайбы каждой серьги и положение крестовины в рабочем колесе так, чтобы серьги лопастей при сборке колеса устанавливались на прежнее место. Опорная плита стола-подставки устанавливается в горизонтальное положение по ватерпасу. Ось рабочего колеса занимает вертикальное положение;

2) к лопасти прикладывается лист картона, на котором вычерчивается профиль лопасти и с помощью ватерпаса наносятся отметки для проведения горизонтали (рисунок 9 приложения к настоящим Методическим указаниям);

3) распрямляется лист, проводится по отметкам горизонталь, получается развертка профиля лопасти, соединяются крайние точки профиля прямой линией.

176. Угол

ϕ

между прямой и горизонталью является фактическим углом установки лопасти рабочего колеса и определяется по формуле:

$$\frac{H - h}{L} = \sin \phi$$

(1)

177. Толщина каждой регулировочной шайбы для установки всех лопастей на одинаковый угол определяется по формуле:

$$\delta_{ш} = l_1 \operatorname{tg} \alpha_K = l_1 [\operatorname{tg} \alpha_{\text{МАКС}} - \operatorname{tg} (\phi - \alpha_0)], \quad (2)$$

где l_1 , – длина рычага поворота лопастей, равная расстоянию от оси лопасти до оси серьги, мм;

$\alpha_{\text{МАКС}}$ – максимальный условный угол установки лопастей рабочего колеса, град;

ϕ

- угол между горизонталью и хордой профиля лопасти на развертке, измеренный до наладки при максимально возможном угле установки лопасти (при упоре крестовины в ограничитель), град;

α_0 – условный угол, соответствующий 0° по характеристике изготовителя насоса, град (рисунок 8 приложения к настоящим Методическим указаниям).

4) после изготовления и установки регулировочных шайб затягиваются гайки проушин и проверяется фактический угол наклона лопастей. При отклонении от среднего значения угла в сторону превышения $\pm 0^\circ 30'$ наладка считается оконченной лопасти установленными в идентичное положение;

5) диапазон поворота лопастей рабочего колеса соответствует рабочей зоне по характеристике изготовителя и зависит от длины хода крестовины, определяемой крайним положением ограничителя поворота лопастей.

178. Значение хода крестовины определяется по формуле:

$$L_K = l_1 \operatorname{tg} a_1, \quad (3)$$

где a — угол поворота лопастей от минимального до максимального положения по характеристике изготовителя, град.

179. Изменения диапазона поворота лопастей в процессе наладки насоса производится корректировкой хода крестовины с помощью ограничителей.

Глава 8. Мероприятия по повышению надежности и эффективности охладителей циркуляционной воды

Параграф 1. Градирни

180. Детальный осмотр элементов водораспределительного и оросительного устройства градирни с отключением отдельных зон орошения производится не реже

двух раз в год – перед летней и зимней эксплуатацией, детальное обследование металлических каркасов вытяжных башен обшивных градирен – не реже одного раза в 10 лет, железобетонных оболочек – не реже одного раза в 5 лет.

181. Водоструйный бассейн не имеет течей. Проверка его плотности осуществляется в первые два года эксплуатации ежегодно, в дальнейшем не реже одного раза в 3 года. При наличии фильтрации, превышающей 3 л на 1 м² смачиваемой поверхности, водосборный бассейн ремонтируется. Для ремонта поврежденных участков применяется раствор либо торкрет, приготовленный на сульфатостойком портландцементе согласно ГОСТ 22266 "Межгосударственный стандарт. Цементы сульфатостойкие. Технические условия", марки 500 с содержанием активных минеральных добавок в количестве 5 - 10% и песка модулем крупности не ниже 1,5.

Сноска. Пункт 181 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

182. Для обеспечения нормального распределения воды в градирнях с лотковым водораспределением установка разбрызгивающих тарелочек относительно сливных насадок производится с помощью отвеса таким образом, чтобы центр насадки совпадал по отвесу с центром разбрызгивающей тарелочки.

183. Обеспечение постоянства охлаждающего эффекта и улучшение разбрызгивания воды по площади оросителя осуществляется путем замены лоткового водораспределения напорным из металлических или асбоцементных труб и разбрызгивающих сопел отражательного либо эвольвентного типов.

184. Для предотвращения засорения трубопроводов водораспределения на концах труб устанавливаются промывочные сопла.

185. При засорении основных разбрызгивающих сопел отражательного типа или эвольвентных сопел водораспределения диаметром 25 мм, несмотря на наличие промывочных сопел, заменяются основные сопла центробежными с диаметром выходного отверстия 40 мм, имеющие рассекатели водяного факела.

186. Напор воды перед разбрызгивающими соплами водораспределительной системы не рекомендуется более 1,5 м.вод.ст. во избежание увеличения механического уноса воды через вытяжную башню градирни.

187. При превышении напора воды перед соплами 1,5 м.вод.ст в условиях параллельной работы охладителей в системе циркуляционного водоснабжения электростанции на градирне устанавливаются водоуловители.

188. В схеме водораспределения градирен предусматривается возможность независимой подачи поступающей для охлаждения воды на центральную и периферийную зоны, регулирование количества подаваемой воды осуществляется расположенными вне градирни электрифицированными задвижками.

189. При частичной замене, пришедших в негодность отдельных элементов деревянного оросителя (доски сечением 100x10 мм) вновь устанавливаемые элементы сбиваются в щиты и сколачиваются в блоки.

190. Эксплуатация асбестоцементных оросителей выполняется с соблюдением вертикального положения асбестоцементных листов, так как при малейшем наклоне уменьшается их смачиваемая поверхность, что приводит к ухудшению охлаждающего эффекта. При отклонении листов оросителя от вертикального положения в процессе эксплуатации градирни устанавливаются жесткие распорки с их креплением к конструкциям каркаса оросителя.

191. При наличии щелей между блоками оросителя, между блоками оросителя и вытяжной башней, в местах щелей укладываются и закрепляются щиты, препятствующие неорганизованному проходу воздуха и срыву тяги в градирне.

192. В зимний период не рекомендуется отключение градирен с асбестоцементным оросителем, приводящее к растрескиванию листов и их преждевременному разрушению.

193. При замене пришедших в негодность деревянных оросителей, несущий каркас которых не рассчитан на асбестоцементный ороситель, масса которого в 2,5 - 2,7 раза превышает деревянный, устанавливается пластмассовый ороситель решетчатой конструкции.

194. Градирни с пластмассовыми оросителями эксплуатируются, особенно в зимнее время с мероприятиями для предупреждения обледенения этих конструкций. Весьма опасны наледи, образующиеся на оросителях, что ведет к деформации полимерных элементов оросителей, к разрушению пластмассовых блоков и их обрушению. Важно нахождение имеющихся в конструкциях градирен противообледенительных устройств (тамбуров, обогревающих труб) в исправном состоянии. Опыт показывает, что даже при надлежащей эксплуатации этих устройств, градирни зимой подвергаются обледенению по причине часто неравномерного распределения воды по оросителю и недостаточной тепловой нагрузки.

195. С учетом фактора обледенения градирен в зимнее время при замене деревянных либо асбестоцементных оросителей пластмассовыми любого типа дополнительно к существующим балкам, на которые были установлены асбестоцементные или деревянные оросители, предусматриваются промежуточные несущие конструкции из труб, арматурной стали.

196. При наличии коррозионного щита металлоконструкции определяется их фактическая несущая способность и потребность усилении отдельных элементов каркаса, особенно это касается металлического каркаса вытяжной башни.

197. Наличие белых пятен на поверхности железобетонной оболочки градирни свидетельствует о процессе выщелачивания бетона, предшествующего его разрушению

. Устанавливается наблюдения за развитием процесса и своевременно выполняется ремонт оболочки.

Параграф 2. Брызгальные устройства

198. Повышение охлаждающего эффекта брызгального устройства достигается увеличением напора воды у сопел, выбор напора производится на основе технико-экономических расчетов, учитывающих влияние температуры воды на экономичность обслуживаемых аппаратов и изменение затрат по системе водоснабжения.

199. С уменьшением гидравлической нагрузки отключается часть распределительных труб, создавая увеличенные воздушные коридоры между работающими распределительными трубопроводами и поддерживая рекомендуемое давление воды у сопел.

200. Для устранения причин ухудшения охлаждающего эффекта поддерживается чистота и исправность сопел, трубопроводов, запорной арматуры.

201. При плотности дождя более $1,2 - 1,4 \text{ м}^3 / (\text{м}^2 \text{ч})$ уменьшение ее достигается увеличением площади брызгального устройства с одновременной разрядкой сопел на существующей его части и перенесением освобождающейся части сопел на дополнительную площадь (безъемкостные секции).

202. При направлении господствующих летом ветров вдоль длинной стороны брызгального устройства улучшение его работы достигается перегруппировкой сопел таким образом, чтобы вдоль направления господствующих ветров оставались свободные воздушные коридоры, облегчающие доступ охлаждающего воздуха к работающим соплам.

203. При наличии строений, препятствующих доступу воздуха, они убираются, сплошные деревянные или кирпичные заборы заменяются металлическими сетками, материалы переносятся на отдаленное от брызгального устройства место.

204. При низком расположении сопел над зеркалом воды в естественном водоеме с высокими берегами доступ воздуха улучшается путем подъема сопел относительно уровня воды в водоеме.

205. Выбирается наиболее благоприятная высота расположения сопел с тем, чтобы свободный напор воды перед ними не понизился ниже рекомендуемых значений.

206. Когда при располагаемом давлении воды достаточный ее расход и удовлетворительный распыл не обеспечивается из-за конструкции или низкого качества изготовления установленных сопел, производится замена или повторная обработка сопел.

207. Максимальная продуваемость ветром водных факелов, допустимая плотность орошения и оптимальное распыление воды на капли при располагаемом давлении циркуляционных насосов обеспечивается расположением сопел.

Параграф 3. Водохранилища-охладители

208. Охлаждение воды в водохранилище зависит от полезной площади поверхности его зеркала. Важно поддерживать в исправном состоянии струераспределительные и струенаправляющие устройства, способствующие увеличению площади активной зоны водохранилища, принимаются меры против его зарастания растительностью или цветения в результате развития водорослей и избегается срабатывание имеющегося запаса воды.

209. При зарастании активной зоны водной растительностью на поверхности осуществляется регулирование количества ее механическим способом, применяя камышекосилки, устройство, подрезающее водные растения, биологическим способом – заселением водоемов рыбами-мелиораторами.

210. Образования мелководья или заиления устраняются путем углубления дна или при мелких прибрежных участках – обвалования их и засыпкой.

211. При наличии на реке перед водохранилищем отстойника, препятствующего выносу в водохранилище растительности и других наносов, обеспечивается его исправное состояние на участках берегов водохранилищ, подверженных размыву волновым воздействием, производятся берегоукрепительные работы – посадка кустарников, каменная наброска.

212. Своевременно выполняется ремонт гидротехнических сооружений, формирующих транзитный поток, то есть дамб, водоотводящих каналов, зимних водовыпусков.

213. Когда возникают сомнения в эффективности существующего струераспределительного устройства, для проверки его работы производятся контрольные измерения температуры и направления течения воды через каждые 10 - 15 м по створу, расположенному примерно на 100 м ниже струераспределительного устройства. Температура измеряется по поверхности, на середине глубины воды и у дна водохранилища. Работа струенаправляющего устройства считается нормальной, когда средняя температура воды отклоняется от средней по створу не более чем на 1,0 - 1,5°C, а течение воды по всему створу направлено к водоприемнику.

214. Гидротехнические сооружения водохранилищ подготавливаются к пропуску весенних, ливневых паводков и к ледоходу. Пропуск паводковых вод производится с меньшим колебанием горизонта воды в водохранилище.

Глава 9. Борьба с зарастанием и заилением водохранилищ-охладителей

215. Борьба с высшей водной растительностью, то есть растениями, у которых имеется корневая система, стебли и листья, производится механическим, химическим и биологическими методами. К механическим методам относится очистка водохранилища путем протягивания стальных тросов с помощью лебедок, грабель, драг и подводных косилок. Скашивание зарослей является наиболее эффективным способом в определенной стадии развития растений, например, в период цветения или перед началом созревания семян.

216. Химический метод борьбы с растительностью состоит во внесении в водохранилище химических веществ, называемых гербицидами. Введенные в водоем гербициды не влияют на технические и санитарно-гигиенические качества воды. Для борьбы с зарослями по откосам каналов и берегам водохранилищ применяется их опрыскивание растворами гербицидов.

217. К биологическим методам борьбы с растительностью относится уничтожение водной растительности растительноядными рыбами, например, белым амуром, толстолобиком, карпом, сазаном, карасем, линем. Одним биологическим методом не проводится уничтожение водной растительности на больших площадях. Поэтому метод рассматривается как профилактический.

218. Развитие низшей водной растительности – планктонных водорослей – приводит к цветению воды в водоемах. Борьба с цветением воды, способствующей загрязнению водоочистных сеток водоприемников и трубок конденсаторов, производится путем купоросования воды.

219. При ограниченных площадях водохранилищ медный купорос насыпается в мешки, которые протаскиваются лодками на поверхности воды. При больших площадях водохранилища купоросование производится распылением измельченного купороса с самолета. Потребное количество медного купороса составляет 0,2 - 0,3 кг на 1 м³.

220. Причинами заиления водохранилища являются отложение наносов, приносимых рекой, твердый сток с собственной площади водохранилища; размыв берегов; отмирание водной растительности.

221. Работа по очистке и углублению водохранилища производится с помощью плавучих землесосов. При проектировании работ по чистке водоемов следует предусматривать комплекс мероприятий, предупреждающих заиление. К ним относятся берегоукрепительные работы на участках, подверженных размыву, организация стока ливневых вод в водохранилище путем устройства водоотводных канав, сооружение отстойников в местах, где возможен вынос наносов в водохранилище.

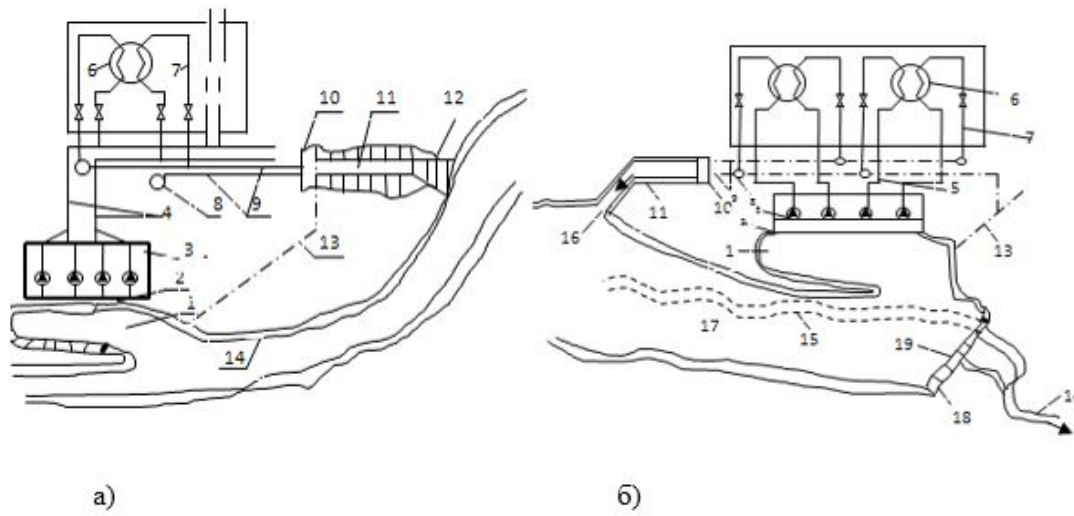


Рисунок 1 – Система технического водоснабжения:

а — прямоточная; б — обратная с водохранилищем-охладителем;

1 — водозаборный ковш, 2 — водоприемник, 3 — береговая насосная станция, 4 — напорные магистральные водоводы, 5 — напорные трубопроводы, 6 — конденсатор турбины, 7 — сливные трубопроводы, 8 — колодец, 9 — отводящий самотечный закрытый канал, 10 — сифонное сопрягающее сооружение для поддержания уровня воды в закрытом отводящем канале, 11 — открытый отводящий канал, 12 — водосбросное устройство, 13 — трубопровод обогрева водозабора в зимнее время, 14 — русло реки, 15 — затопленное русло реки в зоне водохранилища, 16 — струераспределительное устройство, 17 — водохранилище-охладитель, 18 — плотина, 19 — дополнительный (паводковый) водосброс плотины системы и пополнение свежей водой.

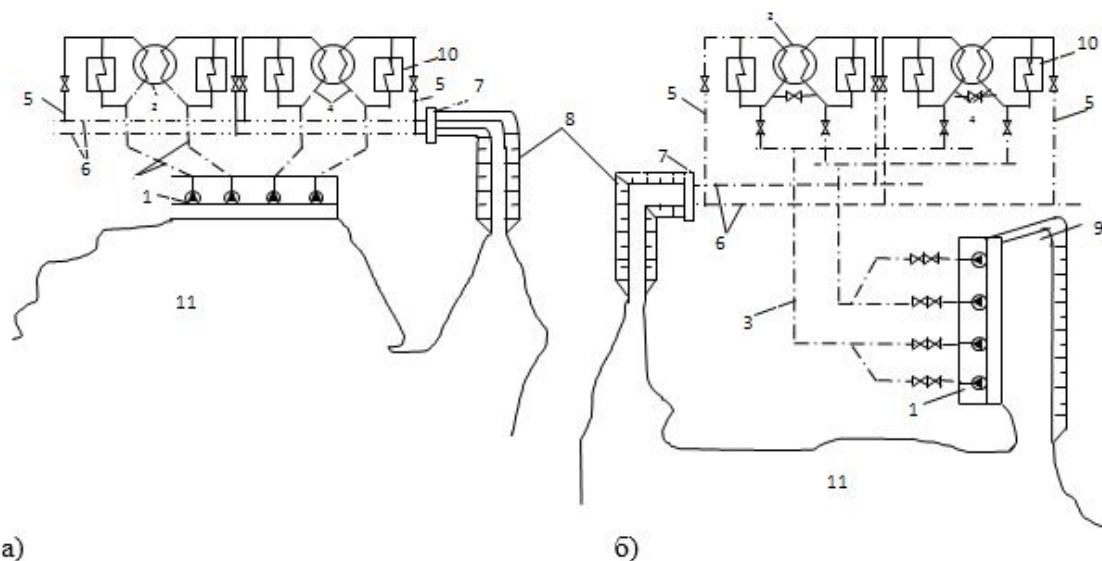


Рисунок 2 – Схемы технического водоснабжения:

а — блочная схема; б — централизованная схема (с магистральными водоводами);

1 — береговая насосная станция (БНС), 2 — конденсатор турбины, 3 — напорные магистральные водоводы, 4 — напорные водоводы конденсатора, 5 — сливной водовод, 6 — закрытые отводящие водоводы (каналы), 7 — сопрягающее сооружение, 8 — отводящие каналы, 9 — открытый подводящий канал, 10 — теплообменник машзала, 11 — водохранилище-охладитель

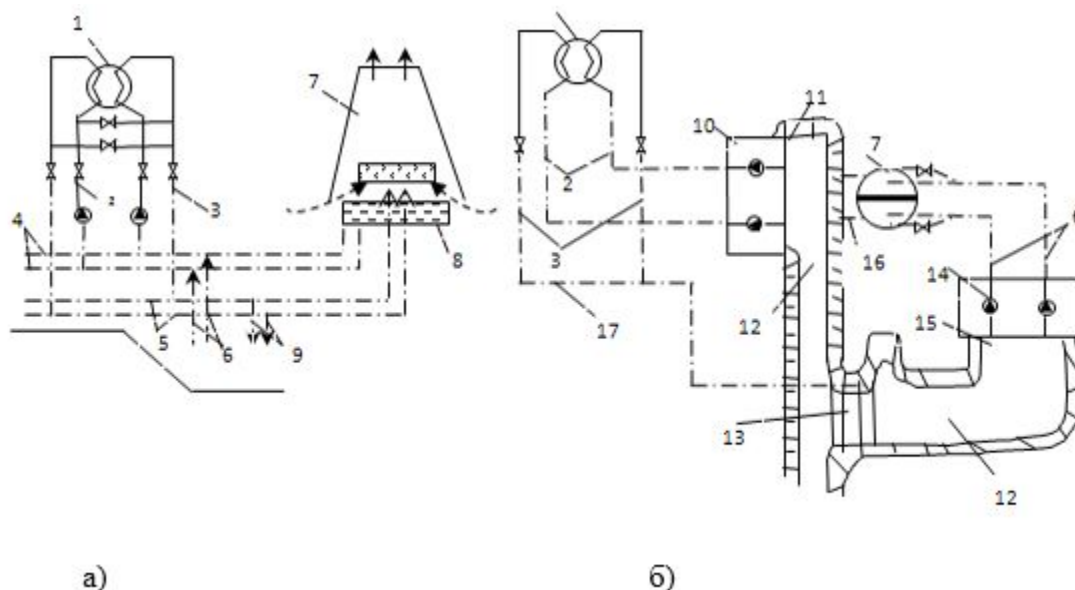


Рисунок 3 – Система технического водоснабжения с башенными градирнями а — одноподъемная, б- двух подъемная;

1 — конденсатор турбины, 2 — напорные трубопроводы, 3 — сливные трубопроводы, 4 — самотечные подводящие водоводы к циркуляционным насосам, 5

— подводящие трубопроводы к градирням, 6 — трубопроводы подпитки системы, 7 — градирня, 8 — бассейн охлажденной воды, 9 — трубопроводы продувки системы, 10 — блочная насосная станция, 11 — водоприемник, 12 — открытый канал, 13 — переливная дамба, 14 — насосная станция градирни, 15 — водоприемный ковш насосной станции градирни, 16 — закрытые каналы, 17 — закрытый водоотводящий канал.

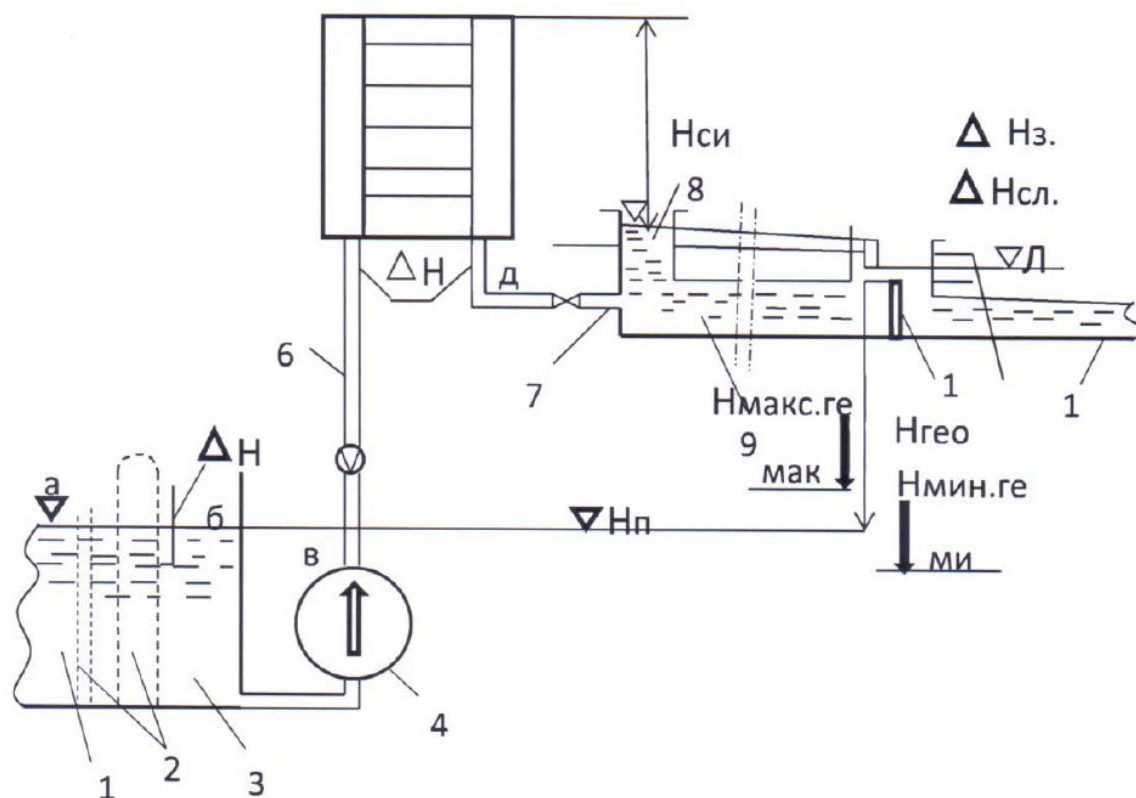


Рисунок 4 – Поперечный разрез тракта циркуляционной воды блочной схемы водоснабжения:

1 — водозаборный ковш, 2 — очистные сооружения (решетки, вращающиеся сетки), 3 — аванкамера, 4 — циркуляционный насос, 5 — напорный водовод, 6 — конденсатор, 7 — сливной водовод с запорным органом (затвор, задвижка), 8 — сифонный колодец, 9 — закрытый сливной канал, 10 — переливной порог, 11 — открытый сливной канал, НПУ — нормальный проектный уровень, точки измерения по тракту, а, б, и, л — уровень, в, г, д — давление, е, ж — разрежение

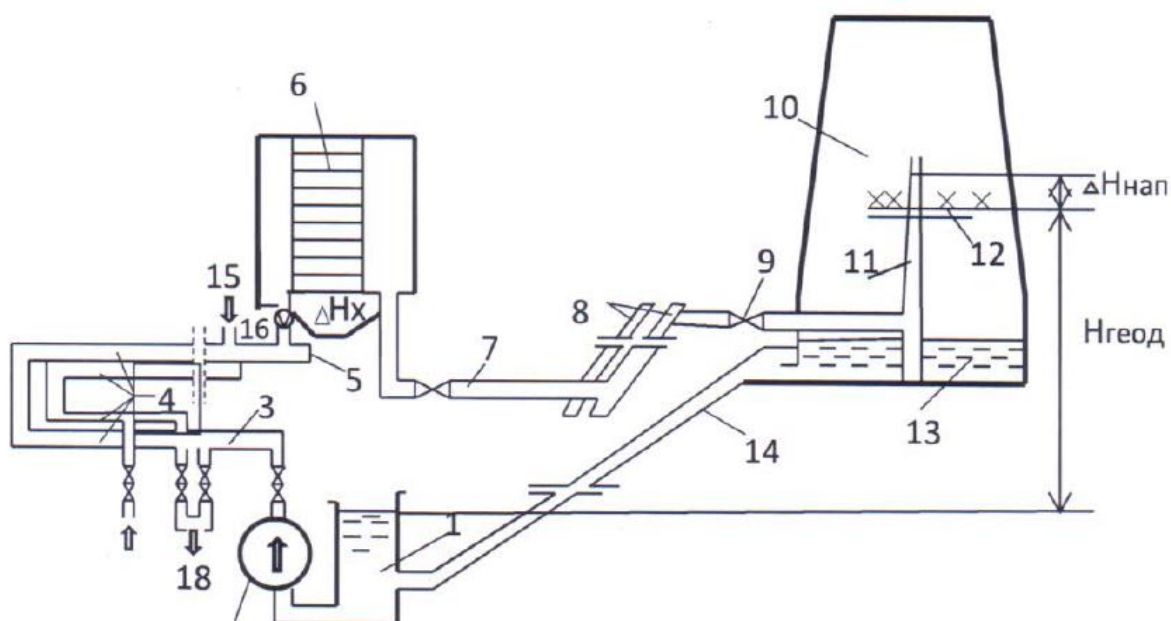


Рисунок 5 – Поперечный разрез тракта циркуляции воды в схеме водоснабжения с магистральными водоводами и башенными градирнями:

1 — приемная камера охлаждающей воды, 2 — циркуляционный насос, 3 — напорный трубопровод насоса, 4 — напорные водоводы, 5 — трубопровод подачи воды к конденсатору — половине конденсатора, 6 — конденсатор, 7 — сливной трубопровод конденсатора, 8 — напорные водоводы градирен, 9 — подводящий трубопровод градирни, 10 — градирня, 11 — стояк градирни, 12 — водораспределительные трубопроводы градирни, 13 — поддон градирни, 14 — сливной канал градирни, 15 — трубопровод к конденсатору (второй половине конденсатора), 16 — расходомерное устройство перед конденсатором, 17 — расходомерное устройство перед градирней.

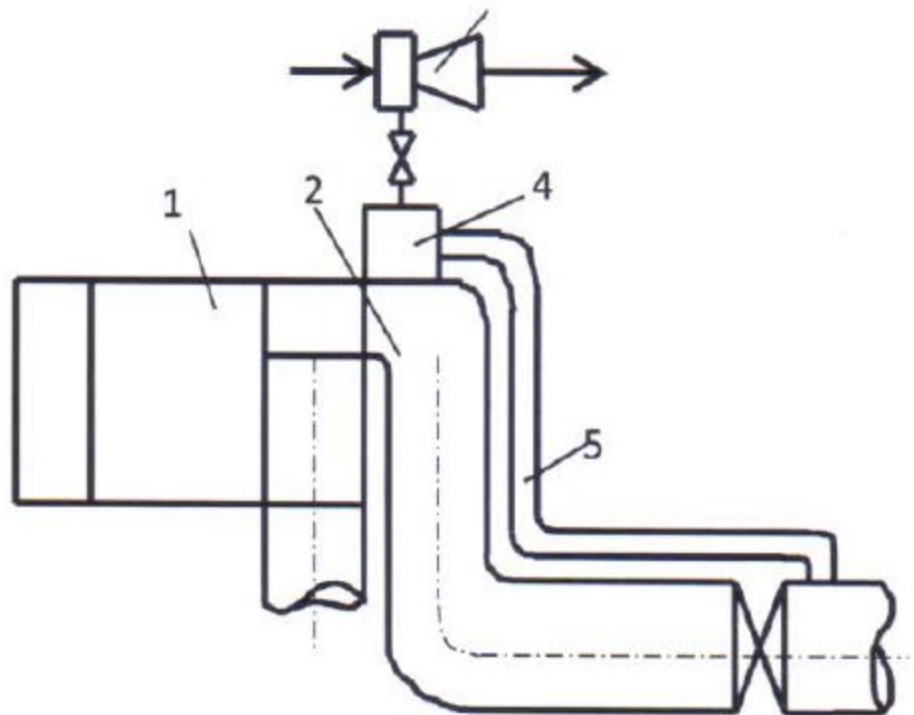


Рисунок 6 – Схема удаления воздуха из циркуляционной системы:

1 — конденсатор турбины, 2 — сливной водовод, 3 — эжектор циркуляционной системы, 4 — бак-накопитель с регулятором уровня, 5 — трубопровод диаметром 60 - 80 мм.

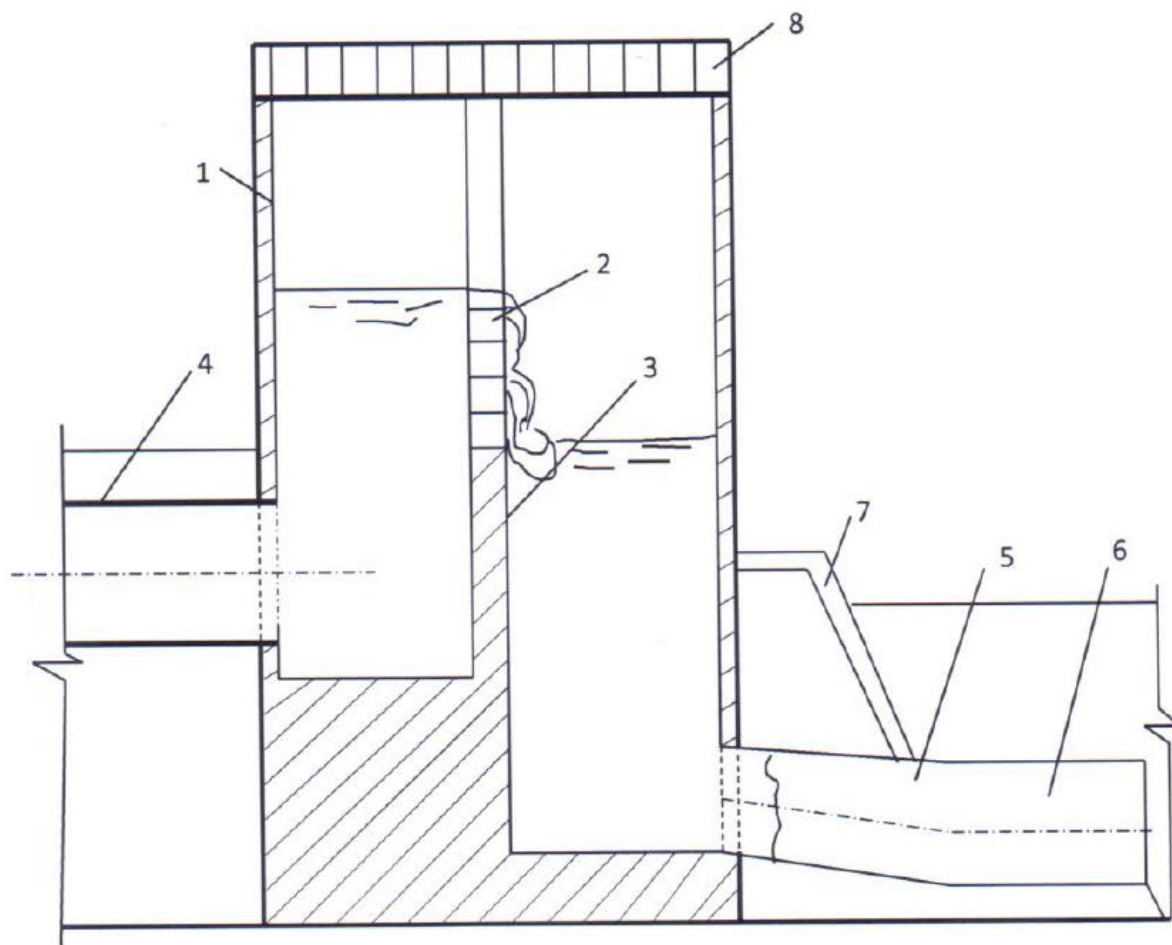


Рисунок 7 – Сифонный колодец:

1 — стенка сифонного колодца, 2 — съемная балка переливного порога, 3 — монолитный железобетонный переливной порог, 4 — сливной циркуляционный трубопровод, 5 — сливной трубопровод сифонного колодца, 6 — гаситель энергии охлаждающей воды, 7 — облицовка отводящего канала, 8 — ограждение.

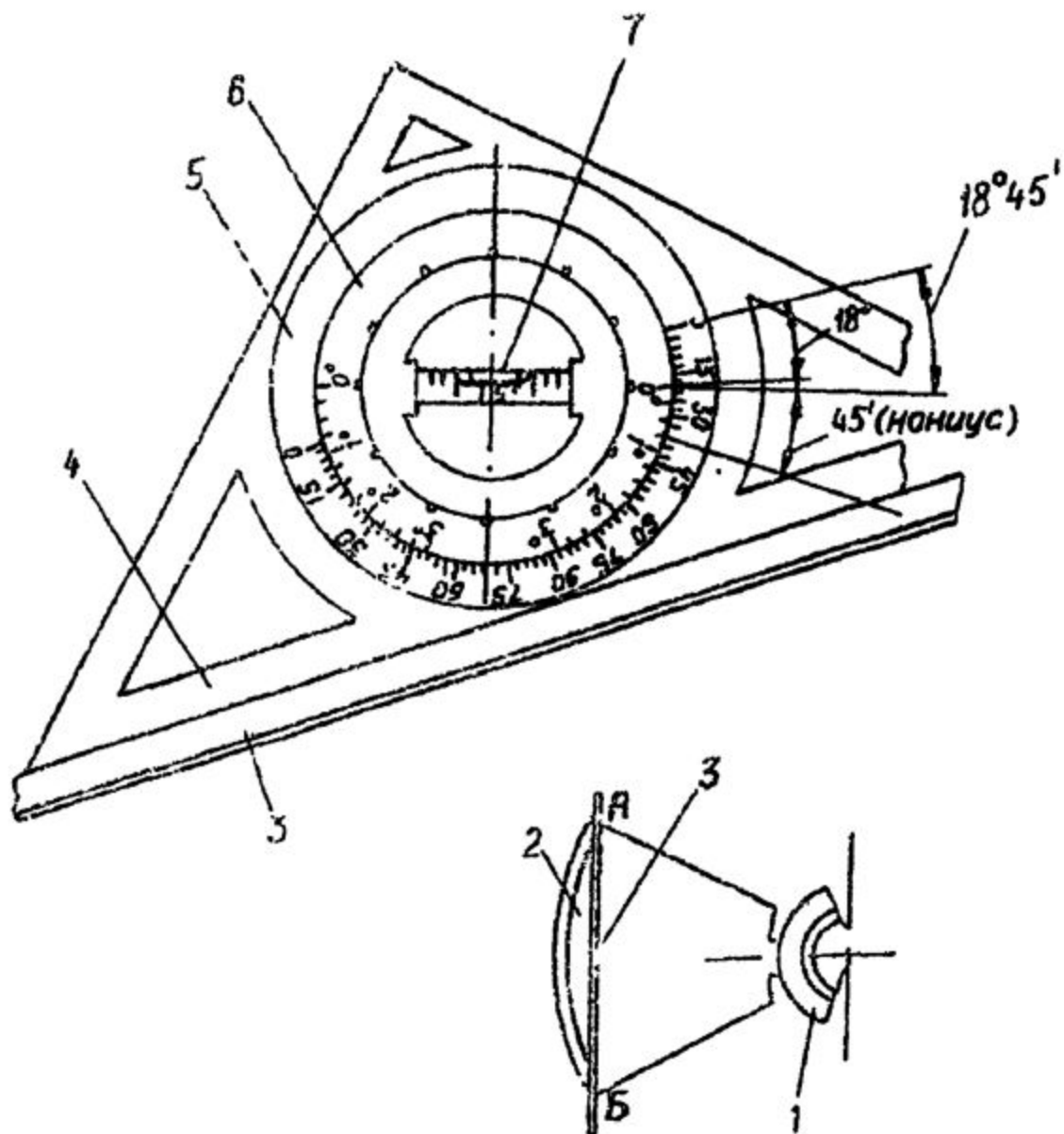


Рисунок 8 – Проверка угла установки лопастей рабочего колеса угломерным устройством УУБ-VI:

1 — рабочее колесо насоса, 2 — лопасть, 3 — рейка, 4 — рабочая поверхность угломера, 5 — шкала, 6 — поворотный конус, 7 — ампула уровня.

Таблица 1 – Угол установки лопастей рабочего колеса

Модель насоса	2	3	5	6	10	11	16
Угол	21^0	$17^050'$	$19^040'$	$13^053'$	23^0	21^0	13^0

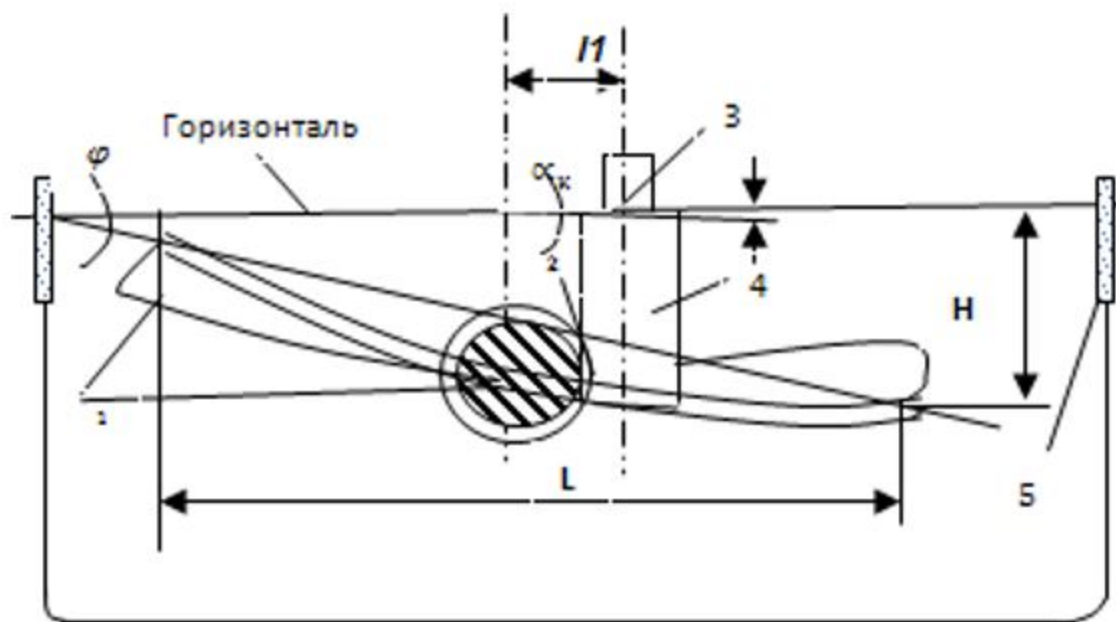


Рисунок 9 – Схема к расчету толщины регулировочных шайб:

1 — лопасть, 2 — поворотный рычаг, 3 — шайба, 4 — тяга поворотного рычага, 5 — ватерпас.

Приложение 12
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 6 января 2017 года
№ 2

Методические указания по эксплуатации аспирационных установок топливоподачи тепловых электростанций

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по эксплуатации аспирационных установок топливоподачи тепловых электростанций (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В Методических указаниях содержатся сведения об устройстве аспирационных установок топливоподачи тепловых электростанций (с установленной мощностью 300 мегаватт (далее – МВт) и более), работающих на твердом топливе. Описывается принцип их действия, технические и другие данные для обеспечения эффективной и

надежной работы установок, содержания в работоспособном состоянии согласно приложениям 1, 2 к настоящим Методическим указаниям.

3. В Методических указаниях в качестве пылеуловителя используется труба Вентури с каплеуловителем, так как известные в настоящее время типы пылеуловителей, применяемые в установках топливоподачи, являются малонадежными, не обеспечивающими соблюдение санитарных норм очистки воздуха и подлежащими реконструкции или замене.

4. Методические указания рекомендуются для инженерно-технического персонала электростанций, к функциям которого относятся монтаж, организация эксплуатации, наладка и ремонт оборудования топливоподачи.

5. Персонал, обслуживающий установки, руководствуется настоящими Методическими указаниями с учетом местных условий работы топливоподачи.

6. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) аспирационные установки (Установки) – обеспыливающая вентиляционная установка, предназначенная для удаления запыленного воздуха из-под укрытий транспортно-технологического оборудования и рабочей зоны;

2) труба Вентури – устройство для измерения расхода или скорости потока газов и жидкостей, представляющее собой трубу с горловиной, включаемую в разрыв трубопровода. В трубе Вентури свойственны наименьшие потери давления среди сужающих поток расходомеров;

3) каплеуловитель – конструкция, монтируемая в различные вентиляционные установки для удаления конденсированных капель из воздуха. Каплеуловитель называется сепаратором капель;

4) всасывающий воздуховод – воздуховод вытяжной системы присоединяется к коллектору или непосредственно к обечайке.

Глава 2. Область применения

7. Эксплуатация установок топливоподачи тепловых электростанций подлежит внутреннему контролю по их техническому состоянию.

8. Установки предназначены для обеспыливания технологического оборудования топливоподачи с созданием в их укрытиях разрежения с помощью отсоса воздуха вентилятором. Входящий в состав Установок пылеуловитель предназначается для очистки аспирационного воздуха до уровня санитарных норм.

9. Эксплуатация, проверка технического состояния Установок осуществляется в соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066) (далее – Правила), а их обслуживание

осуществляется на основании Правил организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций, тепловых и электрических сетей, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 11 февраля 2015 года № 73 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10451).

10. Установки работают с показателями, соответствующим проектным или полученными в результате наладочных работ, и отключаются при прохождении по тракту топлива критической влажности во избежание забивания воздухопроводов.

11. Установки обеспечиваются запасными частями и материалами в количестве, достаточном для их нормальной эксплуатации и своевременного ремонта.

12. Не реже одного раза в полугодие производится осмотр технического состояния Установок комиссией, назначаемой руководством электростанции, составляется акт по результатам осмотра и разрабатываются мероприятия по устранению обнаруженных недостатков.

13. Не реже одного раза в год, при работах технологического оборудования на измененном режиме более трех месяцев или при переводе его на новый постоянный режим работы, после капитального ремонта или реконструкции, производятся испытания в соответствии с СН РК 4.04-10 "Электростанции тепловые", с целью выявления соответствия фактических параметров Установок проектным показателям. Испытания проводятся с привлечением специализированной организации или персоналом ТЭС. Результаты испытаний регистрируются в форме акта, согласно Правилам, и фиксируются в техническом паспорте Установок. Принимаются меры по наладке, реконструкции или замене Установок при несоответствии параметров их работы требованиям пункта 11 настоящих Методических указаний.

Сноска. Пункт 13 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

14. Производится текущий и капитальный ремонты Установок по графику, утвержденному первым техническим руководителем электростанции.

15. Изменение конструкции или модернизация Установки без согласования с организацией-разработчиком проекта не рекомендуется. Мероприятия по модернизации Установок, позволяющие повысить их надежность и эффективность, выполняются при проведении капитального ремонта.

16. Не рекомендуется отключение Установки, редуцирование подачи воды в пылеуловитель ниже минимальных показателей по экономическим или другим соображениям, не предусмотренным технологическим процессом.

17. Расследованию подлежит каждый факт технической неисправности Установок или нарушения режима работы, приведший к снижению их технических параметров, останову или аварии. Разрабатываются и внедряются мероприятия по приведению

Установок в исправное состояние и предупреждению повторных дефектов и неисправностей.

18. Персонал для обслуживания и ремонтов Установок, регламентируемый Правилами, определяется начальником топливно-транспортного цеха и утверждается техническим руководителем электростанции.

19. Для организации эксплуатации Установок на тепловых электростанциях (далее – ТЭС) обеспечивается техническая документация:

- 1) руководство по эксплуатации Установок;
- 2) технологическая схема Установок;
- 3) акт сдачи-приемки Установок в эксплуатацию;
- 4) акты испытаний Установок;
- 5) технический паспорт Установок;

6) паспорта и руководства по эксплуатации изготовителей оборудования, входящего в состав Установок;

7) акты осмотров технического состояния Установок;

8) журнал записи основных показателей, характеризующих режим работы Установок, в том числе отклонений от оптимального режима, обнаруженные неисправности, отключения отдельных агрегатов или выход из строя всей Установки;

9) график технических осмотров, ремонтов и испытаний Установок.

Глава 3. Меры безопасности

20. При эксплуатации Установок предусматриваются дополнительные мероприятия по предотвращению травматизма обслуживающего персонала и пожаробезопасности.

21. В целях обеспечения безаварийного режима и установленных параметров работы, содержания оборудования в исправном состоянии и исключения фактов травматизма для обслуживания Установок рекомендуется персонал специально подготовленный и обученный, знающий их устройство, принцип действия и руководство по эксплуатации.

22. Металлические части – всасывающий воздухопровод и электрооборудование Установок заземляются.

23. Электрооборудование, ввода и заземляющие устройства эксплуатируются в соответствии с требованиями нормативных правовых актов перечисленных в настоящих Методических указаниях.

24. У клиноременной передачи вентиляторного агрегата имеется ограждение, пылеуловитель, площадка обслуживания, оборудованные освещением, обеспечивающим освещенность не менее 50 люксов (далее – лк).

25. Не рекомендуется эксплуатация неисправных Установок, ремонт оборудования, входящего в их состав, без наряда на производство работ.

26. Работа установок в аварийном состоянии не рекомендуется. Аварийным является техническое состояние, при котором:

- 1) наблюдается дым или пламя из электродвигателя вентилятора или его пускорегулирующей аппаратуры;
- 2) температура подшипников вентилятора и электродвигателя выше температуры, установленной техническими требованиями изготовителя;
- 3) нарушена нормальная работа вентилятора (большая вибрация корпуса, скрежет и задевания рабочего колеса);
- 4) в пылеуловитель не поступает вода или ее давление ниже допустимого предела;
- 5) из пылеуловителя или гидрозатвора не стекает шлам;
- 6) по топливоподаче транспортируется тлеющее или горящее топливо.

27. При возникновении одного или нескольких аварийных состояний оборудования извещается в установленном порядке руководство, производится вывод в ремонт этой Установки и факт фиксируется в соответствующей технической документации.

28. Для предотвращения возникновения несчастного случая не рекомендуется:

- 1) демонтировать электромагнитный клапан с водопровода пылеуловителя при наличии давления воды в водопроводе;
- 2) производить разборку электромагнитного клапана, не обесточив электромагнитный привод.

29. Электротехническое оборудование Установок обслуживается персоналом электроцеха, автоматическое оборудование, электромагнитный клапан водопровода пылеуловителя и электропривод дроссельной заслонки воздухопроводов, – персоналом цеха тепловой автоматики и измерений.

30. Для снижения риска поражения электрическим током при эксплуатации, ремонте Установок использование переносных ламп напряжением более 12 вольт (далее – В) не рекомендуется.

31. Во избежание пожара и взрыва, огневые работы на оборудовании Установок производятся после очистки и удаления отложений топливной пыли с внутренней и наружной поверхностей воздухопроводов, пылеуловителя и вентилятора при соблюдении требований нормативных правовых актов, перечисленных в настоящих Методических указаниях.

32. При производстве испытаний Установок соблюдаются требования безопасности, испытания не рекомендуется производить в ущерб снижению взрыво- и пожаробезопасности топливоподачи.

Глава 4. Средства измерения автоматики

33. Поддержание оптимального давления воды, поступающей в форсунку трубы Вентури и сопла каплеуловителя, является условием эффективной и надежной работы пылеуловителя Установки. При падении давления воды, поступающей в трубу Вентури

, ниже 0,3 МПа (3 кгс/см²), в каплеуловитель – менее 0,02 МПа (0,2 кгс/см²) резко снижается степень очистки пылеуловителя и возникает опасность забивания каплеуловителя и гидрозатвора. При росте давления воды, поступающей в трубу Вентури, выше 0,5 МПа (5 кгс/см²), в каплеуловитель – более 0,04 МПа (0,4 кгс/см²) повышается содержание капель влаги в аспирируемом воздухе, вызывающее коррозию вентилятора и воздухопроводов, в периоды отрицательных температур окружающего воздуха – обледенение воздуховода на стороне нагнетания. Снижается производительность пылеулавливания Установок.

34. Контроль давления воды, поступающей в трубу Вентури, осуществляется по электроконтактному манометру с пределом измерений 0 - 0,6 МПа (0 - 6,0 кгс/см²), поступающей в каплеуловитель – по манометру с пределом измерений 0 - 0,1 МПа (0 - 1,0 кгс/см²), класс точности 2,5.

35. Манометр является средством автоматики, отключающим электродвигатель вентилятора при падении давления воды, поступающей в трубу Вентури ниже допустимого предела (0,3 МПа - 3 кгс/см²).

36. Контроль расхода воды на пылеулавливание осуществляется по водосчетчику с пределом измерений 0,001 - 16,0 м³/ч.

37. Автоматизация подачи воды в пылеуловитель осуществляется с помощью электромагнитного вентиля, управления дроссельной заслонкой – с помощью однооборотного электрического механизма. Управление электродвигателем вентилятора, приводом дроссельной заслонки и электромагнитным вентилем пылеуловителя осуществляется с их блокировкой с приводом соответствующего технологического оборудования (конвейеры, дробилки, плужковые сбрасыватели).

38. Проверка, наблюдение за работой средств измерений, их периодический осмотр, техническое обслуживание и ремонт осуществляются в соответствии с требованиями нормативных правовых актов, перечисленных в настоящих Методических указаниях.

39. Схема расположения точек измерения параметров, характеризующих работу Установки, согласно рисунку 2 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

Глава 5. Размещение и монтаж

40. Оборудование Установок размещается в местах, доступных для их осмотра и обслуживания, в соответствии с технической документацией проектной организации и требованиями к монтажу изготовителей оборудования, входящего в состав Установок, согласно СН РК 3.05.XX "Внутренние санитарно-технические системы".

Сноска. Пункт 40 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

41. Установка каплеуловителей производится вертикально на заранее подготовленные опоры, постаменты, кронштейны в соответствии с требованиями проектного решения и изготовителя оборудования.

42. Проверяется герметичность пылеуловителей, создавая в них при гидравлических испытаниях давление 6000 Па (600 кгс/см^2). Пылеуловитель считается герметичным, при снижении давления в течение часа не более чем на 600 Па (60 кгс/м^2).

43. Для проверки герметичности перед пуском в эксплуатацию система орошения и водопроводная арматура пылеуловителей испытывается гидравлическим давлением 1,0 МПа ($10,0 \text{ кгс/см}^2$).

44. Проверяется герметичность сварных соединений воздухопроводов с трубой Вентури и каплеуловителем согласно инструкции по эксплуатации изготовителя оборудования.

45. Перед монтажом вентиляторы очищаются от пыли, грязи, излишней смазки. Обращается внимание на размер зазора между рабочим колесом и входным патрубком вентилятора, который не превышает 1% от диаметра колеса.

46. Проверяется затяжка всех болтовых соединений вентиляторов и электродвигателей, правильность сборки подшипников, наличие в их корпусе смазки (при необходимости – заменяется загустевшая смазка) согласно инструкции по эксплуатации изготовителя оборудования.

47. Контролируется параллельность валов вентиляторов и электродвигателей, расположение торцов шкивов в одной плоскости, удовлетворительное натяжение ремней клиноременной передачи согласно инструкции по эксплуатации изготовителя оборудования.

Глава 6. Маркировка

48. Рекомендуется маркировать Установки в соответствии с их технологической принадлежностью (например, установка обеспыливания загрузочного лотка конвейера № 1А - установка АУ-1А, установка обеспыливания бункеров сырого угля котлоагрегата №2 - установка АУ-БСУ-2).

49. Обозначение Установок, соответствующее записи в их техническом паспорте, выполняется несмываемой краской на корпусе пылеуловителя или вентилятора. Размер надписи – 200x150 мм.

Глава 7. Подготовка к работе

50. После окончания монтажа (капитального ремонта, реконструкции) проверяется закрытие нарядов на производство работ, отсутствие на пусковой аппаратуре запрещающих указателей. Получается подтверждение начальников смены электроцеха,

цеха тепловой автоматики и измерений, что электротехническая часть установок и средства автоматики проверены, исправны и готовы к включению, после чего производится осмотр оборудования и коммуникаций, входящих в состав установок. Устройство и принцип действия Установок приведено в приложении 1 к настоящим Методическим указаниям.

51. При осмотре проверяется без разборки электрической схемы двигателя вентилятора, согласно инструкции по эксплуатации изготовителя оборудования согласно рисунку 1 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям:

1) соответствие проекту диаметров всасывающего 1 и нагнетательного 2 воздухопроводов, форма и количество их фасонных частей (аспирационных воронок, колен, переходов, тройников);

2) плотность соединений воздухопроводов с вентилятором 3, пылеуловителем 4, аспирационной воронкой 5, дроссельной заслонкой 6, соединений гидрозатвора 7 с пылеуловителем и шламопроводом 8;

3) состояние крепления воздухопроводов (кронштейны, опоры, подвески, хомуты);

4) установка фильтра для воды 9 (правильное положение фильтра – вертикальное, сливной пробкой вниз), состояние фильтрующего элемента (отсутствие порывов сетки, загрязнения);

5) установка электромагнитного вентиля 10 (соблюдение требований: монтаж вентиля в местах, доступных для осмотра и обслуживания, на горизонтальном участке водопровода электромагнитным приводом вверх; поступление воды в направлении, указанном стрелкой на корпусе вентиля; допустимый наклон электромагнита – не более 15 градусов);

6) состояние аварийного 14 и муфтовых 13 вентилях, на отсутствие засорения;

7) наличие и работоспособность манометров 15, 16, правильность установки манометров на трубопроводе подачи воды в форсунку трубы Вентури, на трубопроводе подачи воды в сопла каплеуловителя;

8) состояние кожуха вентилятора (отсутствие вмятин, трещин); параллельность валов вентилятора и электродвигателя 17;

9) комплектность ремней клиноременной передачи 18, их удовлетворительное натяжение;

10) качество ограждения клиноременной передачи и надежность его крепления;

11) наличие смазки в корпусе подшипников вентилятора (смазка заменяется, в случае монтажа вентилятора спустя 8 месяцев после изготовления; заполняется половина свободного объема корпуса подшипников солидолом);

12) легкость вращения рабочего колеса вентилятора и ротора электродвигателя (поворотом шкива вручную);

13) направление вращения рабочего колеса в соответствии с указанием стрелки на задней стенке кожуха вентилятора (определить кратковременными включениями

электродвигателя); при несоответствии направления вращения указанному в инструкции по эксплуатации изготовителя оборудования, производится переключение фазы на электродвигателе (переключение производит электротехнический персонал), после чего устанавливается гибкая вставка 19;

14) надежность крепления вентилятора и электродвигателя к раме;

15) наличие заземляющих устройств электрооборудования установок и участка всасывающего воздуховода;

16) настройка блока датчиков исполнительного механизма 20 дроссельной заслонки (производит персонал цеха тепловой автоматики и измерений);

17) открывание (закрывание) дроссельной заслонки маховиком ручного привода исполнительного механизма, надежность соединения рычага механизма с осью заслонки.

52. При разобранной электрической схеме и вывешенном плакате "Не включать – работают люди!" на переключателе управления электродвигателем вентилятора проверяется (производит электротехнический персонал) согласно рисунку 1 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям:

1) отсутствие посторонних предметов (электроды) внутри пылеуловителя и гидрозатвора;

2) состояние внутренней поверхности трубы Вентури и каплеуловителя (отсутствие не зачищенных сварных швов, неровностей и выступов, особенно в зоне орошения);

3) наличие форсунки 11 трубы Вентури и комплекта сопел 12 каплеуловителя, отсутствие засорения отверстия впрыска форсунки и сопел;

4) на месте расположения рабочего колеса (при снятой гибкой вставке 19 с входного патрубка вентилятора и всасывающего воздуховода, согласно документации изготовителя), соответствие загиба лопаток рабочего колеса развороту кожуха вентилятора (на выгнутость лопаток в направлении вращения колеса);

5) соответствие зазора между входным патрубком и рабочим колесом, с размером не более 0,01 от диаметра колеса.

53. Производятся три пробных пуска Установки в следующем порядке согласно рисунку 1 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям:

1) собирается электрическая схема и устанавливается переключатель управления электродвигателем вентилятора в положение "М" (местный режим);

2) включается нажатием кнопки "Пуск" электродвигатель вентилятора на 10 минут, проверяется правильность сборки подшипников, отсутствие задеваний рабочего колеса и вибрации вентилятора, устраняются обнаруженные недостатки;

3) производится повторный пробный пуск вентилятора длительностью 30 минут, устраняются обнаруженные недостатки;

4) производится третий пробный пуск вентилятора продолжительностью 7 часов, проверяется плотность соединения гибких вставок с воздуховодами и вентилятором,

сварных швов воздуховодов и пылеуловителя, открывается маховиком ручного привода электромагнитный вентиль 10;

5) устанавливается муфтовыми вентилями 13 по показаниям манометра 15 давление воды, поступающей в форсунку 11 трубы Вентури, не более 0,5 МПа (5 кгс/см²), по показаниям манометра 16 давление воды, поступающей в сопла 12 каплеуловителя, не более 0,04 МПа (0,4 кгс/см²) и проверяется равномерность выхода шлама (орошающей воды) из гидрозатвора 7;

6) открываются смотровые люки 21 и проверяется правильность орошения трубы Вентури и каплеуловителя;

7) проверяется брызгоунос, наблюдая через смотровой люк 21 каплеуловителя, при наличии следов капель редуцируется давление воды муфтовыми вентилями 13 до исчезновения брызгоуноса (минимально допустимое давление воды, поступающей в форсунку трубы Вентури 0,3 МПа (3 кгс/см²), в каплеуловитель - 0,02 МПа (0,2 кгс/см²));

8) проверяется электротехническим персоналом действие блокировок, электродвигателя 17 вентилятора 3 с приводом соответствующего технологического оборудования, от укрытия которого производится отсос запыленного воздуха (включение (отключение) электродвигателя вентилятора одновременно с включением (отключением) привода технологического оборудования);

9) проверяется электротехническим персоналом действие приводов электромагнитного вентиля 10 и дроссельной заслонки 6 с электродвигателем вентилятора с одновременным включением (отключением) электродвигателя вентилятора, привода электромагнитного вентиля с выдержкой времени в 3 мин после отключения электродвигателя вентилятора, электроконтактного манометра 15 при падении давления воды, поступающей в форсунку 11 трубы Вентури, ниже 0,3 МПа (3 кгс/см²), контакты которого размыкают цепь управления электродвигателем вентилятора;

10) контролируется нагрев подшипников электродвигателя и вентилятора (не более температуры, установленной техническими требованиями изготовителя).

54. По окончании третьего пробного пуска установки производятся операции согласно рисунку 1 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям:

1) закрывается маховиком ручного привода электромагнитный вентиль 10;

2) закрываются смотровые люки 21 трубы Вентури и каплеуловителя;

3) устанавливается переключатель управления электродвигателем 17 вентилятора 3 в положение "А" (автоматический режим).

Глава 8. Порядок работы

Параграф 1. Наиболее эффективный режим работы

55. Наиболее эффективным является режим работы Установок, при котором эксплуатационные показатели оборудования, входящего в их состав, соответствуют техническим данным, приведенным в приложении 2 к настоящим Методическим указаниям. При отклонении работы Установки от проектных значений объемов аспирационного воздуха на 10 и более процентов производится внеплановый осмотр Установки, оборудования и при необходимости выполняется ремонт.

56. Наиболее эффективным является режим работы пылеуловителя, при котором давление воды, поступающей в форсунку трубы Вентури, составляет 0,5 МПа (5 кгс/см²), в сопла каплеуловителя, 0,04 МПа (0,4 кгс/см²). Увеличение давления воды, поступающей в форсунку трубы Вентури и в сопла каплеуловителя, выше рекомендуемого значения, не приведет к повышению степени очистки пылеуловителя. Увеличение давления воды, приведет к повышению брызгоуноса и обледенению нагнетательного воздуховода в периоды отрицательных значений температуры наружного воздуха и увеличению потребления воды и электроэнергии на собственные нужды Установки и преждевременному износу подвижных частей оборудования.

57. При снижении давления воды, поступающей в форсунку трубы Вентури от 0,3 МПа (3 кгс/см²), а в сопла каплеуловителя от 0,02 МПа (0,2 кгс/см²) и ниже, приведет к скоплению шлама в пылеуловителе и шламопроводе, что влечет к преждевременному останову Установки.

58. Производится регулирование подачи воды в форсунку 11, согласно рисунку 2 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям, трубы Вентури муфтовым вентилем 13 по показаниям манометра 15, в сопла 12 каплеуловителя - муфтовым вентилем 13 по показаниям манометра 16.

Параграф 2. Пуск и останов

59. Пуск в автоматическом режиме согласно рисунку 1 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям:

1) устанавливается переключатель на щите управления установкой в положение "А" (автоматический режим);

2) электродвигатель 17 вентилятора 3 включается одновременно с включением привода соответствующего технологического оборудования;

3) открывается дроссельная заслонка 6 всасывающего воздуховода 1 исполнительным механизмом 20 одновременно с включением электродвигателя вентилятора;

4) электромагнитным вентилем 10 начинается подача воды в пылеуловитель 4 одновременно с включением электродвигателя вентилятора;

5) устанавливается муфтовыми вентилями 13 по показаниям манометра 15 давление воды, поступающей в форсунку 11 трубы Вентури, не более 0,5 МПа (5 кгс/см²), по

показаниям манометра 16 – давление воды, поступающей в сопла 12 каплеуловителя, не более 0,04 МПа (0,4 кгс/см²).

60. Останов в автоматическом режиме:

1) электродвигатель 17 вентилятора 3 отключается одновременно с отключением привода соответствующего технологического оборудования;

2) начинается закрывание дроссельной заслонки 6 всасывающего воздуховода 1 исполнительным механизмом 20 одновременно с отключением электродвигателя вентилятора;

3) электромагнитным вентилем 10 прекращается подача воды в пылеуловитель 4 через три минуты после отключения электродвигателя вентилятора или замыкания контактов манометра 15 при падении давления воды, поступающей в форсунку 11 трубы Вентури, ниже 0,3 МПа (3 кгс/см²).

61. На периоды пусконаладочных работ и испытаний предусматривается режим местного управления установками.

62. Пуск в режиме местного управления:

1) переключатель на щите управления установкой устанавливается в положение "М" (местный режим);

2) включается электродвигатель 17 вентилятора 3 нажатием кнопки "Пуск" на щите управления;

3) открывается дроссельная заслонка 6 всасывающего воздуховода 1 с помощью маховика ручного привода исполнительного механизма 20;

4) подается вода в пылеуловитель 4 включением электромагнитного вентиля 10 с помощью ручного дублера;

5) муфтовыми вентилями 13 по показаниям манометра 15 устанавливается давление воды, поступающей в форсунку 11 трубы Вентури, не более 0,5 МПа (5 кгс/см²); по показаниям манометра 16 – давление воды, поступающей в сопла 12 каплеуловителя, не более 0,04 МПа, (0,4 кгс/см²).

63. Останов в режиме местного управления:

1) отключается электродвигатель 17 вентилятора 3 нажатием кнопки "Стоп" на щите управления установкой;

2) закрывается дроссельная заслонка 6 всасывающего воздуховода 1 с помощью маховика ручного привода исполнительного механизма 20;

3) перекрывается подача воды в пылеуловитель 4 отключением электромагнитного вентиля 10 с помощью маховика ручного привода и закрытием муфтовых вентилях 13, 14.

Параграф 3. Наблюдение за работой

64. Во время работы установок периодически, но не реже двух раз в смену, проверяется:

- 1) вентилятор 3 на отсутствие вибрации, стуков, скрежета;
- 2) температура корпуса подшипников вентилятора и электродвигателя 17 (не более установленной техническими требованиями изготовителя);
- 3) давление воды, поступающей в форсунку 11 трубы Вентури (0,3 - 0,5 МПа (3 - 5 кгс/см²)) и в сопла 12 каплеуловителя (0,02 - 0,04 МПа (0,2 - 0,4 кгс/см²));
- 4) гидрозатвор 7 пылеуловителя 4 (на отсутствие или неравномерный выход шлама действующей установки);
- 5) исполнительный механизм 20 дроссельной заслонки 6 (при действующей установке заслонка всасывающего воздуховода 1 укрытия функционирующего технологического оборудования открыта, заслонка всасывающего воздуховода укрытия бездействующего технологического оборудования закрыта; на остановленной установке все дроссельные заслонки закрыты);
- 6) состояние уплотнений укрытия технологического оборудования, обслуживаемого соответствующей установкой (отсутствие порывов, износа, больших щелей);
- 7) аспирационные выбросы (наличие серо-черного шлейфа над нагнетательным воздухопроводом 2 свидетельствует о снижении степени очистки пылеуловителя ниже 97%).

Параграф 4. Проверка технического состояния

65. Производится проверка технического состояния установок с целью выявления неисправностей и объема ремонтных работ не реже одного раза в полугодие комиссией, состав которой определяется техническим руководителем электростанции. Проверка начинается с ознакомления с содержанием записей предыдущей проверки в журнале осмотров и ремонтов для сосредоточения внимания на наиболее неблагоприятных узлах установок. Проверяется и осматривается:

- 1) состояние оборудования, наличие и исправность средств измерения и автоматики ;
- 2) отклонения от оптимального режима работы;
- 3) состояние уплотнений укрытий технологического оборудования, герметичность пылеуловителя и воздухопроводов, наличие отложений в них пыли;
- 4) чистота (визуально) воздуха, удаляемого вентилятором в атмосферу (при нормативной работе пылеуловителя - отсутствие серо - черного шлейфа);
- 5) исправность выхода и удаления шлама.

66. Производится проверка технического состояния (ревизия) электродвигателя, вентилятора и клиноременной передачи:

1) с помощью уровня выверяется параллельность валов двигателя и вентилятора, проверяется надежность крепления к раме, удовлетворительное натяжение ремней привода и их комплектность;

2) осматриваются подшипники (состояние корпуса, затяжки болтов, наличие пробок в смазочных отверстиях) с помощью щупа проверяется наличие смазки (полость корпуса подшипников вентилятора наполовину заполнена солидолом марки УС-2);

3) фиксируется с помощью термометра и включением электродвигателя на 30 мин температура подшипников вентилятора, которая не превышает значения, установленного техническими требованиями изготовителя;

4) кратковременным включением электродвигателя определяется направление вращения его ротора (направление соответствует указанию стрелки на задней стенке кожуха вентилятора; при отсутствии стрелки руководствоваться тем, что ротор вращается в направлении разворота кожуха вентилятора).

67. С помощью флажка из легкой материи проверяется (при включенном электродвигателе вентилятора) плотность сварных швов воздухопроводов, пылеуловителя, герметичность смотровых люков, гибких вставок, гидрозатвора.

68. Переключатель щита управления вентилятора устанавливается в положение "О" - отключено - вывешивается на ручку переключателя плакат "Не включать - работают люди!".

69. Разборка электрической схемы двигателя вентилятора производится персоналом электроцеха.

70. Производится дальнейшая проверка технического состояния установок в объеме, приведенном в таблице 1 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям.

71. После проверки делается запись в журнале осмотров и ремонтов, указывается дата, выявленные неисправности и работы по их устранению. Составляется акт о произведенном осмотре, прилагается к техническому паспорту соответствующей установки.

72. Неисправности и способы их устранения приведены в таблице 2 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям.

Приложение 1
к Методическим указаниям по
эксплуатации
аспирационных установок
топливоподачи
тепловых электростанций

Устройство и принцип действия аспирационной установки

Воздуховоды, пылеуловитель и вентилятор включаются в устройство Установки.

Воздуховоды подразделяются на всасывающие 1 и нагнетательные 2 (рисунок 1). Всасывающий воздуховод предназначен для перемещения запыленного воздуха от укрытия технологического оборудования до пылеуловителя 4 и очищенного – от пылеуловителя до вентилятора 3 и оборудован аспирационной воронкой 5, дроссельной заслонкой 6 с исполнительным механизмом 20 и гибкой вставкой 19.

Аспирационная воронка предназначена для производства отсоса запыленного воздуха из укрытия технологического оборудования со скоростью не более 2 м/с – в целях снижения потерь топлива с аспирационным воздухом.

Дроссельная заслонка предназначена для постепенного (в течение примерно 10 сек) открывания всасывающего воздуховода в момент пуска вентилятора в целях исключения перегрузки и вывода из строя его электродвигателя 17. Для закрывания воздуховода после остановки электродвигателя вентилятора для ликвидации естественной тяги воздуха через установку и засорения пылеуловителя и гидрозатвора 7, закрывание всасывающего воздуховода для укрытия отключенного технологического оборудования. Исполнительный механизм предназначен для автоматизации работы заслонки.

Оптимальные скорости аспирационного воздуха, исключаящие осаждение пыли, обеспечивается сечением воздуховодов.

Гибкая вставка предназначена для исключения передачи вибрации от работающего вентилятора всасывающему и нагнетательному воздуховодам и снижения тем самым уровня шума.

Нагнетательный воздуховод предназначен для удаления очищенного аспирационного воздуха.

Пылеуловитель предназначен для очистки аспирационного воздуха от пыли до санитарной нормы и является сочетанием трубы Вентури и каплеуловителя, корпус которых выполнен из стального листа толщиной 4 мм.

Труба Вентури состоит из конфузора 22, горловины 23 и диффузора 24 и предназначается для коагуляции (укрупнения) пылевых частиц аспирационного воздуха. Для выравнивания пылевоздушного потока по сечению трубы Вентури конфузор устанавливается на прямолинейном участке воздуховода 25 (длиной, равной 3-4 диаметрам воздуховода). Орошение трубы Вентури осуществляется с помощью аксиально установленной форсунки 11.

Каплеуловитель является центробежным циклоном с тангенциальным вводом аспирационного воздуха, пленочным орошением внутренней поверхности цилиндрического корпуса и предназначается для сепарации непрокоагулировавших частиц пыли и капель воды.

Пленочное орошение каплеуловителя осуществляется ярусом сопел 12, предназначенные для подачи воды по касательной к корпусу под углом 100 вниз (во избежание разбрызгивания струи о соседнее сопло).

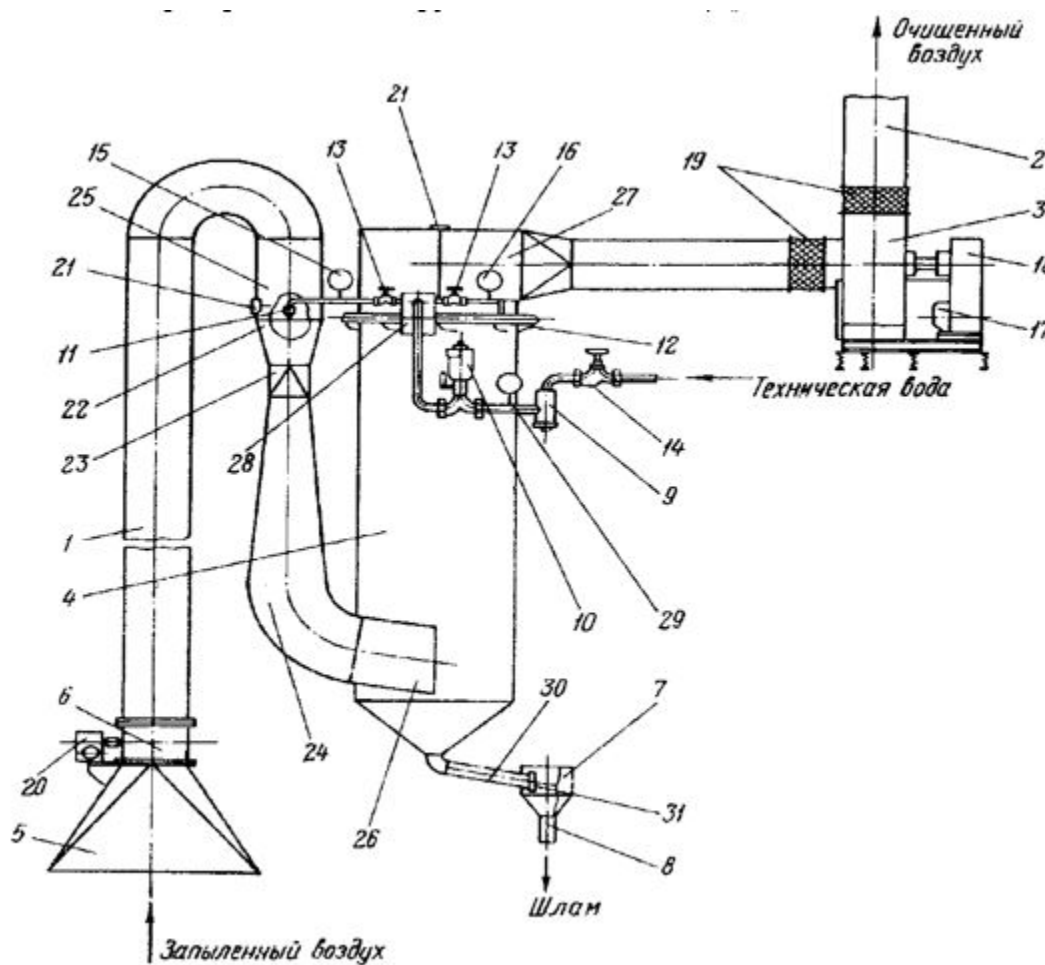


Рисунок 1 – Аспирационная установка:

1 - всасывающий воздуховод, 2 - нагнетательный воздуховод, 3 – вентилятор, 4 – пылеуловитель, 5 - аспирационная воронка, 6 - дроссельная заслонка, 7 – гидрозатвор, 8 – шламопровод, 9 - фильтр для воды, 10 - электромагнитный клапан, 11 – форсунка, 12 – сопло, 13 - муфтовый клапан, 14 - аварийный клапан, 15 - манометр ЭКМ-IV, 16-манометр ОБМ-1, 17-электродвигатель, 18-клиноременная передача, 19 - гибкая вставка, 20 - исполнительный механизм, 21 - смотровой люк, 22 – конфузор, 23 – горловина, 24 – диффузор, 25 - участок воздуховода, 26-входной патрубок, 27-выходной патрубок, 28 –распределитель, 29-водосчетчик, 30 –колено, 31 – клапан.

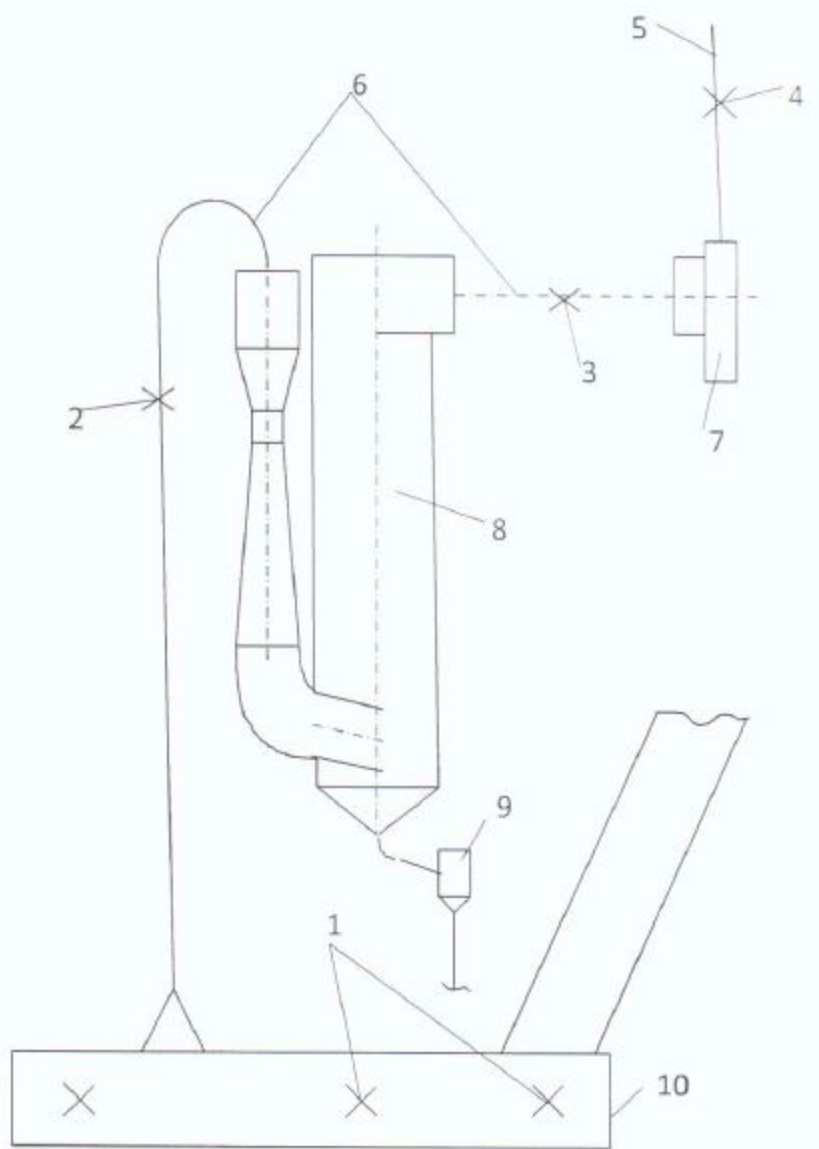


Рисунок 2. Схема размещения точек измерения:

1 - разрезание воздуха в загрузочном лотке, 2 - температура, статическое, динамическое и полное давление, запыленность воздуха, 3 - статическое, динамическое и полное давление, запыленность воздуха, 4 - температура, статическое, динамическое и полное давление воздуха, 5 - нагнетательный воздуховод, 6 - всасывающий воздуховод, 7 – вентилятор, 8 – пылеуловитель, 9-гидрозатвор, 10 - загрузочный лоток.

Соотношение межосевого расстояния входного 26 и выходного 27 патрубков к диаметру каплеуловителя – 3:1. Оба патрубка прямоугольного сечения с отношением высоты к ширине, равным 2:1, входной патрубок имеет уклон для самотечного слива шлама из трубы Вентури в каплеуловитель.

Система орошения предназначена для бесперебойной подачи количества и давления воды в пылеуловитель установки. Для ревизии форсунки трубы Вентури и сопел каплеуловителя предусматриваются быстросъемные смотровые люки 21.

Во избежание засорения форсунки, сопл, водопроводной арматуры и контрольно-измерительных приборов вода очищается от механических примесей в фильтре 9.

Для выравнивания давления воды предусматривается распределитель 28, представляющий собой полую цилиндрическую емкость.

Подача воды в пылеуловитель регулируется вручную с помощью муфтовых вентилей 13. Регистрация давления и расхода воды на пылеулавливание производится по показаниям манометров 15,16 и водосчетчика 29. Для автоматизации подачи воды предусматривается электромагнитный клапан 10, привод которого блокируется с электродвигателем вентилятора установки.

Для аварийного отключения воды вручную предусматривается муфтовый клапан 14.

Нижняя часть каплеуловителя в виде конусного днища с гидрозатвором, предназначенным для ликвидации подсосов, снижающих степень очистки пылеуловителя и объем аспирируемого из укрытия технологического оборудования запыленного воздуха.

Гидрозатвор представляет колено 30 и клапан 31, шарнирно прикрепленный к этому колену, помещенные в корпус. Клапан герметично закрывает срез колена под действием собственного веса и разрежения, создаваемого вентилятором. При наполнении колена шламом давление его массы превышает действие сил разрежения и составляющей веса клапана, клапан приоткрывается и осуществляется самотечный равномерный слив шлама при сохранении в колене определенного постоянного объема, который является гидрозатвором пылеуловителя. Для ревизии клапана и шламопровода 8 в корпусе гидрозатвора предусмотрена крышка.

Принцип работы установки следующий.

С включением электродвигателя вентилятора начинается открытие дроссельной заслонки всасывающего воздухопровода и через аспирационную воронку отсасывается запыленный воздух из укрытия технологического оборудования. Воздух поступает в трубу Вентури, в горловине которой достигает наивысших скоростей. Капли орошающей воды, разбрызгиваемой форсункой, дробятся воздушным потоком и ускоряются. В конфузоре и горловине трубы Вентури воздух приобретает относительно большую скорость в сравнении с каплями воды, в результате чего имеет место его фильтрация сквозь капли и осаждение на них пылевых частиц.

Капли с частицами пыли сепарируются в каплеуловителе за счет тангенциального ввода воздуха, создающего их закручивание и центробежный эффект, осаждаются на смоченной внутренней поверхности корпуса и смываются подвижной пленкой воды, создаваемой соплами. Шлам самотеком сливается через гидрозатвор в шламопровод. Очищенный пылеуловителем аспирационный воздух вентилятором через нагнетательный воздухопровод удаляется в атмосферу.

Установки работают в полуавтоматическом режиме. Включение (выключение) электродвигателя вентилятора заблокировано с приводом соответствующего технологического оборудования (конвейера, дробилки, плужкового сбрасывателя), от укрытия которого производится отсос. Одновременно включаются (отключаются) исполнительный механизм дроссельной задвижки и электромагнитный клапан подачи воды в пылеуловитель. Закрывание клапана осуществляется от импульса реле времени через 3 мин после выключения электродвигателя вентилятора - для промывания пылеуловителя и шламопровода.

Электроконтактный манометр 15 отключает двигатель вентилятора при падении давления воды, поступающей в форсунку трубы Вентури, ниже 0,3 МПа (3 кгс/см²). Срабатывает звуковая и световая сигнализация на щите управления топливоподачи.

При выходе из строя блокировок на периоды производства пусконаладочных работ и испытаний установок предусмотрены кнопки пуска и останова электродвигателя вентилятора, расположенные на щите его управления. Подача (прекращение подачи) воды в форсунку трубы Вентури и сопла каплеуловителя осуществляется вручную открытием (закрытием) электромагнитного (с помощью ручного дублера), муфтовых и аварийного клапанов.

Приложение 2
к Методическим указаниям по
эксплуатации
аспирационных установок
топливоподачи
тепловых электростанций

Технические данные установок

1. Вентилятор и электродвигатель

Обозначение	ВЦП7-40-5	В-ЦП7-40-6	В-ЦП6-45-8
Диаметр рабочего колеса, мм	500	600	800
Частота вращения рабочего колеса, об/мин	1570-2500	1430-2000	1285-1650
Полное давление, Па (кгс/м ²)	1050-3400 (105-340)	1250-3250 (125-325)	1375-3475 (137,5-347,5)
Подача, тыс.м ³ /ч	1,45-8,5	2,25-12,0	8,5-32,5
Электродвигатель серии	4А,А02	4А,А02	4А
Частота вращения электродвигателя, об/мин	1425-1450	1450-1470	1450-1475
Установленная мощность электродвигателя, кВт	4,0-15,0	7,5-22,0	15,0-45,0
КПД, %	45-56,5	45-56,5	48-58
Масса, кг	285-388	411-540	700-935

2. Труба Вентури и каплеуловитель

Подача, тыс.м ³ /ч	4,4-5,1	6,6-6,9	10,0-11,7	11,3-14,1	15,7-18,7	18,6-21,7
Скорость воздуха, м/с:						
входная	20-25					
в горловине трубы Вентури	53,8-62,4	53,4-55,4	61,4-71,8	54,8-68,4	66,0-78,7	60,6-70,5
Диаметр, мм:						
горловины трубы Вентури	170	210	240	270	290	330
каплеуловитель	600	700	940	1000	1150	1240
Количество сопел, шт.	6	6	10	10	12	12
Объемный расход воды на пылеулавливание, м ³ /ч	1,89-2,64		3,06-4,44		3,42-510	
Давление воды,МПА (кгс/см ²), поступающей:						
в трубу Вентури	0,3 -0,5 (3-5)					
в каплеуловитель	0,02-0,04 (0,2-0,4)					
Гидравлическое сопротивление Па (кгс/м ²)	1500-5000 (150-200)					
Степень очистки, %	97,0-99,5					
Габаритные размеры, мм:						
длина	1500	1710	1990	2160	2425	2610
ширина	910	1010	1250	1310	1460	1550
высота	3155	3755	4355	4680	5420	5810
Масса, кг	365	464	654	733	928	1068

3. Система орошения скруббера

3.1. Фильтр для воды

Обозначение	A10A017.000
Диаметр условного прохода, мм	50
Рабочая среда	вода
Рабочее давление, МПа(кгс/см ²)	0-1,0(0-10,0)
Пробное давление, МПа(кгс/см ²)	1,6-(16,0)

Рабочий элемент	сетка №09
Размеры ячейки (в свету), мм	0,9x0,9
Диаметр проволоки, мм	0,4
Живое сечение, %	47,9
Масса, кг	13,5

3.2. Электромагнитный вентиль

Обозначение	15кч892п 4
Диаметр условного прохода, мм	50
Рабочая среда	Вода
Температура среды, 0С	от -10 до +35
Рабочее давление, МПа(кгс/см ²)	0-1,6(0-16,0)
Пробное давление, МПа(кгс/см ²)	2,4(24,0)
Род тока	переменный
Напряжение питания, В	380
Мощность электромагнита, Вт:	
основного	800
защелки	350
Наработка на отказ, не менее, циклов	8000
Средний ресурс службы, не менее, циклов	10000
Срок службы, не менее, лет	10
Масса, не более, кг	22

3.3. Водосчетчик

Обозначение	ВСКМ
Диаметр условного прохода, мм	50
Подача, м ³ /ч:	
минимальная	0,30
эксплуатационная	12,0
номинальная	15,0
максимальная	30,0
Максимальный объем воды, м ³	
за сутки	450
за месяц	8700
Порог чувствительности, не более, м ³	0,01
Предел измерений, м ³ /ч	0,001-16,0
Масса, кг	12,0

3.4. Муфтовые вентили

Обозначение	15 кч 18р
Диаметр условного прохода, мм	15 50
Рабочая среда	Вода, пар
Температура среды, 0С	До 50

Рабочее давление, МПа(кгс/см ²)	0-1,0 (0-10,0)
Пробное давление, МПа(кгс/см ²)	1,6 (16,0)
Герметичность	3 класс
Масса, кг	0,75 5,8

4. Гидрозатвор

Обозначение	ТТ.1300.8.00
Подача шлама, не более м ³ /ч	5,0 10,0
Диаметр, мм:	
корпуса	300
сливной трубы	89 108
Габаритные размеры, мм:	
длина	840
ширина	320
высота	418 413
Масса, кг	14,3 15,6

5. Привод дроссельной заслонки

Обозначение	МЭО-1,6/40
Номинальный момент на выходном валу, кгс•м	1,6
Время одного оборота выходного вала, с	40
Максимальный рабочий угол поворота выходного вала, град	360
Напряжение питание, В	220
Наибольшая потребляемая мощность в стопорном режиме, Вт	23
Температура окружающей среды, °С	от -30 до +60
Масса, кг	10,0

Приложение 3
к Методическим указаниям по
эксплуатации
аспирационных установок
топливоподачи
тепловых электростанций

Таблица 1- Проверка технического состояния установки.

Проверяемый узел	Способ проверки	Технические требования
1. Клиноременная передача	Внешний осмотр	Канавки шкивов электродвигателя и вентилятора расположены точно друг против друга. Шкивы и особенно канавки шкивов чистые. Тип и количество ремней соответствуют паспортным данным. Ограждение без вмятин, поломок, надежно закреплено на раме.
		Надежное крепление вентилятора и электродвигателя к раме,

2. Вентилятор Рама Кожух Рабочее колесо	Внешний осмотр Внешний осмотр Демонтаж гибкой вставки с входного патрубка вентилятора и всасывающего воздухопровода. Поворот шкива или колеса вручную. Внешний осмотр. Использование измерительного инструмента.	соединение рамы с контуром заземления. Отсутствие вмятин, трещин, проржавевших участков, нарушенных сварных швов. Плотность болтовых соединений. Отсутствие погнутостей, посторонних предметов, налипания грязи. Комплект лопаток, соответствие их загиба развороту спирали кожуха, износ не более 2мм. Зазор с входным патрубком не более размера, равного 0,01 диаметра колеса. Вращение без касаний и заеданий, ход плавный. Остановка колеса без маятниковых колебаний, фиксация в различных положениях при повторных вращениях.
3.Пылеуловитель: Площадка обслуживания Фильтр для воды труба Вентури Каплеуловитель Гидрозатвор	Внешний осмотр Внешний осмотр с использованием отвеса. Разборка фильтра. Внешний осмотр. Открывание смотрового люка. Подача воды [давление 0,3- 0,5 МПа (3 - 5 кгс/см²)] Внешний осмотр. С использованием отвеса. Открывание смотрового люка. Подача воды [давление 0,02 МПа (0,2 кгс/см²)] Внешний осмотр. Открывание крышки. Подача в трубу	Надежность соединения и крепления отдельных элементов к строительным конструкциям. Удовлетворительное (не менее 50лк) освещение Установка в вертикальном положении сливной пробкой вниз. Фильтрующий элемент не нарушен и чист. Замена прокладок после каждой разборки фильтра Плотность сварных швов. Отсутствие проржавевших участков, отложений пыли в конфузоре. Аксиальное расположение форсунки. Отсутствие засорений отверстия впрыска и внутренней полости. Перекрытие "факелом" воды средней зоны конфузора. Перпендикулярность оси. Плотность сварных швов; отсутствие проржавевших участков, незачищенных сварных соединений на внутренней поверхности корпуса, отложений пыли в выходном патрубке, забивания днища. Наличие комплекта сопел, правильность их ориентации; отсутствие разрывов

	Вентури и каплеуловитель воды [давление соответственно 0,5 и 0,04 МПа (5 и 0,4 кгс/см ²)]	резиновых трубок, засорения отверстия впрыска и внутренней полости Плотность сварных швов. Отсутствие забивания сливной трубы и днища. Легкость вращения клапана. Состояние резиновой прокладки удовлетворительное. Равномерность истечения шлама (воды). Прижатие клапана к срезу сливной трубы плотное (при отсутствии шлама (воды))
4. Воздуховоды: Кронштейны, опоры, подвески, хомуты Отдельные участки	Внешний осмотр. Внешний осмотр. Легкое простукивание металлическим предметом	Отсутствие перекосов, нарушенных сварных швов. Надежность крепления к строительным конструкциям. Плотность сварных швов. Отсутствия вмятин, пробоев, проржавевших участков, отложений пыли.
Дроссельная заслонка	Внешний осмотр.	Надежность соединения оси с рычагом исполнительного механизма, легкость вращения
Исполнительный механизм	Внешний осмотр. Использование измерительного инструмента	Чистота поверхности тормозного шкива и колодки, отсутствие их износа. Зазор между якорем и магнитопроводом – 2-2,5мм
Гибкие вставки	Внешний осмотр.	Отсутствие разрывов, провисание полотна и щелей с патрубками вентилятора и воздуховодами

Таблица 2 – Неисправности и способы их устранения.

Неисправность, внешнее проявление и дополнительные признаки	Вероятная причина	Способ устранения
	Порыв полотна гибких вставок, неплотности прилегания полотна к патрубкам вентилятора и воздуховодов.	Устранить порывы и щели, заменить полотно.
	Неплотность смотровых люков, фланцевых соединений, сварных швов воздуховодов и пылеуловителя; вмятины, пробоины воздуховодов.	Устранить неплотности; заменить прокладки, дефектные участки воздуховодов; подтянуть болтовые соединения.
	Отложения пыли в воздуховодах, пылеуловителе. Открывание дроссельной заслонки неполное:	Прочистить засоренный участок Соединить ось с рычагом.

Снижение проектной производительности установки (визуальное увеличение поступления запыленного воздуха из укрытия технологического оборудования, истечение из гидрозатвора пылеуловителя шлама пониженного пылесодержания)	-нарушение соединения (оси заслонки с рычагом исполнительного механизма ; - заклинивание оси заслонки; -несрабатывание исполнительного механизма. Давление воды, поступающей в форсунку трубы Вентури, выше 0,5Мпа (5кгс/см²). Превышение нормативного зазора между рабочим колесом и входным патрубком вентилятора. Скорость вращения рабочего колеса вентилятора недостаточная . Несоответствие проектному значению гидравлического сопротивления всасывающего и нагнетательного воздухопроводов.	Отрегулировать легкое вращение оси, смазать втулки. Провести ревизию механизма. Редуцировать муфтовым вентилем давление воды – не более 0,5Мпа (5кгс/см²). Отрегулировать зазор - не более 0,01 диаметра колеса. Произвести натяжку ремней клиноременной передачи, укомплектовать передачу недостающими ремнями, заменить шкивы. Привести в соответствие проектным диаметры воздухопроводов, количество и форму фасонных частей (колен, переходов, тройников).
2. Повышение проектной производительности установки (втягивание уплотнения в укрытие технологического оборудования, истечение из гидрозатвора пылеуловителя шлама повышенного пылесодержания)	Превышение проектной скорости вращения рабочего колеса вентилятора. Несоответствие проектному значению гидравлического сопротивления всасывающего и нагнетательного воздухопроводов.	Заменить шкивы клиноременной передачи. Привести в соответствии проектным значениям диаметры воздухопроводов, количество и форму фасонных частей (колен, переходов, тройников).
3. Снижение степени очистки пылеуловителя показания манометров ниже оптимального значения давления, визуальное увеличение запыленности вентиляционного воздуха, отсутствие или минимальное истечение из гидрозатвора пылеуловителя шлама	Засорение фильтрующего элемента фильтра для воды, форсунки трубы Вентури, сопла каплеуловителя. Отсутствие поступления воды в пылеуловитель. Давление воды, поступающей в форсунку трубы Вентури, ниже 0,3 Мпа (3кгс/см²). Давление воды, поступающей в сопла каплеуловителя, ниже 0,02 МПа (0,2 кгс/см²). Расположение форсунки трубы Вентури неправильное. Некомплектность сопел каплеуловителя.	Промыть фильтрующий элемент, заменить прокладки; прочистить отверстие впрыска и внутреннюю полость форсунки, сопел. Ревизовать электромагнитный Вентиль. Отрегулировать муфтовым вентилем давление 0,3-0,5 МПа (3-5 кгс/см²). Отрегулировать муфтовым вентилем давление 0,02-0,04 МПа (0,2-0,4 кгс/см²). Отрегулировать аксиальное положение форсунки.

	Разрыв резиновых трубок сопла каплеуловителя.	Восстановить комплект. Заменить дефектные трубки.
4. Повышенный брызгоунос (большое содержание капель в вентиляционном воздухе, намокание гибких вставок, в периоды отрицательных температур воздуха - обледенение нагнетательного воздуховода).	Не герметичность гидрозатвора пылеуловителя. Сварные швы внутренней поверхности корпуса каплеуловителя не зачищенные. Неперпендикулярность корпуса каплеуловителя. Давление воды, поступающей в сопла каплеуловителя, выше 0,04 МПа (0,4 кгс/см ²).	Устранить неплотности. Зачистить сварные швы. Установить корпус каплеуловителя перпендикулярно. Редуцировать муфтовым вентилем давление, но не ниже 0,02 МПа (0,2 кгс/см ²).
5. Отсутствие истечения шлама из гидрозатвора пылеуловителя [переполнение пылеуловителя шламом (водой)].	Засорение сливной трубы, корпуса гидрозатвора. Заедание клапана гидрозатвора.	Прочистить трубу, корпус. Устранить заедание.
6. Течь корпуса пылеуловителя, гидрозатвора [из трубы Вентури, пылеуловителя, гидрозатвора течет шлам (вода)].	Негерметичность смотровых люков. Неплотность сварных швов.	Уплотнить люки, заменить прокладки. Устранить неплотность.
7. Поступление воды в пылеуловитель при выключенном электродвигателе вентилятора (слышен шум воды внутри корпуса пылеуловителя, истечение из гидрозатвора шлама пониженного пылесодержания).	Несрабатывание электромагнитного вентиля	Отревидизировать вентиль
8. Повышенная вибрация вентилятора.	Нарушение балансировки рабочего колеса. Работа подшипников неудовлетворительная. Крепление вентилятора, электродвигателя к раме неудовлетворительное.	Очистить колесо от грязи, восстановить комплект лопаток, отбалансировать колесо. Перебрать подшипники, при необходимости - заменить. Подтянуть болты.
9. Чрезмерный нагрев подшипников вентилятора, электродвигателя (температура корпуса подшипников более установленной техническими требованиями завода-изготовителя)	Отсутствие смазки. Загрязнение подшипникового узла. Выход подшипников из строя. Электродвигатель вентилятора недостаточной мощности.	Залить смазку. Промыть подшипники, залить свежую смазку. Произвести ревизию, заменить неисправные подшипники. Заменить электродвигатель.
10. Сильный шум внутри кожуха вентилятора	Попадание постороннего предмета, отрыв лопатки рабочего колеса. КПД вентилятора ниже проектного значения.	Произвести ревизию, удалить посторонний предмет, приварить лопатку. Установить вентилятор, КПД которого не менее 0,45.

Методические указания по эксплуатации водогрейных котлов с внешними теплообменниками

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по эксплуатации водогрейных котлов с внешними теплообменниками (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

- 1) щелочной режим - режим, при котором в котловой воде может присутствовать некоторое количество едкого натра, компенсированного солесодержанием;
- 2) насос подпитки замкнутого контура - насос, компенсирующий утечки замкнутого контура циркуляции;
- 3) дробевая установка - установка, предназначенная для очистки конвективных поверхностей нагрева от загрязнения;

Иные понятия и термины, используемые в настоящих Методических указаниях, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

Глава 2. Область применения

3. Настоящие Методические указания устанавливают общий порядок, последовательность и применения основных технологических операций, обеспечивающих надежную и экономичную эксплуатацию водогрейных котлов с внешними теплообменниками.

4. Нормы по эксплуатации котлов с внешними теплообменниками, изложенные в настоящих Методических указаниях, применимы для водогрейных котлов, от теплопроизводительности которых изменяются количество и схемы включения внешних теплообменников, количество и тип насосов, принятых в технологической схеме.

Глава 3. Растопка котла

5. Подготовительные операции для растопки водогрейного котла:

1) растопке котла после монтажа и капитального ремонта предшествуют приемка основного и вспомогательного оборудования, промывка и щелочение, при этом все газопроводы перед пуском в них газа подвергаются контрольной опрессовке воздухом с давлением 0,01 мегапаскаль (1000 килограмм сил/квадратных метров) (далее – МПа (1000 кгс/м²)) и уровнем снижения давления не превышающем 600 паскаль/час (60 килограмм сил/квадратных метров/час) (далее – Па/ч (60 кгс/м²/ч));

2) растопка котла производится по распоряжению начальника смены электростанции;

3) растопка котла производится под руководством начальника смены котлотурбинного цеха или старшего машиниста, а после выхода котла из капитального ремонта или монтажа – под контролем начальника (заместителя начальника) котлотурбинного цеха или лица, его замещающего (начальника котельной);

4) все операции по подготовке котла к растопке выполняются машинистом котла под руководством старшего машиниста;

5) перед растопкой котла убедиться в прекращении всех ремонтных работ, отсутствии ремонтного персонала на местах производства работ и посторонних предметов вблизи подготавливаемого к работе оборудования;

6) перед растопкой котла осматривается котел и вспомогательное оборудование, при этом проверяется обмуровка котла, изоляция трубопроводов (к котлу и водоводяным теплообменникам), состояние штоков и сальниковых набивок, исправность механических рычагов (отсутствие трещин, наличие шайб и шплинтов в шарнирных соединениях), приводов к шиберам и задвижкам, арматуры (наличие всех крепежных болтов в крышках теплообменников и фланцевых соединениях);

7) определяется исправность управления шиберами вручную по месту, отсутствие местных указателей положения шиберов и клапанов "Открыто" и "Закрыто", устанавливаются штурвалы колонки дистанционного управления и механизм электрический однооборотный, привода шиберов и задвижек в рабочее положение, обеспечивающее дистанционное управление от электропривода;

8) проверяется исправность работы реперов котла, состояние опор трубопроводов, готовность дробевой установки, наличие дробы в бункерах, наличие средств пожаротушения, исправность и достаточность основного и аварийного освещения котла и вспомогательного оборудования, исправность всех средств связи и сигнализации, исправность форсунок котла;

9) на котле устанавливаются проверенные и тарированные на водяном стенде форсунки, проверяется давление воздуха в паромеханических форсунках на соответствие давлению пара, идущего на распыливание;

- 10) проверяется качество распыления форсунок на стенде котла;
- 11) проверяется оснащение котла запально-защитными устройствами, управляемыми дистанционно и при этом по месту предусматривается возможность применения ручного запальника;
- 12) осматривается топка, конвективные поверхности нагрева котла и теплообменники. Через лазы и лючки проверяется состояния внешнего состояния горелок и труб поверхностей нагрева котла;
- 13) проверяется на отсутствие посторонних предметов и мусора на лестничных площадках;
- 14) проверяется закрытие вентилей на подводящих паропроводах котла, в том числе для продувки форсунок;
- 15) проверяется закрытие запорной и регулирующей арматуры на линиях подвода мазута к котлу, линии рециркуляции, линии к дренажному коллектору и запорных вентилей перед каждой мазутной форсункой;
- 16) проверяется отключение мазутопровода котла заглушками, закрытие запорной и регулирующей арматуры на газопроводе к котлу и запорных вентилей на подводе газа к горелкам, отключении газопровода заглушками, закрытии клапанов к запальникам;
- 17) подается заявка начальнику смены на сборку электрической схемы электродвигателей механизмов дистанционного управления арматурой и шиберами и на подачу напряжения на контрольно-измерительные приборы, защиты, блокировки и сигнализацию;
- 18) проверяется исправность средств измерений, блокировок, защит и дистанционного управления арматурой;
- 19) при отсутствии установления заглушек на топливопроводах проверяется действия защиты, блокировок и управления арматурой без открытия арматуры перед форсунками;
- 20) проводится вентилирование топки и газозовдухопроводов котла, включив дымосос и вентилятор не менее чем на 10 минут с расходом воздуха 25% от общего расхода воздуха на вентилирование;
- 21) перед началом растопки котла вся арматура по водяному тракту котла и теплообменники по контурной и по сетевой воде закрываются. Для заполнения котла контурной водой открываются: вентили К-9 и К-10 на трубопроводе подачи воды от деаэраторов баков котлов, или от водоочистки водогрейных котлов согласно рисунку 1 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям, вентили К-19 и К-21 на стороне всасывания насосов подтопки замкнутого контура, вентиль К-12 на байпасе насосов замкнутого контура, задвижка К-1 на трубопроводе входа контурной воды в котел;
- 22) включается в работу насос подпитки замкнутого контура, открывается вентиль К-20 на стороне нагнетания насоса, включается в работу резервный насос подпитки

замкнутого контура, открывается вентиль К-22 и ставится на автоматический ввод резерва;

23) открывается периодическая продувка котла, для чего открывается ручная арматура и регулирующая задвижка П-1 на трубопроводе периодической продувки котла, включается в работу расширитель дренажной и периодической продувки, насос откачки из бака сливов, открывается в ручную запорная арматура насоса откачки из бака сливов;

24) заполняются теплообменники и их байпас контурной водой, для чего открывается байпас задвижки К-2 на трубопроводе контурной воды на выходе из котла в теплообменники, открываются все воздушники на теплообменниках, открываются байпасы вентилей К-3, К-5 и К-7 на трубопроводах подвода контурной воды в теплообменники;

25) заканчивается заполнение теплообменников после достижения установленного уровня и равенства температуры воды на входе и выходе каждого теплообменника, закрываются все воздушники на корпусах теплообменников, открываются регулирующий клапан Б-2 и ручные вентили на трубопроводе байпаса теплообменников;

26) после повышения температуры контурной воды в теплообменниках до температуры обратной сетевой воды (D_t не более 40°C) заполняется трубное пространство теплообменников сетевой водой, для чего открываются байпасы вентилей С-1, С-2, С-4, С-6, С-8, вентили С-3, С-5 и С-7;

27) осматривается котел, на отсутствие течей в элементах котла и теплообменников;

28) закрываются все лазы и смотровые лючки;

29) при растопке и работе котла на мазуте подготавливаются для заполнения мазутопроводы котла, при этом проверяется давление мазута в общем мазутопроводе котельной - 2,5 МПа (25 кгс/см^2), закрытие всех вентилей и наличие заглушек на линии подачи пара в мазутопровод котла и на линии в дренажный коллектор согласно рисунку 2 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям;

30) ключ выбора топлива ставится в положение "Мазут" и собирается схема подачи пара на распыл мазута, устанавливаются форсунки с выдвиганием их из амбразур, снимаются заглушки на подводящем и рециркуляционном мазутопроводах котла, на общем подводящем трубопроводе подачи пара к форсункам, открывается задвижку М на подводе мазута к котлу предохранительно-запорный клапан (далее – ПЗК), механизм регулирующей и ручной вентиль на линии рециркуляции мазута согласно рисунку 2 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям;

31) открывается задвижка подачи мазута на котел от одного напорного мазутопровода, открытием редукционно-мазутный клапана ставится мазутопровод

котла на циркуляцию, прогревается и проверяется состояние арматуры перед форсунками, на отсутствие протечек мазута через сальники, фланцевые соединения;

32) проверяется температура мазута в мазутопроводе перед котлом на соответствие 120-135°C, по датчикам температуры мазута на входе в котел;

33) подсоединяются форсунки по пару и мазуту, дренируется и ставится под давление паропровод к мазутным форсункам, давление пара перед горелками устанавливается равным 0,8 МПа (8 кгс/см²) в соответствии с внутренними правилами технической эксплуатации мазутных форсунок;

34) при растопке котла на газе подготавливается газопровод согласно рисунку 3 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям, котла для заполнения газом, ключ выбора вида топлива ставится в положение "Газ", проверяется наличие пробки на штуцере подвода сжатого воздуха или инертного газа, закрываются задвижки подачи газа к горелкам 1Г-1 - 6Г-1 и 1Г-2 - 6Г-2, открывается СП-1 - СП-4 и 1СБ - 6СБ, ПЗК, РКГ, проверяется на закрытие задвижка 1Г, включается манометр и расходомер газа, проверяется избыточное давление газа в общем газопроводе котельной (в соответствии с СН РК 4.03-01 давление газа перед горелками, которое обеспечивается не ниже 0,01-0,15 МПа (0,1-0,15 кгс/см²), открываются заглушки на газопроводе котла и к запальникам, открываются задвижки 1П и 1ГЗ, газопроводы заполнятся газом в течение 10-15 мин;

35) управление процессом растопки котла производится со щита управления;

36) после полного прогрева всех теплообменников, при установлении равенства температур воды на входе и выходе, открываются вентили К-4, К-6 и К-8 на трубопроводах выхода контурной воды из теплообменников;

37) включается в работу насос замкнутого контура, открываются вентили К-13 и К-15 на стороне всасывания насоса замкнутого контура, открываются вентили К-14 и К-16 на стороне нагнетания насоса замкнутого контура, опробовать работу схемы автоматического ввода резервного насоса и оставить его в работе;

38) закрывается вентиль К-12, открывается задвижка К-2 на трубопроводе выхода контурной воды из котла и закрывается ее байпас, открываются вентили К-3, К-5 и К-7 на трубопроводах подвода контурной воды в теплообменники и закрываются их байпасы, закрывается регулирующий клапан Б-2 на трубопроводе байпаса теплообменников;

39) открываются вентили С-1, С-2, С-4, С-6 и С-8 на трубопроводах сетевой воды к теплообменникам и закрываются их байпасы;

40) для поддержания постоянного допустимого давления контурной воды на стороне всасывания насоса замкнутого контура в ручную открывается арматура и включается в работу автомат регулирующего клапана Б-1 на байпасах насоса подпитки замкнутого контура;

41) сравниваются расходы продувочной воды с расходом подпиточной воды, если расход подпиточной воды больше продувочной - в тракте котла имеются утечки, если меньше - проверяется правильное показание расходомеров, путем их тарировки.

Сноска. Пункт 5 с изменением, внесенным приказом Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

6. Растопка котла на мазуте:

1) производится управление запальным устройством со щита или по месту у горелок;

2) устанавливается давление общего воздуха, в пределах 200-300 Па (20-30 кгс/м²), разрежение вверху топки поддерживается, в пределах 20-30 Па (2-3 кгс/м²);

3) устанавливается ключ "Защита" в положение "Розжиг", при этом включаются защиты от понижения давления воды за котлом, повышения давления воды за котлом, повышения температуры воды за котлом, отключения дутьевого вентилятора, дымооса, защиты от исчезновения напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления и всех измерительных приборах;

4) открывается на мазутопроводе перед разжигаемой форсункой клапан с ручным (при растопке по месту) или с электрическим приводом (при растопке со щита);

5) подается пар для распыливания мазута, устанавливается давление перед форсунками равное 0,2-0,25 МПа (2-2,5 кгс/см²);

6) включается запальное устройство одной из горелок нижнего яруса, проверяется визуально в загорании и устойчивом горении факела;

7) открывается клапан с электрическим (при растопке со щита) или с ручным (при растопке по месту) приводом перед разжигаемой форсункой. Мазут загорится;

8) контролируется разрежение в топке, поддерживая его на уровне 30-50 Па (3-5 кгс/м²);

9) проследить за процессом горения, при котором факел соломенного цвета, бездымный, устойчивый, без темных полос и светящихся "звездочек", устанавливается при установке его к устью форсунки для уменьшения подачи воздуха;

10) регулируется режим горения форсунки, воздействуя на подачу мазута и воздуха;

11) производится розжиг последующих горелок, сначала нижних, затем верхних с помощью запальных устройств;

12) отключаются запальные устройства работающих горелок после установления устойчивого горения;

13) закрывается задвижка с электроприводом регулирующего механизма;

14) по показаниям манометра перед горелками устанавливается регулирующий клапан на соответствующее давление мазута перед форсунками;

15) если в процессе розжига в первой разжигаемой горелке мазут не загорится, закрывается подача мазута к котлу, отключается запальное устройство, вентилируются горелки, топка и газоходы в течение 10 минут при расходе воздуха не менее 25 % от номинального значения;

16) если в процессе растопки котла не загорится или погаснет одна горелка (при работающих остальных), закрывается подача мазута на эту горелку, отключается ее запальное устройство, устраняется причина погасания горелки, продувается горелка воздухом, после перечисленного приступают к повторному розжигу;

17) в случае полного погасания факела в топке прекращается подача мазута к котлу, и выключаются все запальные устройства, после устранения причин погасания приступают к растопке;

18) по окончании операций по растопке котла ключ "Защита" устанавливается в положение "Включено", при этом включаются защиты погасания факела в топке, понижения давления мазута за регулирующим клапаном;

19) после окончания растопки котла и при снижении содержания железа в замкнутом контуре до нормируемых значений, закрывается периодическая продувка котла за счет полного закрытия запорной арматуры на линии периодической продувки.

7. Растопка котла на газе:

1) производится управление запальными устройствами со щита управления или непосредственно по месту;

2) ключ "Защита" ставится в положение "Розжиг", при этом убеждаются во включении защиты;

3) устанавливается давление воздуха в пределах 200-300 Па (20-30 кгс/м²) с помощью включателя на линии подачи давления воздуха;

4) открывается на газопроводе перед разжигаемой горелкой первую задвижку, вентиль на газопроводе к запальному устройству, закрывается вентиль на СБ данной горелки;

5) включается запальное устройство одной из горелок нижнего яруса, проверяется визуально в загорании и устойчивом горении факела запальника;

6) открывается вторая по ходу газа задвижка перед разжигаемой горелкой и появившееся пламя регулируется воздействием подачи газа и воздуха;

7) последующие горелки (сначала нижнего, затем верхнего ярусов) разжигаются в последовательности, в соответствии с подпунктами 1)-6) пункта 9 настоящих Методических указаний;

8) при достижении устойчивого горения в топке гасятся запальные устройства работающих горелок и закрываются задвижки на СБ;

9) устанавливается на регулирующем клапане требуемое давление газа перед форсунками и включается его на автомат;

10) если в процессе розжига в любой горелке из разжигаемой группы газ не загорится, закрывается подача его к котлу, отключается запальное устройство и производится вентилирование горелки, топки, газоходов котла в течение 10 минут при расходе воздуха не менее 25% от номинального, после устранения причин не воспламенения приступают к повторному розжигу;

11) если в процессе растопки не загорится или погаснет хоть одна горелка (при работающих горелках растопочной группы), закрывается подача газа на эту горелку, отключается запальное устройство, устраняется причина не воспламенения или погасания, продувается горелка воздухом, приступают к ее повторному розжигу;

12) в случае полного погасания факела в топке прекращается подача газа к котлу, отключаются все защитно-запальные устройства. После устранения причин погасания приступают к повторной растопке;

13) по окончании операций по растопке котла ключ "Защита" устанавливается в положение "Включено", при этом дополнительно включаются защиты от погасания общего факела в топке, понижения давления газа за регулирующим клапаном;

14) после окончания растопки котла закрывается периодическая продувка котла.

Глава 4. Перевод котла с одного вида топлива на другой

8. Перевод котла с мазутного на газовое топливо:

1) проверяется срабатывание ПЗК, работоспособность технологических защит и блокировок по газу;

2) подготавливается и заполняется газопровод котла газом, подать газ и разжигается одна горелка из нижнего яруса, после загорания газа закрываются вентили на мазутопроводе к форсунке этой горелки;

3) проверяется в устойчивом горении факел, продувается форсунка паром, выдвигается из горелки и снимается;

4) в соответствии с подпунктами 1) – 3) настоящего пункта переводится подача топлива с мазута на газ и по остальным горелкам;

5) выводятся паромазутопроводы котла в резерв;

6) после перевода всех работающих горелок с мазута на газ ключ выбора топлива ставится в положение "Газ".

9. Перевод котла с газового на мазутное топливо:

1) при переводе котла с газа на мазут выполняются операции по подготовке и заполнению мазутопроводов котла мазутом, закрываются задвижки на газопроводе перед горелкой, проверяются на устойчивое горение факела, открывается вентиль СБ горелки;

2) в соответствии с предыдущим подпунктом переводятся с газа на мазут остальные горелки;

3) выводятся газопроводы котла в резерв;

4) после перевода всех работающих горелок с газа на мазут ключ выбора топлива ставится в положение "Мазут".

Глава 5. Обслуживание котла во время работы под нагрузкой

10. Технологические защиты, блокировки, сигнализация и автоматические регуляторы, участвующие в процессе работы котла, находятся в постоянном включенном состоянии.

11. Режим работы котла осуществляется в соответствии с режимной картой согласно форме таблицы 1 приложения 2 к настоящим Методическим указаниям, при этом дежурным персоналом цеха тепловой автоматики и измерений обеспечивается постоянная работоспособность и правильность показаний контрольно-измерительных приборов.

12. Выявление отклонений от нормальных условий работы котла производится за счет принятия оперативных мер по устранению нарушений режимов работы котла и вспомогательного оборудования.

13. Во время работы котла отслеживается:

- 1) режим горения топлива;
- 2) правильная работа горелок и форсунок;
- 3) возникновение свищей в трубах поверхностей нагрева, коллекторов; теплообменников, перепускных труб и контурных сетевых трубопроводов и при их появлении устраняются;
- 4) параметры топлива до регулирующего клапана и перед горелками;
- 5) работоспособность систем контроля, дистанционного управления и авторегулирования, защит, блокировок и сигнализации;
- 6) плотность газозоудного тракта;
- 7) проток воды в системе охлаждения лазов;
- 8) состояние арматуры водяных и топливных трактов котла;
- 9) состояние обмуровки и изоляции, работа вспомогательного оборудования;
- 10) исправность рабочего и аварийного освещения, исправность систем связи.

14. Согласно установленному графику производится профилактический осмотр котла, теплообменников и вспомогательного оборудования. Обнаруженные дефекты оборудования фиксируются в журнале учета дефектов.

15. При обходах осматриваются все газопроводы в пределах котла. Утечки газа определяются по приборам-газоанализаторам (при наличии) или по характерному звуку, на ощупь по движению воздуха, характерному запаху газа или путем применения мыльного раствора с покрытием возможных мест утечки (появление мыльных пузырей указывает место утечки).

При появлении утечки газа выполняются действия, регламентированные должностной инструкцией с сообщением старшему машинисту или начальнику смены.

16. Основные показатели работы котла с номинальной теплопроизводительностью представлены в таблице 1 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям, при этом температура сетевой воды на выходе из теплообменников зависит от температуры обратной сетевой воды (с температурой до 150°C) и расхода воды через теплообменники.

17. Поддержка давления на стороне всасывания насосов замкнутого контура производится за счет работы регулирующего клапана Б-1 байпаса насосов замкнутого контура на автомате на уровне 1,7-2,0 МПа (17-20 кгс/см²).

18. Непрерывная продувка замкнутого контура котла производится в перечисленном порядке:

1) открывается ручную арматуру на трубопроводе непрерывной продувки и задвижки П-2 и П-3;

2) в случае отсутствия установки, для очистки конденсата непрерывно продувается контур в направлении баков приема сбросных вод, для этого закрывается задвижка П-3 и открывается соответствующая ручная арматура;

3) охлажденная в баках продувочная вода замкнутого контура котла с температурой не выше 30°C подается на водоподготовительную установку.

19. Поддержание температуры контурной воды на входе в котел производится за счет установки, на автомат регулирующего клапана Б-2, установленного на трубопроводе байпаса контурной воды теплообменников, для поддержания температуры контурной воды на входе в котел, равной 110°C.

20. За разностью температур контурной воды на входе и выходе в теплообменники осуществляется контроль, в результате которого:

1) не допускается превышение разности температур контурной воды на входе в теплообменники и сетевой на выходе из них больше 40°C;

2) в случае превышения разности температур уменьшается расход сетевой воды через теплообменники или теплопроизводительность котла;

3) допускается разность температур выше 40°C, при наличии расчетного обоснования, отраженного в руководстве по эксплуатации изготовителя теплообменников;

4) скорость повышения или понижения температуры контурной воды в теплообменниках при изменениях теплопроизводительности котла устанавливается не более 60°C в час для теплообменников, в отапливаемом помещении, и 30°C в час при установке на улице, при необходимости параметры уточняются по технической документации на каждый тип теплообменников.

21. Регулирование теплопроизводительности котла в диапазоне нагрузок по газу – 30-100%, и 45-100% по мазуту производится изменением давления топлива в условиях работы котла со всеми включенными горелками.

22. В целях увеличения теплопроизводительности котла в последовательном порядке увеличивается тяга, расход воздуха и топлива.

Для уменьшения тепловой производительности в последовательном порядке уменьшается расход топлива, воздуха и тягу.

23. Ограничение локальных тепловых потоков в топке и снижение вредных выбросов оксидов азота при работе котла в диапазоне тепловой производительности 60 -100%, производится за счет работы котла с включенным дымососом.

24. Допустимая степень открытия направляющих аппаратов дымососа определяется в процессе режимно-наладочных испытаний в зависимости от применения конкретных схем газовой рециркуляции.

25. Избыток воздуха в уходящих газах из котла поддерживается при номинальной тепловой нагрузке на уровне 1,05-1,1 при работе на газу и 1,1-1,15 при работе на мазуте .

26. При включение дымососа рециркуляции газов на работающем котле поднимается давление воздуха до 30 Па (300 кгс/м^2) при номинальной тепловой производительности котла, затем постепенно открывается направляющий аппарат дымососа до рекомендуемого значения;

27. Для изменения содержания железа в замкнутом контуре в процессе эксплуатации котла:

1) при увеличении уровня железа в замкнутом контуре котла, по указанию лица, контролирующего этот уровень, осуществляется периодическая продувка котла;

2) после снижения содержания железа в котле до нормируемого значения, периодическая продувка котла прекращается.

28. При повышении гидравлического сопротивления трубок теплообменников по сетевой воде от расчетного увеличения расхода в 1,5 раза осуществляется индивидуальная промывка трубок теплообменника с помощью передвижной высоконапорной установки.

Глава 6. Нормы водно-химического режима замкнутого контура котла

29. В замкнутом контуре применяются два водных режима:

1) щелочной режим с подпиткой контура турбинным конденсатом на ТЭЦ для давления питательной или подпиточной водой барабанных котлов высокого давления;

2) щелочной режим с подпиткой контура натрий-катионированной водой (в случае расположения промежуточного контура в котельной).

30. Щелочной режим с подпиткой замкнутого контура турбинным конденсатом определяется:

1) качество подпиточной воды замкнутого контура удовлетворяет нормам, согласно таблице 2 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям;

2) качество воды замкнутого контура удовлетворяет нормам, согласно таблице 3 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям.

31. При ведении щелочного режима с подпиткой замкнутого контура натрий-катионированной водой (в случае расположения промконтура в котельной):

1) качество подпиточной воды замкнутого контура нормируется показателями, согласно таблице 4 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям;

2) качество воды замкнутого контура нормируется показателями, согласно таблице 5 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям.

32. Продувка замкнутого контура во всех водных режимах обеспечивается поддержанием качества воды по соединениям железа. Общий расход непрерывной и периодической продувки, исходя из условий поддержания давления воды в замкнутом контуре, не более 30 т/ч на один котел.

33. Непосредственная присадка гидразина и других токсичных веществ в воду контура и подпиточную воду не производится.

34. Поддержание значений кислотности воды замкнутого контура осуществляется вводом аммиака или едкого натра. Ввод растворов щелочных реагентов осуществляется в трубопровод подачи подпиточной воды на сторону всасывания насоса подпитки замкнутого контура.

35. При вводе в эксплуатацию замкнутого контура после монтажа:

1) водогрейные котлы, имеющие на внутренней поверхности эксплуатационные отложения в количестве 500 г/м^2 и более, подвергаются химической очистке;

2) водогрейные котлы перед вводом в эксплуатацию подвергаются щелочению.

36. Эксплуатационная химическая очистка поверхностей нагрева осуществляется при удельной загрязненности отложениями более 600 г/м^2 .

37. Трубки теплообменников выполняются из коррозионностойких сталей. Для оценки состояния внутренней поверхности труб вырезают контрольные образцы из неповрежденных участков в районе топочных экранов на отметках между горелками и над верхним ярусом, нижних сгибающих змеевиков верхних конвективных пакетов.

Глава 7. Останов котла

38. Останов котла работающего на мазуте в резерв на срок не более 3 суток согласно рисункам 1 и 2 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям:

1) выполняется операции по очистке конвективных поверхностей нагрева котла;

2) отключается последовательно все горелки, начиная с верхних;

3) закрывается арматура на подаче мазута к форсункам;

4) закрывается подачу воздуха в отключенные горелки;

5) продуть форсунки паром, открыв вентили (1Пр-6Пр);

6) закрывается подачу пара на распыление мазута (1П-6П);

7) отключенные форсунки вывести из топки;

8) закрывается предохранительно-запорные клапаны, регулирующие клапаны, запорные вентили на подающих и рециркуляционных мазутопроводах котла;

9) визуально проверяется в полном погасании факела в топке.

39. Останов котла работающего на газе с выводом в резерв на срок не более 3 суток:

1) выполняется операции по очистке конвективных поверхностей нагрева котла;

2) отключается последовательно все горелки, начиная с расположенных сверху;

3) прикрыть подачу воздуха в отключаемые горелки;

4) закрываются предохранительно-запорный клапан, регулирующий газовый клапан, запорные задвижки на линии подачи газа к котлу;

5) открываются продувочные свечи на отключаемом газопроводе, провентилировать топку, газоходы и воздухопроводы в течение 15 минут;

6) останавливается дымосос и вентилятор, закрывается их направляющие аппараты;

7) отключаются технологические защиты, поставив переключатель "Защита" в положение "Отключено";

8) после охлаждения котла и теплообменников до температуры на 20 °С отключается насос замкнутого контура;

9) закрываются вентили К-13 — К-16 на стороне всасывания и нагнетания;

10) для обеспечения циркуляции воды в замкнутом контуре оставляется в работе один насос подпитки замкнутого контура;

11) открывается вентиль К-12 на байпасе насосов замкнутого контура;

12) закрывается непрерывная продувка замкнутого контура.

40. Останов котла на срок более чем на 3 суток, но менее чем на 30 суток:

1) все газопроводы к котлу отключаются и выполняются операции по очистке мазутопроводов котла и отводов к горелкам от мазута продувкой паром в дренажный трубопровод;

2) отключаются заглушками мазутопроводы котла от всех мазутных магистралей котельной и продувочных линий;

3) освобождаются от газа газопроводы котла и все отводы к горелкам с помощью продувки сжатым воздухом;

4) окончание продувки определяется анализом (остаточное содержание газа в продувочном воздухе не превышает 1/5 нижнего предела воспламенения природного газа);

5) отсоединяются заглушками запальные устройства от трубопроводов подачи газа;

6) при установке теплообменников на улице или в не отапливаемом помещении для исключения понижения температуры поверхности теплообменников осуществляется за счет работы насоса подпитки замкнутого контура проток подпиточной воды через теплообменники;

7) открывается байпас регулирующего клапана Б-2;

- 8) закрываются регулирующий клапан Б-2 и ручные вентили на трубопроводе байпаса теплообменников;
 - 9) закрывается запорный клапан К-2 на выходе контурной воды из котла;
 - 10) отключается насос замкнутого контура;
 - 11) включается непрерывная продувка контура;
 - 12) при положительных температурах окружающего воздуха в местах установки теплообменников останавливается насос подпитки замкнутого контура;
 - 13) закрываются вентили К-19 и К-20 на стороне всасывания и нагнетания;
 - 14) закрываются ручную арматуру и регулирующий клапан Б-1 на байпасе насоса подпитки замкнутого контура;
 - 15) закрываются ручную арматуру и регулирующий клапан Б-2 на трубопроводе байпаса теплообменников;
 - 16) отключается насос замкнутого контура и закрываются вентили К-13 — К-16 на стороне всасывания и нагнетания;
 - 17) открываются вентили всех воздушников и дренажей котла;
 - 18) дренируется вода из котла, для чего закрываются вентили К-1 и К-2 на входе в котел и выходе из него;
 - 19) дренируется сетевая вода из теплообменников, для чего закрываются вентили С-2 — С-7 на входе сетевой воды в теплообменники и выходе из них;
 - 20) открываются вентили всех дренажей и воздушников трубной системы теплообменников;
 - 21) дренируется контурная вода из корпусов теплообменников, для чего закрываются вентили К-3 — К-8 на входе контурной воды в корпуса теплообменников и выходе открываются вентили всех воздушников и дренажей;
 - 22) осуществляется дренирование в расширитель дренажей и периодической продувки;
 - 23) дается заявка на разборку электрических схем электродвигателей механизмов и дистанционного управления арматурой и шиберами;
 - 24) производится внутренний осмотр, очистку, ремонт котла;
 - 25) газоопасные работы выполняются по письменному распоряжению начальника эксплуатации в смене.
41. Останов котла на срок более 30 суток:
- 1) до выполнения консервации котла и теплообменников, производится наружный осмотр трубок теплообменников;
 - 2) отключаются заглушками теплообменники по сетевой воде;
 - 3) снимаются крышки с корпусов всех теплообменников;
 - 4) создается давление контурной воды, равное 1,0-1,2 МПа (10-12 кгс/см²), за счет включения в работу насосов замкнутого контура;

5) осуществляется регулировка давления контурной воды регулирующим клапаном Б-1;

6) осматривается трубки, в случае повреждений восстановить их плотность, если это невозможно, заглушить;

7) все операции по осмотру трубок теплообменников проводится при температуре контурной воды не выше 45 °С.

42. Консервация котла и теплообменников путем прокачки:

1) устанавливается крышки на корпусах теплообменников;

2) выполняется внутренняя консервация котла и теплообменников путем прокачки подпиточной воды из деаэрационных баков через котел и замкнутый контур;

3) отключаются насосы подпитки замкнутого контура и насосы замкнутого контура ;

4) открываются вентили К-11 и К-12 на их байпасах;

5) сброс подпиточной воды осуществить через трубопровод непрерывной продувки в расширитель дренажей и трубопровод периодической продувки с последующей подачей ее на установку для очистки производственных конденсатов или на водоподготовительную установку;

6) прокачка воды выполняется в течение всего времени останова котла.

Глава 8. Аварийные положения

43. Нарушения в работе оборудования определяются в соответствии с Правилами проведения расследования и учета технологических нарушений в работе единой электроэнергетической системы, электростанций, районных котельных, электрических и тепловых сетей, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 121 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10558):

1) проверяются эксплуатационные показатели;

2) на основании показаний приборов и внешних признаков составляется представление о нарушении режима;

3) сообщается начальнику смены котлотурбинного цеха или электростанции о произошедшем нарушении режима;

4) устанавливается характер и место повреждения;

5) включается резервное и отключается поврежденное оборудование;

6) проверяется в нормальной работе резервного оборудования;

7) применяются меры к восстановлению поврежденного оборудования.

44. При несчастных случаях во время эксплуатации котла при наличии навыков оказывается медицинская помощь пострадавшему. Вызывается медицинский персонал и уведомляется о происшедшем начальник смены котлотурбинного цеха и электростанции.

45. Регистрация аварий в оперативном журнале производится с указанием начала, характера протекания и действий персонала по ее ликвидации, времени отдельных событий (включения и отключения оборудования, срабатывания блокировок, защит и сигнализации).

46. Аварийный останов котла производится автоматическими защитами или непосредственно персоналом в случае:

- 1) выхода из строя расходомера контурной воды;
- 2) при нарушениях режима, требующих подрегулировки питания;
- 3) останова насоса замкнутого контура и не включения резервного насоса по схеме автоматического ввода резерва;
- 4) останова насоса подпитки замкнутого контура и не включения резервного насоса по автоматическому вводу резерва;
- 5) повышения давления контурной воды на выходе из котла до 2,6 МПа (26 кгс/см^2) или понижение его при указанных температурах до значений, меньших, согласно таблице 6 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям;
- 6) разрыва труб поверхностей нагрева котла, коллекторов и трубопроводов при соответствующем давлении;
- 7) обнаружения в основных элементах теплообменников трещин, вспучивания, пропусков или потения в сварных швах, течей;
- 8) погасания факела в топке;
- 9) недопустимого понижения давления газа или мазута за регулирующим клапаном;
- 10) отключения дымососа или дутьевого вентилятора;
- 11) взрыва в топке, газоходе;
- 12) разрушения обмуровки, других повреждений, угрожающих персоналу и оборудованию;
- 13) пожаров, представляющих опасность для персонала, оборудования и цепей дистанционного управления отключающей арматуры, входящей в схему защит;
- 14) повышения температуры контурной воды на выходе из котла до 190°C ;
- 15) исчезновения напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления или всех контрольно-измерительных приборов;
- 16) разрыва мазутопровода или газопровода в пределах котла.

47. Мероприятия, при аварийном останове котла:

- 1) закрываются задвижки С-1 и С-8 на обратном и прямом трубопроводах сетевой воды и открывается их байпасы;
- 2) закрываются вентили К-3, К-5 и К-7 на подводе контурной воды в теплообменники и открывается их байпасы;
- 3) снять с автоматического ввода резерва насос замкнутого контура;

4) останавливается насос замкнутого контура и закрываются задвижки на стороне всасывания и стороне нагнетания;

5) закрывается задвижку П-2 на трубопроводе непрерывной продувки контура;

6) открывается вентиль К-12 на байпасе насосов замкнутого контура;

7) при аварийном останове насоса подпитки замкнутого контура дополнительно открывается вентиль К-11 на байпасе.

48. Останов котла по распоряжению руководства:

1) при обнаружении свищей в поверхностях нагрева, коллекторах, трубопроводах;

2) при появлении течи и парений в арматуре и фланцевых соединениях котла, во фланцах корпусов теплообменников;

3) при неисправности отдельных защит или устройств дистанционного и автоматического управления, контрольно-измерительных приборов;

4) время останова котла определяется техническим персоналом электростанции или начальником котельной.

Глава 9. Техника безопасности, взрывобезопасности и пожаробезопасности

49. Основные указания по технике безопасности, взрыво- и пожаробезопасности отражаются в местных инструкциях, составленных в соответствии с нижеперечисленными нормативными актами:

1) Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066);

2) Правил проведения расследования и учета технологических нарушений в работе единой электроэнергетической системы, электростанций, районных котельных, электрических и тепловых сетей, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 121 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10558);

3) СН РК 4.03-01 "Газораспределительные системы".

4) Правил пожарной безопасности для энергетических предприятий, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 123 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10799).

Сноска. Пункт 49 с изменением, внесенным приказом Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

50. Требования техники безопасности при обслуживании теплообменников приводятся в руководстве по монтажу и эксплуатации изготовителя теплообменников.

Глава 10. Оснащение котла средствами измерения, авторегулирования, технологическими защитами, средствами блокировки и сигнализации

51. Рекомендуемый объем оснащения контрольно-измерительных приборов:

- 1) регистрирующий и показывающий расходомер для измерения расхода контурной воды через котел;
- 2) регистрирующий расходомер для измерения расхода сетевой воды через теплообменники;
- 3) регистрирующий расходомер для измерения расхода непрерывной продувки замкнутого контура;
- 4) регистрирующий расходомер для измерения расхода подпиточной воды контура;
- 5) показывающий манометр для измерения давления воды перед котлом (за насосом замкнутого контура);
- 6) регистрирующий и показывающий манометр для измерения давления воды за котлом;
- 7) показывающий манометр для измерения давления воды перед насосом замкнутого контура;
- 8) показывающий манометр для измерения давления воды перед подпиточным насосом;
- 9) показывающий манометр для измерения давления обратной сетевой воды;
- 10) показывающий манометр для измерения давления контурной воды в корпусах теплообменников;
- 11) показывающие приборы для измерения перепадов давления по сетевой воде на входе и выходе в каждый теплообменник;
- 12) регистрирующий и показывающий прибор для измерения температуры контурной воды перед котлом;
- 13) регистрирующий и показывающий прибор для измерения температуры контурной воды за котлом;
- 14) показывающий прибор для измерения температуры обратной сетевой воды;
- 15) регистрирующий прибор для измерения температуры прямой сетевой воды;
- 16) регистрирующий прибор для измерения температуры контурной воды на входе в каждый теплообменник;
- 17) регистрирующий прибор для измерения температуры контурной воды на выходе из каждого теплообменника;
- 18) регистрирующий прибор для измерения температуры сетевой воды на выходе из выходных теплообменников;
- 19) регистрирующий прибор для измерения расхода газа;
- 20) показывающий манометр для измерения давления газа за регулирующим клапаном;

- 21) манометр для измерения давления газа в газопроводе к котлу;
- 22) расходомер для измерения расхода мазута к котлу;
- 23) манометр для измерения давления мазута за регулирующим клапаном;
- 24) регистрирующий и показывающий манометр для измерения давления мазута в мазутопроводе к котлу;
- 25) показывающий манометр давления пара на распыление мазута;
- 26) расходомер для измерения расхода мазута на рециркуляцию;
- 27) прибор для измерения температуры мазута перед горелками;
- 28) регистрирующий прибор для измерения температуры уходящих газов;
- 29) показывающие приборы для измерения температуры дымовых газов по ширине конвективных пакетов (через переключатель);
- 30) показывающий прибор для измерения давления воздуха за дутьевым вентилятором;
- 31) регистрирующий прибор для измерения температуры подшипников тягодутьевых машин;
- 32) кислородомеры;
- 33) приборы для измерения прозрачности дымовых газов;
- 34) показывающий прибор для измерения разрежения вверху топки;
- 35) манометры на линиях подачи газа на каждую горелку;
- 36) манометры на линиях подачи мазута на каждую горелку;
- 37) манометры распыливающего пара на каждую горелку; тягонапорометры на центральном и периферийном каналах воздуха на каждую горелку;
- 38) манометр для измерения давления газа за регулирующим клапаном;
- 39) манометр для измерения давления мазута за регулирующим клапаном.

52. Система автоматического регулирования котла включает регуляторы:

- 1) топлива;
- 2) общего воздуха;
- 3) разрежения газо-воздушной смеси, вверху топки;
- 4) давления контурной воды на стороне всасывания насоса замкнутого контура;
- 5) температуры контурной воды перед котлом;

53. Применение технологического общего вида защиты:

1) значения выдержек времени срабатывания технологических защит определяются по руководству к эксплуатации, представленного изготовителем котельного оборудования;

2) отключенное защитами оборудование после устранения причин срабатывания включается в работу дежурным персоналом. На котлах, использующих два вида топлива, для ввода и вывода защит устанавливается переключатель, имеющий отдельные положения для каждого вида топлива;

3) на останов котла действуют защиты при погасании факела в топке, понижении давления газа за регулирующим клапаном, понижении давления мазута за регулирующим клапаном с периодом времени 20 секунд, отключении дымососа, отключении вентилятора, выходе из строя расходомера контурной воды, повышении давления контурной воды на выходе до 2,6 МПа, повышении температуры контурной воды на выходе до 190°C;

4) защита по снижению недогрева контурной воды меньше 30°C вводится при наличии прибора для формирования уставки по разности фактической температуры контурной воды и температуры насыщения соответствующего давления контурной воды на выходе из котла. Для ранее спроектированных котлов, где не установлена защита, устанавливается защита по понижению давления контурной воды на выходе из котла с уставкой 1,9 МПа (19 кгс/см²) и выдержкой времени 10 секунд;

5) допуски на значения уставок защит зависят от класса приборов, определяемых проектной организацией.

54. Действие локальных защит:

1) при не воспламенении или срыве факела горелки посредством закрытия электрифицированной арматуры перед горелкой отключается мазутная форсунка или газовая горелка, запальное устройство;

2) если через 10 секунд не появился или погас факел включенного запальника, он отключается по газу и электричеству.

55. Работа блокировочных устройств:

1) при отключении дымососа производится останов котла, закрывается задвижка на подводе газа к запальнику, отключаются электричество, дутьевой вентилятор и дымосос;

2) при полном открытии направляющего аппарата дымососа (вентилятора) и работе его электродвигателя на первой скорости, с помощью блокировки электродвигатель переключается на вторую скорость с выдержкой времени до 3 секунды;

3) электродвигатель дымососа или вентилятора не включается, если не закрыт полностью направляющий аппарат;

4) вентилятор не включается, если не включен дымосос;

5) при отключении вентилятора закрывается его направляющий аппарат;

6) задвижка на газопроводе к котлу останется закрытой, если открыта хотя бы одна из задвижек с электроприводом у каждой горелки.

56. Технологическая сигнализация включает звуковой и световой сигнал в случае:

1) погасание факела в топке;

2) понижения или повышения давления топлива за регулирующим клапаном;

3) изменения разрежения вверху топки;

4) повышения температуры воды на выходе из котла;

- 5) повышения допустимой разности температур контурной и сетевой воды в теплообменниках;
- 6) понижения или повышения давления воды на выходе из котла;
- 7) снижения расхода контурной воды через котел;
- 8) отключения дымососа;
- 9) отключения дутьевого вентилятора;
- 10) отключения дымососа рециркуляции;
- 11) отключения горелок;
- 12) исчезновения напряжения в цепях защит.

Приложение 1
к Методическим указаниям
по эксплуатации водогрейных котлов
с внешними теплообменниками

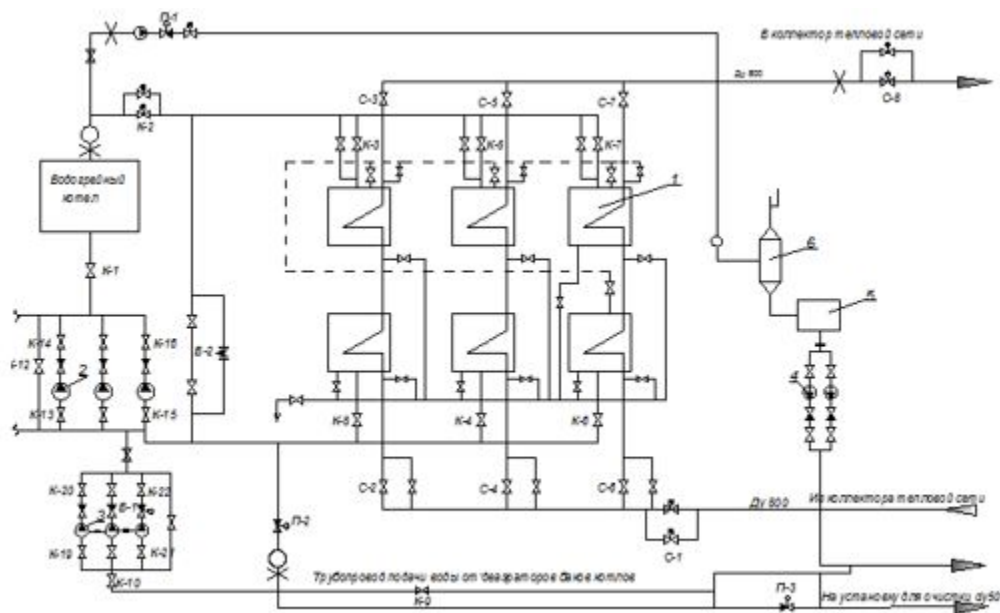


Рисунок 1. Тепловая схема котла с внешним теплообменником.

1 - водяной теплообменник, 2 - насос замкнутого контура, 3 - насос подпитки замкнутого контура 4 - насос откачки из бака сливов, 5 - бак слива из котла и периодической продувки, 6 - расширитель дренажей и периодической продувки.

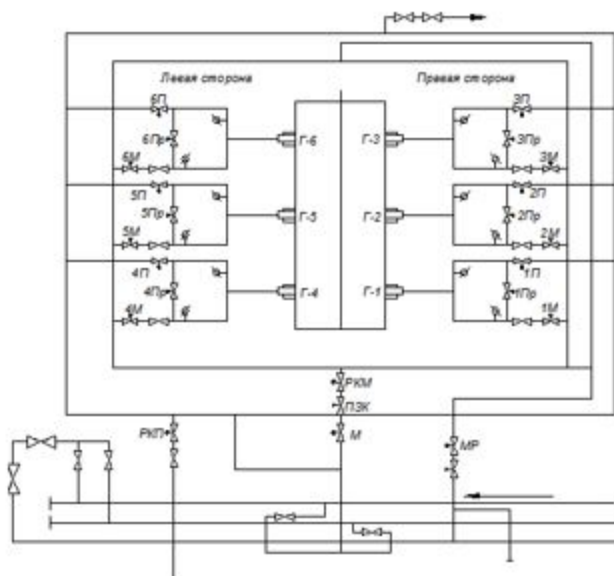


Рисунок 2. Схема паромазутопроводов котла (котел водогрейный газомазутный (далее – КВГМ) -180)

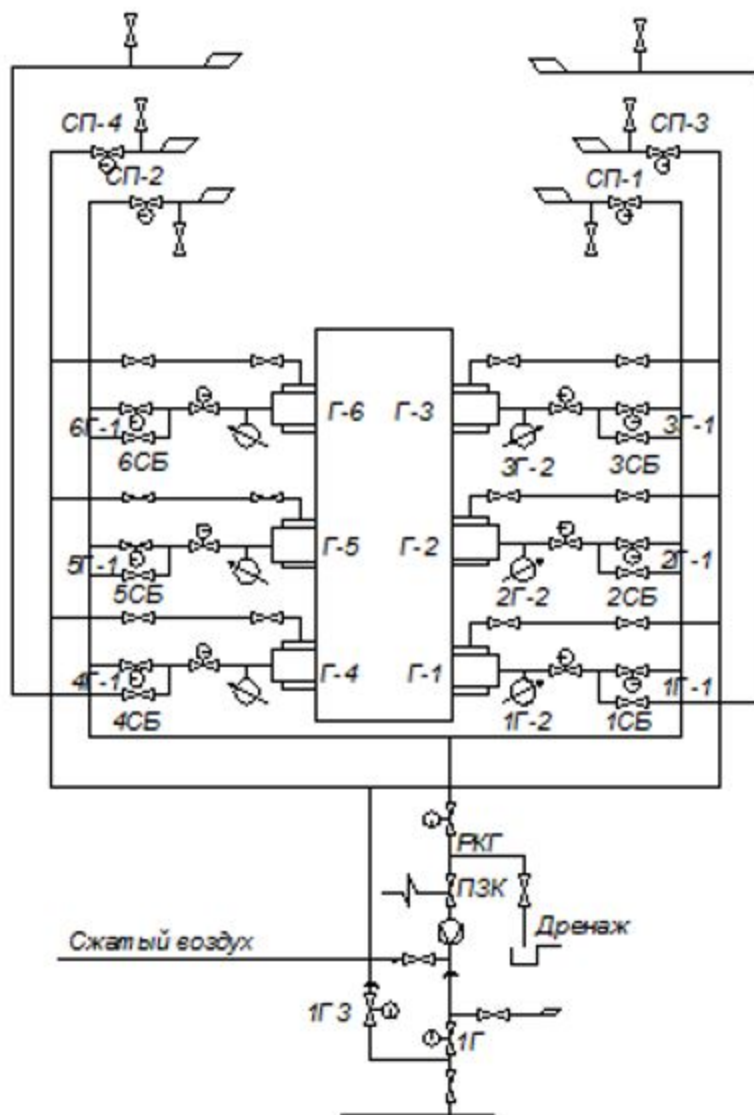


Рисунок 3. Схема газопроводов котла КВГМ-180

Приложение 2
к Методическим указаниям
по эксплуатации водогрейных котлов
с внешними теплообменниками
Форма

Режимная карта эксплуатации водогрейного котла

Наименование электростанции _____

Дата _____ 20__ г.

Водогрейный котел _____

(Маркировка и типоразмер котла)

	Значение показателя

Наименование показателя	производительность				
	30	40	60	80	100
Давление воды на выходе из котла, МПа (кгс/см ²)					
Температура воды на входе в котел, °С					
Температура контурной воды на выходе из котла (на входе в теплообменники), °С					
Температура обратной сетевой воды, °С					
Температура прямой сетевой воды, °С					
Разность температур контурной воды на входе в теплообменники и сетевой на их выходе, °С					
Расход контурной воды, тонн/час					
Расход сетевой воды, тонн/час					
Гидравлическое сопротивление теплообменнику в по сетевой воде, МПа (кгс/см ²)					
Число работающих горелок, штук.					
Расход топлива м3/ч кг/ч					
Давление топлива за					

регулирующим клапаном, МПа (кгс/см ²)					
Давление топлива перед горелками, МПа (кгс/см ²)					
Давление воздуха за вентилятором, кПа (кгс/см ²)					
Давление воздуха перед горелками, кПа (кгс/см ²)					
Давление пара на распыл мазута, МПа (кгс/см ²)					
Температура мазута, °С					
Разрежениеверху топки, Па (кгс/м ²)					
Содержание кислорода в режимном сечении, %					
Температура уходящих газов, °С					
К;п;д; котла брутто, %					
Удельные выбросы оксидов азота, г/м ³					
Степень открытия направляющего аппарата дистанционный регулятор газа, %					

Составил: _____

(должность)

(Ф.И.О)

Проверил _____

(должность)

(подпись)

(Ф.И.О)

Приложение 3
к Методическим указаниям
по эксплуатации водогрейных котлов
с внешними теплообменниками

Таблица 1. Основные показатели работы котла КВГМ-180

Наименование показателя	Значение показателя
Температура контурной воды на входе в котел, °С	110
Температура контурной воды на выходе из котла, °С	180
Давление контурной воды на выходе из котла, МПа (кгс/см ²)	2,2(22)
Недогрев контурной воды до кипения, не менее °С	30

Таблица 2. Нормы качества подпиточной воды замкнутого контура водогрейного котла с подпиткой замкнутого контура турбинным конденсатом

Наименование показателя	Значение показателя
Общая жесткость, не более мкг-экв/кг	3
Содержание растворенного кислорода, не более мкг/кг	10 50
при подпитке питательной водой	
при подпитке конденсатом или обессоленной водой	
Содержание соединений железа, не более, мкг/кг	50
Содержание нефтепродуктов, не более, мг/кг	0,3

Таблица 3. Нормы качества воды замкнутого контура водогрейного котла

Наименование показателя	Значение показателя
Общая жесткость, не более мкг-экв/кг	10
Содержание растворенного кислорода, не более мкг/кг	50
Содержание соединений железа, не более, мкг/кг	100-150
Значение pH- соединений (при температуре 25 °С)	9,5-10

Таблица 4. Нормы качества подпиточной воды замкнутого контура водогрейного котла с подпиткой натрий -катионированной водой;

Наименование показателя	Значение показателя
Общая жесткость, не более мкг-экв/кг	50
Общая щелочность, не более мкг/кг	50
Содержание свободной углекислоты	0
Количество взвешенных веществ, не более мг/кг	5
Содержание нефтепродуктов, не более мкг/кг	0,5
<i>Продолжение таблицы 4</i>	
Содержание соединений железа, не более, мкг/кг	100
Значение pH- соединений (при температуре 25 °С)	9,5-10

Таблица 5. Нормы качества воды замкнутого контура водогрейного котла с подпиткой натрий - катионированной водой;

Наименование показателя	Значение показателя
Общая жесткость, не более мкг-экв/кг	60

Содержание растворенного кислорода, не более мкг/кг	50
Общая щелочность, не более мкг/кг	50
Количество взвешенных веществ, не более мг/кг	5
Содержание нефтепродуктов, не более мкг/кг	1
Содержание соединений железа, не более, мкг/кг	200 - 250
Значение pH- соединений (при температуре 25 °С)	9,5-10

Таблица 6. Нормируемые значения температуры и давления контурной воды

Наименование показателя	Значение показателя					
Температура контурной воды на выходе из котла, °С	130	140	150	160	170	180
Давление контурной воды на выходе из котла, МПа (кгс/см ²)	0,6(6,0)	0,8(8,0)	1,0(10,0)	1,3(13,0)	1,6(16,0)	1,9(19,0)
* Давление контурной воды обеспечивается выше давления сетевой воды; Значения давления контурной воды в таблице приведены с учетом недогрева ее до температуры насыщения на 30 °С;						

Приложение 4
к Методическим указаниям
по эксплуатации водогрейных котлов
с внешними теплообменниками

Краткое описание водогрейного котла КВГМ-180-150

Газомазутный водогрейный котел КВГМ-180-150 устанавливается на ТЭЦ. Котел - прямоточный, Т-образной компоновки, рассчитан на сжигание газа и мазута.

1. Описание топочной камеры

Топочная камера котла призматической формы, имеет размеры по осям экранных труб 6480 x 5740 мм. Фронтальной и задней экраны выполнены из труб 60x4 с шагом 64 мм. Промежуточные экраны, разделяющие топку и конвективные газоходы, выполнены газоплотными из труб того же диаметра, шаг - 80 мм. В нижней части топки фронтальной и задней экраны образуют скаты пода. Верх топочной камеры закрыт потолочными панелями, переходящими в боковые экраны опускных газоходов. Потолочные и боковые экраны конвективных шахт скомпонованы из труб, диаметром 38x4мм с шагом 42 мм. Коллекторы внутри котла выполнены трубами диаметром 273x14 мм, материал обогреваемых труб поверхностей нагрева, коллекторов и перепускных трубопроводов - сталь 20. В последних модификациях котла все топочные экраны имеют газоплотное исполнение. Изменена конструкция потолочных и боковых экранов в конвективных газоходах, изготавливаемых из труб, диаметром 60x4 мм.

Прочность топочной камеры обеспечивается поясами жесткости. Обшивка состоит из листовой углеродистой стали. Топка с помощью тяг подвешена к потолочной раме каркаса.

В первых образцах котла топочная камера оборудована шестью вихревыми газовыми горелками, находящимися на боковых экранах топки в два яруса встречно, треугольниками вершинами вверх. В них вставлены паромеханические форсунки, снабженные механизмом перемещения; Предусмотрено оснащение каждой горелки запально-защитным устройством. В дальнейшем изготовителем выпущены котлы КВГМ-180-150 с двенадцатью прямоточными горелками, размещенными в топке по схеме московского энергетического института (встречно-смещенная компоновка горелок), шестью и восемью вихревыми горелками на боковых экранах топки, установленных встречно в три и два яруса по высоте.

В последующих модификациях котла (модель КВГМ-180-150-2М) для организации топочного процесса на фронтальной и задней стенах в углах топки установлено восемь прямоточных газомазутных горелок, размещенных в два яруса с направлением по касательной к воображаемой окружности в центре; Горелки нижнего яруса являются растопочными. Каждая горелка оборудована запально-защитным устройством.

Конвективные поверхности нагрева расположены в двух опускных шахтах с полностью экранированными стенами; Ограждающими поверхностями газоходов являются боковые экраны топки, боковые панели газоходов, фронтальная и задняя стены газоходов.

Фронтальная и задняя стены конвективной шахты выполнены из труб диаметром 95x5 (сталь 20) с шагом 136 мм. Для обеспечения плотности между трубами вварен плавник шириной 40 мм. Трубы фронтальной и задней стен конвективной шахты служат коллекторами U-образных змеевиков, выполненных из труб, диаметром 32x3 мм (сталь 20). Расположение труб в опускном газоходе - шахматное с шагом $S_1 = 68$ и $S_2 = 60$ мм.

2. Описание циркуляционной схемы.

В основном режиме работы котла (рисунок 4) контурная вода насосами замкнутого контура подается в общую входную камеру котла, из которой по перепускным трубам она направляется в правую половину нижних коллекторов фронтального и заднего экранов топки, в нижние коллекторы правого бокового экрана топки, правого бокового экрана конвективной шахты и потолочного экрана, из которых вода поступает во фронтальные и задние панели (стояки), в верхние, средние и нижние конвективные полусекции правого опускного газохода. Из нижних их коллекторов вода поступает в левую половину нижних коллекторов фронтального и заднего экранов топки, в нижние коллекторы левого бокового экрана топки, левого бокового экрана конвективной шахты и потолочного экрана. Из указанных поверхностей нагрева и из левой половины фронтального и заднего экранов топки по перепускным трубам вода подается во

фронтальные и задние панели (стояки), в верхние, средние и нижние конвективные полусекции левого опускного газохода, из которых она поступает в общую выходную камеру.

3. Очистка поверхностей нагрева

При работе котла на мазуте для очистки конвективных поверхностей нагрева от наружных отложений предусмотрена дробеочистка; Транспортировка дробы размером 3-5 мм осуществляется с помощью воздушного инжектора. В схеме установки принят лавинный сброс дробы, обеспечивающий более эффективную очистку труб. В целях предотвращения заброса дробы в топку высота "порога" от верхнего ряда конвективного пакета составляет около 1500 мм. Для ликвидации заноса дробы в отводящем газоходе смонтирована защитная решетка. Вместо дробеструйной установки рекомендуется применение газоимпульсной очистки.

4. Описание обмуровки котла

Обмуровка котла состоит из изоляционных и армирующих материалов, асбестовой части, наносимой напылением, армированной сетки, уплотнительной штукатурки и стеклоткани с полимерным покрытием. Толщина обмуровки 110-130 мм. Коллекторы со стороны газоходов защищаются шамотобетоном наружная часть покрывается асбестовой изоляцией.

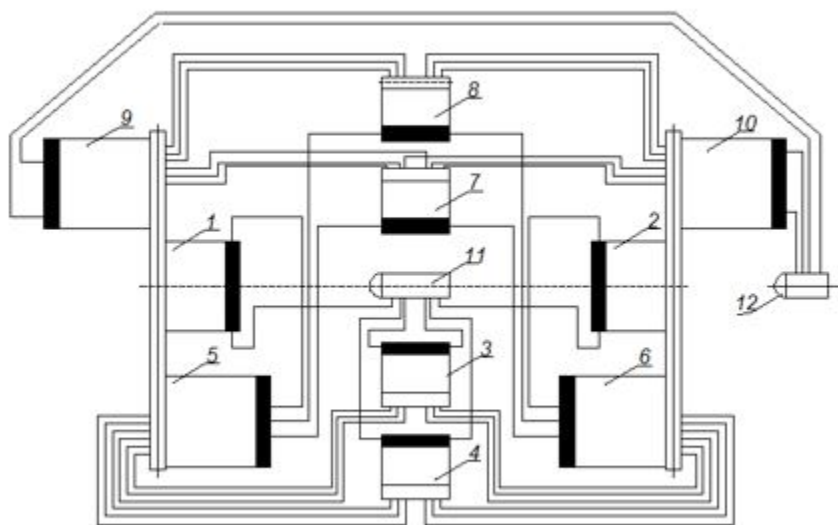


Рисунок 1- Гидравлическая схема водогрейного котла КВГМ-180-150 (основной режим), 1 - фронтальной экран топки, 2 - задний экран топки, 3 - правый боковой экран топки, 4 -- правый боковой экран конвективной шахты и потолочный экран, 5 - фронтальная панель (стояки), верхние, средние и нижние конвективные полусекции правого опускного газохода, 6 - задняя панель (стояки), верхние, средние и нижние конвективные полусекции правого опускного газохода, 7 - левый боковой экран топки,

8 - левый боковой экран конвективной шахты и потолочный экран, 9 - фронтальная панель (стояки), верхние, средние и нижние конвективные полусекции левого опускающего газохода, 10 - задняя панель (стояки), верхние, средние и нижние конвективные полусекции левого опускающего газохода, 11 - входная камера котла, 12 - выходная камера котла.

5. Описание тягодутьевой установки

Котел оборудован одним вентилятором ВДН-25-11у. Забор воздуха осуществляется как из помещения, так и с улицы. Для подогрева воздуха до положительных температур после дутьевого вентилятора предусмотрена установка водяных калориферов КВВ-12П. Тяга организуется дымососом ДН-24х2-0,62 ГМ. Рециркуляция дымовых газов, забираемых перед последним конвективным пакетом и подаваемых в воздухопровод за дутьевым вентилятором, создается дымососом рециркуляции ВДН-21.

В последующих модификациях котел оборудован вентилятором ВДН-26, водяными калориферами КВБ-12Б-ПУ-3 и дымососом рециркуляции газов ВГДН-17.

Приложение 5
к Методическим указаниям
по эксплуатации водогрейных котлов
с внешними теплообменниками

Таблица 1. Расчетные данные и конструктивные характеристики водогрейного котла КВГМ-180-150

Наименование показателя	Значение показателя
Номинальная теплопроизводительность, МВт (Гкал/ч)	209(180)
Давление воды, расчетное МПа (кгс/см ²)	2,5(25)
Температура воды, °С на входе на выходе	110 180
Расход воды, тонн/час	2500
Диапазон регулирования теплопроизводительности, % номинальной	30-100
Габаритные размеры, мм ширина глубина высота	14400 7300 29880
*Примечание Представлены показатели основного варианта котла.	

Приложение 14
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 6 января 2017 года
№ 2

Методические указания по наладке и эксплуатации систем шариковой очистки конденсаторов паровых турбин

Глава 1. Основные положения

1. Настоящие Методические указания по наладке и эксплуатации систем шариковой очистки конденсаторов паровых турбин (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. Экономичность работы паротурбинных установок в значительной мере зависит от давления отработавшего пара в конденсаторе. Для турбин с начальным давлением 13 - 24 мегапаскаль (далее – МПа) и перегревом пара при увеличении давления в конденсаторе на 1 килопаскаль (далее – кПа) мощность турбоустановки снижается на 0,85 - 0,9%, а для турбин, работающих на насыщенном паре – примерно на 1,8% номинальной мощности. Основной причиной повышения давления отработавшего пара (ухудшения вакуума) является загрязнение охлаждающей поверхности конденсатора с водяной стороны, что приводит к увеличению термического и гидравлического сопротивлений конденсаторных трубок. По данным обследований перерасход топлива из-за загрязнения конденсаторов на электростанциях колеблется в широких пределах и в среднем составляет 2%. Опыт внедрения систем очистки охлаждающей воды и шариковой очистки конденсаторных трубок на турбинах теплоэлектроцентралей (далее – ТЭС) и тепловая электрическая станция (далее – ТЭЦ).

3. Настоящие Методические указания способствуют сокращению сроков наладки системы после завершения монтажа на турбоустановке.

4. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) оборотная система водоснабжения (циркуляционная) – система водоснабжения, при которой охлаждающая вода используется многократно;

2) оборотная вода (циркуляционная) – вода, циркулирующая в оборотной системе водоснабжения;

3) расход оборотной воды – количество воды, поступающей в конденсаторы и другие теплообменники после охлаждения в градирнях или после другого использования;

4) охлажденная вода – оборотная вода после охлаждения в градирнях;

5) охлаждающая вода – оборотная вода на входе в конденсаторы и другие теплообменники;

6) циркуляционные водоводы – трубопроводы, тоннели или каналы для подачи отвода циркуляционной воды;

7) подводящие водоводы – циркуляционные водоводы для подачи охлаждающей воды в конденсаторы и на вспомогательное оборудование;

8) отводящие водоводы – циркуляционные водоводы для отвода нагретой воды от конденсаторов и вспомогательного оборудования.

Глава 2. Область применения

5. Из всех параметров, определяющих в условиях эксплуатации экономичность паротурбинной установки, наибольшее влияние оказывает давление отработавшего пара. Оно зависит от внешних условий - температуры охлаждающей воды, режима работы конденсационной установки (паровой нагрузки, кратности охлаждения) и в значительной степени от чистоты поверхности охлаждения конденсатора. Загрязнение конденсаторных трубок с водяной стороны определяется качеством охлаждающей воды – содержанием в ней различных химических веществ и взвешенных частиц. Электростанции вынуждены проводить периодические очистки трубных систем конденсаторов. Ухудшение вакуума, связанное с загрязнением поверхности охлаждения конденсаторов, достигает на электростанциях 1-2%, а в некоторых случаях, при особенно плохом качестве воды 3-4%. Снижение мощности различно для различных типов турбин и зависит от многих причин – главным образом от типа и конструкции последней ступени, длины и формы рабочей лопатки.

6. В определенном диапазоне изменения давления отработавшего пара зависимость изменения мощности от давления в конденсаторе при заданном расходе пара имеет прямолинейный характер; изменение мощности при изменении давления в конденсаторе в этом диапазоне является для данного типа турбины величиной постоянной.

7. Для турбин ТЭС с начальным давлением пара 13-24 МПа (130-240 килограмм сил / квадратных сантиметров (далее – кгс/см²)) и перегревом пара изменение мощности при изменении давления на 1 кПа (0,01 кгс/см²) составляет 0,8-0,9% номинальной мощности.

8. Для турбин АЭС, работающих на насыщенном паре с давлением 4,4 - 6,5 МПа с располагаемым теплоперепадом примерно вдвое меньшим, чем для турбин с перегретым паром изменение давления в конденсаторе более существенно сказывается на изменении мощности турбины.

9. Так, для турбин АЭС с частотой вращения 3000 об/мин мощность турбины при изменении давления в конденсаторе на 1 кПа изменяется примерно на 1,8%.

10. Для турбин с частотой вращения 1500 оборотов в минуту (далее – об/мин) в силу особенностей аэродинамической характеристики рабочей лопатки последней

ступени (большая длина, значительная веерность) изменение мощности значительно меньше и приблизительно уравнивается со значением для турбин ТЭС на органическом топливе.

11. В таблице 1 приложения к настоящим Методическим указаниям приведены данные по изменению мощности турбоагрегата при изменении давления в конденсаторе на ± 1 кПа в пределах прямолинейных участков поправочных кривых на давление в конденсаторе, там же приведено изменение удельного расхода теплоты при номинальной нагрузке конденсационных турбин. Данные этой таблицы могут быть полезны при оценке эффективности применения системы шариковой очистки для предотвращения загрязнения трубок конденсатора.

12. Загрязнение трубок конденсатора в процессе эксплуатации и меры борьбы с отложениями в трубках конденсатора.

13. Загрязнение трубок конденсаторов приводит к повышению давления отработавшего пара по следующим причинам. Во-первых, из-за неудовлетворительной работы водоочистных сооружений (грубые решетки в подводящем канале водозабора, вращающиеся сетки) заносятся крупными частицами трубные доски и входные участки трубок, что приводит к сокращению поверхности охлаждения и к уменьшению расхода охлаждающей воды из-за увеличения гидравлического сопротивления конденсатора. И то, и другое приводит к росту давления в конденсаторе по сравнению с нормативными значениями. Наиболее часто в воде содержатся примеси береговая растительность и прибрежный мусор (листья, сучья), водные растительные и животные организмы (водоросли, рыба, моллюски), промышленные и бытовые отходы (щепа, строительный мусор). Для приведения конденсатора в нормальное состояние требуется останов турбины или отключение одной половины конденсатора со снижением нагрузки для очистки трубных досок вручную. Иногда от заноса трубных досок избавляются промывкой обратным потоком воды.

14. При исправно работающих в канале водозабора и на береговых насосных станциях защитных устройствах загрязняется внутренняя поверхность трубок конденсатора из-за плохого качества охлаждающей воды и выпадения отложений.

15. Уменьшение коэффициента теплопередачи из-за малой теплопроводности отложений вызывает рост температурного напора и, соответственно, давления в конденсаторе.

16. Вследствие существенного различия применяемых для охлаждения конденсатора вод по составу и количеству содержащихся в них примесей, характер и интенсивность загрязнения конденсатора с водяной стороны зависит от местных условий.

17. Основные виды загрязнений, которые могут встречаться на практике по отдельности или в различных сочетаниях:

1) отложение не растворенных в воде взвешенных веществ (зола, песка, глины, растительных остатков, ила), выпадающих особенно интенсивно при пониженных скоростях воды в трубках;

2) обрастание трубок, вызываемое содержащимися в воде микроорганизмами, образующими при их закреплении и развитии слизистые отложения на стенках трубок;

3) минеральные отложения вследствие выпадения из перенасыщенного раствора карбонатов кальция и магния (преимущественно при оборотном водоснабжении) и гипса (при морской охлаждающей воде с высоким содержанием сульфатов).

18. Выбор метода борьбы с загрязнением трубок конденсатора производится в каждом отдельном случае индивидуально с учетом местных условий и технико-экономического сопоставления различных вариантов.

19. Борьба с отложениями в трубках конденсатора проводится проведением периодических чисток трубок конденсатора различными способами:

1) механическая чистка, промывка трубок кислотой, растворяющей накипь (водный конденсат низкомолекулярных кислот, 2-5%-ная соляная кислота);

2) термические методы, основанные на высушивании отложений подогретым воздухом;

3) метод разрушения отложений струей воды, подаваемой насосом с давлением 300-400 кгс/см².

20. Периодические чистки конденсаторов требуют остановки турбоагрегата или снижения его нагрузки и связаны со значительными трудозатратами. Допускается ухудшение вакуума из-за загрязнения трубок не более чем на 0,5%, после чего проводится чистка согласно Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066) (далее – Правила). В среднем за период между чистками вакуум ухудшится примерно на 0,25%, что для турбины К-300-240 соответствует увеличению удельного расхода тепла на 0,25%. В условиях эксплуатации ухудшение вакуума от чистки до чистки оказывается значительно больше согласно Правилам.

21. Для поддержания трубок конденсатора в чистом состоянии применяются не периодические чистки, а профилактические мероприятия, предотвращающие образование отложений на стенках трубок. Методы не относятся к экологически чистым мероприятиям.

22. Указанным методам относятся:

1) рекарбонизация охлаждающей воды, предотвращающая образование минеральных отложений (карбоната кальция или магния);

2) хлорирование воды для борьбы с обрастанием трубок моллюсками и водными микроорганизмами (бактерии, микроводоросли).

23. Применение эластичных шариков из пористой резины для предотвращения отложений в трубках конденсаторов. Поддержание конденсатора в чистом состоянии осуществляется применением эластичных шариков из пористой резины, циркулирующих по замкнутому контуру через конденсаторные трубки, предотвращая отложение на стенках трубок практически любых веществ.

24. Применение эластичных пористых шариков из губчатой резины диаметром на 1-2 мм больше внутреннего диаметра трубки дают ожидаемый эффект. Губчатые шарики с удельным весом, близким к 1, вместе с потоком охлаждающей воды поступают к трубной доске и, попадая в трубку, перемещаются за счет разности давлений между входом и выходом охлаждающей воды (гидравлического сопротивления конденсатора). При этом шарик деформируется, принимает бочкообразную форму и, плотно прижимаясь к стенке трубки, стирает откладывающиеся на стенке частицы. Вид системы шариковой очистки получил широкое распространение во многих странах. Применение мягкого шарика диаметром больше внутреннего диаметра трубки позволяет удалять с поверхности трубки все виды образующихся и недостаточно закрепленных на стенке трубки отложений и поддерживать исходную чистоту трубки, то есть эксплуатировать турбоустановку с нормативным вакуумом в конденсаторе. Способ является экологически чистым, исключаются трудоемкие работы по механической или химической очистке конденсаторных трубок.

Глава 3. Принципиальная схема и основные элементы системы шариковой очистки

25. Устройство шариковой очистки трубок конденсатора представляет собой технологическую систему, присоединяемую к основному тракту охлаждающей воды непосредственно перед и после конденсатора, согласно рисунку 1 приложения к настоящим Методическим указаниям.

26. Пористые резиновые шарики, диаметр которых на 1-2 миллиметра (далее – мм) больше внутреннего диаметра трубки, вводятся в контур циркуляционной системы в напорный водовод перед конденсатором.

27. После прохождения через трубки конденсатора шарики улавливаются сеткой, установленной в сливном водоводе вблизи выходной водяной камеры конденсатора (или непосредственно в камере).

28. Из выходного патрубка шарикоулавливающей сетки внешним трубопроводом шарики с потоком воды подводятся к водоструйному эжектору (или насосу), который подает шарики снова в напорный патрубок, замыкая контур циркуляции. Эжектор, обеспечивающий подачу шариков в напорный водовод, создает напор, равный

гидравлическому сопротивлению внешнего тракта устройства, плюс противодавление, равное гидравлическому сопротивлению конденсатора от места ввода шариков в напорный водовод до места вывода шариков из шарикоулавливающей сетки.

29. Загрузка шариков в систему циркуляции производится в камеру, расположенную после эжектора. Это устройство осуществляет улавливание шариков и ведет контроль за циркуляцией через смотровое окно.

30. После загрузочной камеры предусмотрено калибровочное устройство, служащее для улавливания и отвода из контура циркуляции обработавших шариков, диаметр которых вследствие износа становится равным внутреннему диаметру трубки (на схеме не показано). Как показывает опыт эксплуатации, обычная для тепловых электростанций защита от загрязнения конденсатора крупным мусором (два ряда грубых решеток и вращающаяся сетка тонкой очистки), установленные на береговой насосной станции, не достигает цели из-за неудовлетворительной конструкции и дефектов монтажа. Поэтому обязательным элементом системы шариковой очистки (далее – СШО) является фильтр предварительной очистки, устанавливаемый в напорном водоводе перед конденсатором. Тонкая очистка воды предотвращает занос трубных досок мусором и исключает застревание циркулирующих шариков в трубках из-за наличия в воде мелкого мусора.

31. Дополнительными элементами СШО является насос промывочной воды для фильтра предварительной очистки и в схемах с эжектором насоса для подачи рабочей воды к соплу. В паротурбинных установках Ленинградского машиностроительного завода с основными водоструйными эжекторами, вода для промывки фильтра и рабочая вода эжектора может быть отведена от подъемных насосов водоструйных эжекторов турбоустановки. В ряде случаев для обеспечения системы шариковой очистки может быть использована техническая вода электростанции. В каждом конкретном случае вопрос обеспечения установки водой решается индивидуально, в зависимости от установленного на электростанции насосного оборудования.

Глава 4. Элементы системы шариковой очистки (основные характеристики, наладочные работы, рекомендации по контролю за работой)

Параграф 1. Фильтр предварительной очистки

32. Учитывая значительное количество взвешенных частиц, содержащихся в поступающей к конденсатору охлаждающей воде, даже после прохождения двух рядов грубых решеток и более тонкой очистки воды во вращающихся сетках делается для надежной работы шариковой очистки и поддержания минимального гидравлического сопротивления фильтра применяется периодическая промывка сеток фильтра.

Промывка производится на ходу без переключения и без останова СШО. Применяется фильтр с промывкой сеток обратным током воды за счет разности давлений в напорном и сливном водоводах циркуляционной системы.

33. В настоящее время получил наибольшее распространение на турбоустановках 100, 200, 250 и 300 МВт конусный фильтр осевого типа. Вершина конуса направлена навстречу потоку, с углом раскрытия конуса $16 - 18^\circ$, согласно рисунку 2 приложения к настоящим Методическим указаниям. Фильтрующая поверхность конуса образована перфорированным листом из нержавеющей стали толщиной 2-3 мм с отверстиями диаметром 8 мм. Суммарная площадь отверстий в 2,5-3 раза превышает площадь поперечного сечения водовода. Отмывка фильтрующей поверхности от собравшегося мусора производится струями воды под напором из сопел диаметром 6 – 8 мм, установленных перпендикулярно внутренней поверхности фильтрующего конуса. Вода к соплам с напором 30 – 35 метров водного столба (далее – м.вод.ст.) подводится от вращающегося смывного устройства, смонтированного на полом валу. Вращающееся смывное устройство удаляет мусор по всему периметру сетки. Смытый мусор потоком воды выносится через сбросной водовод в сливной циркуляционный водовод.

34. Расход воды на смывное устройство около $200 \text{ м}^3/\text{ч}$. Расход загрязненной воды не превышает 3-5% расхода воды по циркуляционному водоводу. Время промывки фильтра 3-5 мин. Вращение смывного устройства производится от электродвигателя или гидравлического привода. Гидравлический привод действует по принципу сегнерова колеса, за счет реактивного действия струй воды, истекающих под давлением из сопел, тангенциально установленных на коллекторе привода смывного устройства. Оптимальная скорость вращения смывного устройства 10-16 об/мин. Вода на смывное устройство с напором 30-35 м. вод. ст. подается от стационарного коллектора технической воды или для турбоустановок Ленинградского машиностроительного завода, от подъемного насоса рабочей воды водоструйных эжекторов. Используется насос СД-450/56 с подачей $150 \text{ м}^3/\text{ч}$ и напором 56 метра (далее – м). Для бесперебойной работы фильтра предварительной очистки (далее – ФПО) подаваемая к промывочным соплам и соплам гидравлического привода вода чистая во избежание засорения сопел. В случае применения промывочного насоса, подача воды к нему производится из напорного водовода после ФПО, то есть после очистки циркуляционной воды. Опыт эксплуатации более 40 осевых фильтров показал, что данная конструкция ФПО работоспособна и рекомендуется для внедрения. Важным достоинством фильтра такой конструкции является возможность размещения его внутри водовода.

35. Указанные значения характерных величин фильтра приведены как ориентировочные. Для каждой конкретной установки скорость вращения промывочного устройства, расход промывочной воды, продолжительность промывки и другие показатели устанавливаются в процессе проведения наладочных работ.

36. Модификация ФПО конусного типа сокращенной длины. Если, конструкция ФПО имеет длину 4 - 4,5 м, то длина модифицированной конструкции составляет 2,5 м. Сокращение длины произведено за счет увеличения угла конуса сетки до 40 - 50 и уменьшения отношения площади отверстий к площади поперечного сечения водовода до 1,4. Основной рабочей зоной фильтра прежней конструкции является выходная часть сетки на длине примерно одной трети, согласно рисунку 3 приложения к настоящим Методическим указаниям.

37. Проходят опытную эксплуатацию ФПО конусного типа с фильтрующим полотном из плетеной проволоочной сетки, диаметр нержавеющей проволоки, из которой изготовлена сетка - 1 мм, ячейка сетки 5x5 мм. Применение проволоочной сетки для ФПО уменьшает гидравлическое сопротивление фильтра, снижает расход металла.

38. Предотвращение заноса конденсатора мусором и уменьшение его гидравлического сопротивления в процессе эксплуатации полностью компенсирует некоторое увеличение гидравлического сопротивления тракта из-за установки по ходу циркуляционной воды аппаратов СШО. Как показал опыт внедрения СШО на большом числе турбоустановок, конструкция ФПО с конусной сеткой, оправдала себя и не потребовалось проведения значительных наладочных работ. К наладочным работам по ФПО относится настройка частоты вращения смывного устройства. Оптимальная частота вращения 10-16 об/мин. Большая частота вращения приводит к ускоренному износу подшипников и менее благоприятна для эффективного выноса загрязнений в сливной водовод.

39. Контроль за частотой вращения производится по индикатору вращения, которым является манометр, показывающий скачок давления при прохождении соплом смывного устройства, при его вращении, торца импульсной трубки, идущей к манометру. Частота вращения определяется по числу импульсов давления (скачков), на которые реагирует стрелка манометра.

40. Для правильной работы индикатора вращения выполняются условия:

1) обеспечивается соосность торца импульсной трубки, идущей к манометру, и выбранного для контроля одного из сопел смывного устройства;

2) расстояние между торцами импульсной трубки и сопла 10-15 мм;

3) класс точности манометра не ниже 1,0, пределы измерения 0-4 кгс/см²;

4) расстояние от вывода импульса до манометра минимальное.

41. При проектировании СШО с гидравлическим приводом в нем предусматривается увеличенное число сопел. Для уменьшения частоты вращения заглушается некоторое количество сопел сегнерова колеса гидропривода, количество подлежащих заглушке сопел устанавливается опытным путем (подбором). Для

электропривода смывного устройства оптимальная частота вращения обеспечивается при проектировании СШО выбором передаточного числа конической зубчатой передачи от электродвигателя к полуму валу смывного устройства.

42. Для СШО обязательной является автоматизация процесса промывки фильтра, только в этом случае обеспечивается надежная и эффективная работа ФПО и СШО в целом (при ручном регулировании неизбежны сбои и отказы в работе ФПО). Импульсом для включения в работу промывочного устройства является повышение гидравлического сопротивления фильтра сверх нормативного, соответствующего чистой поверхности сетки фильтра. В качестве допустимого предела загрязнения фильтра принимается значение 1-1,2 м.вод.ст. При достижении предельно-допустимого сопротивления фильтра включается промывочный насос, для СШО турбин Ленинградского машиностроительного завода открывается задвижка с электроприводом на отводе воды от напорного трубопровода подъемного насоса эжекторов. Одновременно открывается задвижка с электроприводом на трубопроводе сброса загрязненной воды. При снижении перепада давления на сетке ФПО до нормативного значения автоматически прекращается подача воды на смывное устройство и закрывается задвижка на сбросе загрязненной воды. Настройка автоматического включения и выключения смывного устройства относится к наладочным работам на ФПО.

43. Длительная работа ФПО с конусными сетками на большом числе турбоустановок показала надежную работу фильтра этого типа и высокую эффективность очистки охлаждающей воды от всех видов загрязнений.

44. Полученный опыт показывает, что установка перед конденсатором, фильтра для очистки воды от взвешенного мусора различного характера оказывается экономически целесообразной для конденсаторов паровых турбин, даже не оснащенных СШО.

Параграф 2. Шарикоулавливающая сетка

45. Шарикоулавливающая сетка является основным элементом СШО, обеспечивающим непрерывную циркуляцию шариков по трубкам конденсатора без потерь их с уходящей из конденсатора охлаждающей водой.

46. Первая модификация шарикоулавливающей сетки (далее – ШУС) – одноплоскостная решетка, применялась для водоводов диаметром до 1800 мм. Одноплоскостная сетка устанавливается на горизонтальном участке водовода под углом 25^0 к оси водовода и в вертикальной плоскости, согласно рисунку 4 приложения к настоящим Методическим указаниям. Размер ячейки сетки в длину составляет 3,5 - 4 м, она набрана из отдельных секций, соединенных между собой на болтах или на сварке. Каркас секций сварен из стальных пластин, на которые наварены прутки диаметром 4-5 мм из нержавеющей стали. Расстояние между прутками в зависимости

от диаметра шариков составляет 9-12 мм при диаметре шарика 28 мм и 10-16 мм при диаметре шарика 30 мм.

47. В месте, примыкания плоской решетки к стенке водовода (в углу со стороны входа воды на решетку), приваривается штуцер для отвода собирающихся на сетке шариков и направления их снова в напорный водовод циркуляционной воды. Наблюдение за циркуляцией шариков ведется через смотровое окно в крышке загрузочной камеры, через которую при работе СШО проходят все циркулирующие в контуре шарики. Явление "залипания" шариков нашло объяснение после проведения испытания с измерением перепада давления по обе стороны сетки по всей ее длине. Перепад давления резко возрастает в зоне, близкой к месту отвода шариков из водовода, и в 4-6 раз превышает перепад давления на входной части сетки; попадающие в эту зону шарики прижимаются к сетке и плотно "залипают" на ней. Под влиянием этого перепада давления относительно мягкие шарики продавливаются между прутьями решетки и выносятся из контура циркуляции СШО.

48. Неравномерный характер распределения давления по длине ШУС обуславливает повышение гидравлического сопротивления, что отрицательно сказывается на эксплуатационных характеристиках СШО. В процессе наладки СШО, ШУС для уменьшения перепада давления на выходной части ШУС и устранения явления "залипания" и уноса шариков через сетку в непосредственной близости от плоскости решетки со стороны входа потока воды устанавливается лопатка, создающая завихрения в выходной части ШУС и препятствующая задержке шариков (турбулизатор). На рисунке 5 приложения к настоящим Методическим указаниям, показана двухплоскостная шарикоулавливающая сетка, выполненная из прутков нержавеющей стали. Сетка устанавливается на вертикальном участке сливного водовода диаметром 1600 мм и по габаритам (высоте) значительно меньше одноплоскостной сетки около 2 м. Достоинством двухскатной ШУС является возможность ее расположения на вертикальном участке сливного водовода непосредственно у конденсатора.

49. ШУС этого типа имеет два отводящих канала, перед каждым, из которых устанавливается турбулизирующее устройство углового типа. На потоке выходящей в сливной водовод воды, устанавливается поворотная заслонка. Основными наладочными работами является подбор оптимального положения поворотного шибер-заслонки для исключения явления "залипания" и ухода шариков из контура циркуляции. Проведением этих работ достигаются высокие эксплуатационные показатели ШУС - исключается "залипание" шариков и уход их из контура циркуляции. Двухскатная ШУС, обеспечивает нормальную циркуляцию шариков в контуре согласно рисунку 6 приложения к настоящим Методическим указаниям. Особенностью ШУС этого типа является то, что она устанавливается конусом навстречу потоку воды, а сама сетка образована не прутками, а пластинами толщиной 2

-3 мм и шириной 12-15 мм; расстояние между пластинами 10-12 мм. Применение пластинчатой сетки исключает продавливание шариков, а расположение пластин параллельно потоку проходящей через нее воды исключает "залипание" шариков и может не потребоваться применение турбулизатора. С целью снижения гидравлического сопротивления ШУС устанавливается гидродинамическая конструкция, у которой каркасная рама и ребра имеют обтекаемое сечение и развернуты по направлению потока воды. Гидравлическое сопротивление снижается более чем в три раза, согласно Правилам.

Параграф 3. Загрузочная камера

50. Имеется два типа загрузочной камеры:

1) вертикаль, согласно рисунку 7 приложения к настоящим Методическим указаниям;

2) горизонталь, согласно рисунку 8 приложения к настоящим Методическим указаниям.

51. На рисунке 9 приложения к настоящим Методическим указаниям представлена камера вертикального типа. В вертикально расположенном корпусе камеры размещается коническая сетка с отверстиями 10 мм. В крышке корпуса камеры предусмотрен люк со смотровым окном, через которое ведется визуальный контроль, за циркуляцией шариков, а через люк производится загрузка новых и выгрузка отработавших шариков. Из нижней части конусной сетки через патрубок отводится вода с шариками для подачи их в напорный водовод. В патрубке смонтирован кран пробкового типа. Полая пробка имеет два сквозных отверстия. В рабочем положении при циркуляции шариков пробка крана находится в положении, согласно рисунку 9 приложения к настоящим Методическим указаниям, и шарики с потоком воды беспрепятственно проходят по трубопроводу и подаются в напорный водовод. Для сбора шариков в сетке камеры кран поворачивают на 90°, открывая слив из корпуса камеры за сеткой и перекрывая выход воды с шариками из сетки. Вода, доставившая шарики в камеру, уходит через отверстие в пробке, шарики задерживаются в сетке. Объем сетчатого конуса рассчитан на одновременную загрузку до 2000 шариков диаметром 28 мм. Камера имеет воздушник и дренаж для опорожнения камеры. Камера вертикального типа применена на подавляющем числе СШО. Недостатком камеры этого типа является повышенное гидравлическое сопротивление (до 2-3 м вод. ст), что в схеме с водоструйным эжектором ограничивает его производительность. К недостаткам отнесены ее габариты:

высота – 1400 мм;

диаметр – 650 мм.

52. Загрузочная камера горизонтального типа согласно рисунку 8 приложения к настоящим Методическим указаниям, применялась на первых установках шариковой

очистки. Для отлова шариков решетчатая заслонка ЗК поворачивается на 90°, перекрывая выход шариков и задерживая их в камере ЗК. Вода через продольные щели уходит в напорный водовод. Преимущество ЗК горизонтального типа – малые габариты и малое гидравлическое сопротивление. Загрузочные камеры не требуют каких-либо дополнительных наладочных работ.

Параграф 4. Насос транспортировки шариков

53. В СШО в качестве насоса транспортировки шариков используются водоструйные эжекторы и свободновихревые насосы.

54. Водоструйные эжекторы применяются на турбинных установках Ленинградского машиностроительного завода, в которых предусмотрены высокопроизводительные подъемные насосы основных эжекторов конденсационной установки. Из напорной линии этих насосов подается рабочая вода на эжектор СШО. На рисунке 9 приложения к настоящим Методическим указаниям, показана конструкция водоструйного эжектора СШО турбин К-300-240 ЛМЗ. Давление рабочей воды на эжектор 35 - 40 м.вод.ст, расход воды – до 80 м³/ч. Диаметр сопла эжектора в зависимости от расхода воды 25 - 30 мм. Преимущество водоструйного эжектора - простота конструкции и удобство компоновки, отсутствие вращающихся элементов и мест возможного повреждения шариков, надежность работы при минимуме обслуживания, возможность изготовления в условиях электростанции. Наладочные работы по водоструйному эжектору проводятся для эвакуации шариков, собирающихся в выходном патрубке ШУС, обеспечивается отвод от ШУС определенного расхода воды. Для увеличения расхода воды из ШУС для обеспечения отвода собирающихся шариков, увеличивается общий расход смеси, в соответствии с характеристикой ЭШО понижается напор, создаваемый ЭШО, согласно рисунку 11 приложения к настоящим Методическим указаниям. С этой целью в схеме СШО предусматривается байпасное устройство, согласно рисунку 10 приложения к настоящим Методическим указаниям, отводящее часть воды после ЭШО непосредственно в напорный водовод. Снижение расхода воды через загрузочную камеру, трубопроводы, арматуру приводит к уменьшению гидравлического сопротивления тракта циркуляции и снижению давления после ЭШО, уменьшению напора создаваемого эжектором.

55. Конструкция байпаса согласно рисунку 10 приложения к настоящим Методическим указаниям. На линии от байпаса до напорного водовода устанавливается задвижка, регулирующая расход отводимой воды, а в самом байпасе предусматривается сетка, препятствующая уносу циркулирующих шариков в напорный водовод. Наладочные работы по ЭШО заключаются в настройке режима байпаса (расхода воды через байпас) для обеспечения полного отвода шариков, собирающихся на ШУС.

56. На рисунке 11 приложения к настоящим Методическим указаниям, показаны результаты наладки работы ЭШО на СШО. При установленном давлении рабочей воды перед эжектором, перепад давления в рабочем сопле ЭШО составил 40 м.вод.ст, расход воды через сопла $65 \text{ м}^3/\text{ч}$. При закрытом байпасе гидравлическая характеристика тракта циркуляции, шариков ЭШО пересекает характеристику напорного водовода в точке 1, при расходе смеси $67 \text{ м}^3/\text{ч}$. Таким образом, расход воды, отводимой от ШУС, составил $67-65=2 \text{ м}^3/\text{ч}$, что недостаточно для поддержания циркуляции шариков.

57. После открытия задвижки на линии байпаса напорного водовода гидравлическое сопротивление тракта снижается на 2,1 м.вод.ст, расход смеси увеличивается с 67 до $103 \text{ м}^3/\text{ч}$ (точка 2). Таким образом, расход воды с шариками от ШУС увеличивается с 2 до $38 \text{ м}^3/\text{ч}$, что обеспечивает нормальную циркуляцию шариков в контуре СШО.

58. Настройка режима ЭШО заключается в выборе положения регулирующей задвижки, при котором обеспечивается циркуляция шариков без задержки в ШУС.

59. В ряде установок шариковой очистки для циркуляции шариков по контуру используются центробежные свободновихревые насосы, согласно рисунку 12 приложения к настоящим Методическим указаниям. Свободно-вихревые насосы имеют большие зазоры в проточной части, что предотвращает механические повреждения шариков. Шарик, попадая в рабочее колесо, забивает каналы между лопатками, лохматятся и разрезаются на части. Установка (по рекомендации изготовителя насоса) с торца рабочего колеса стального диска толщиной 3 мм с отверстиями диаметром 6-8 мм устраняет повреждения шариков. Применение насоса для транспортировки шариков позволяет устанавливать требуемый расход воды от ШУС регулированием подачи насоса задвижкой. Для СШО разработаны насосы НШОС-50/14 с напором 14 м и подачей $50 \text{ м}^3/\text{ч}$ и насос ЦС-63/14 с напором 14 м и подачей $63 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Параграф 5. Ввод шариков в напорный водовод

60. Ввод шариков в напорный водовод перед конденсатором осуществляется через расположенный в центре водовода патрубок, выходное отверстие которого направлено навстречу потоку воды. Такое расположение вводного патрубка обеспечивает веерность распределения шариков по сечению водовода, то есть более равномерное распределение их в потоке воды.

Глава 5. Подготовка оборудования к вводу в эксплуатацию установок шариковой очистки

61. Осуществляется подготовка конденсатора и участков циркулирующих водоводов, входящих в контур циркуляции шариков, к вводу в эксплуатацию установок шариковой очистки. Обеспечивается поддержание в чистоте внутренней поверхности

конденсаторных трубок, то есть предотвращению отложений в трубках. Эффективность применения СШО непосредственно зависит от исходного состояния поверхности трубок.

62. Одновременно с монтажом оборудования СШО проводится очистка трубок от всех видов отложений.

63. В зависимости от характера отложений очистка трубок производится:

1) при органических или илистых отложениях – термической сушкой с последующей прострелкой струей воды из водовоздушного пистолета, или механической очисткой струей воды из высоконапорной установки;

2) при карбонатных отложениях – промывкой кислотой или заменяющими ее реагентами в сочетании с механической очисткой трубок с помощью высоконапорной установки;

3) при смешанных отложениях – термической сушкой с доочисткой трубок шариками с корундовым пояском.

64. После очистки конденсатора производится осмотр (просветка трубного пучка с противоположного конца лампочкой) для оценки качества очистки и определения дефектных трубок (вмятины, не удаляемые пробки). Со стороны входа воды в дефектные трубки устанавливаются металлические скобки, преграждающие вход шарикам, не препятствующие потоку воды.

65. Входные концы трубок первого и второго хода с помощью оправки, согласно рисунку 14 приложения к настоящим Методическим указаниям разделяются "под колокольчик", для обеспечения свободного входа шариков в трубку. Со стороны выхода воды удаляются все заусенцы на концах трубок и обрезаются выступающие из трубной доски концы трубок.

66. Для устранения вихревых и застойных зон в водяных камерах конденсатора, где возможна задержка и скопление шариков, устанавливаются перегородки (соответствующей формы щиты из листовой стали).

67. Трубопроводы, подключенные к водяным камерам конденсатора и участкам напорных и сливных водоводов, входящих в контур циркуляции шариков, закрываются защитными решетками.

68. Линзовые компенсаторы на водоводах прикрываются с внутренней стороны щитами цилиндрической формы. Щиты привариваются к стенкам водовода только со стороны входа воды на участок компенсатора.

69. Стенки водяных камер, трубные доски и крышки камер конденсаторов, стенки напорных и сливных водоводов с внутренней стороны в зоне циркуляции шариков очищаются от грязи, отложений и продуктов коррозии.

70. После завершения монтажа элементов СШО и дополнительных защитных устройств в водяных камерах конденсатора, в напорном и сливном водоводах

производится очистка водяных камер и водоводов от обрезков металла, сварочного грата, огарков электродов, досок и прочего мусора.

71. Все трубопроводы транспортировки шариков, подвода рабочей воды к эжекторам и промывочной воды к фильтрам очищаются от мусора (промыты водой или продуты воздухом).

72. После выполнения указанных в пунктах 52–58 настоящих Методических указаний работ приступают к пуску и наладочным работам отдельных узлов и СШО в целом.

Глава 6. Пористые резиновые шарики

73. В установках шариковой очистки конденсаторов используются шарики из пористой резины.

Параграф 1. Типы шариков

74. Шарики представляют собой сферические тела из пористой (губчатой) резины диаметром 24, 25, 28, 30 мм. Предельное отклонение размера по диаметру ± 1 мм. Условное обозначение состоит из шифра типа шариков, диаметра шарика и названия. Пример условного обозначения шариков диаметром 28 мм для рабочего интервала температур от 00 до плюс 900 Ш90-28.

75. На поверхности шарика допускаются открытые поры, глубина и ширина которых не более 3 мм. Изготовитель поставяет электростанциям шарики из пористой резины шести типов, различающихся по твердости - величине деформации шарика под воздействием силы 0,1 килограмма, приложенной в вертикальном направлении. В обозначение шариков введено обозначение, указывающее твердость шарика.

76. Различаются группы шариков по твердости (например, для диаметра 28 мм):

сверхмягкие	-	Ш90-28 СМ;
мягкие	-	Ш90-28М;
нормальные	-	Ш90-28Н;
средне-твердые	-	Ш90-28НТ;
твердые	-	Ш90-28Т;
сверхтвердые	-	Ш90-28СТ.

77. Применяются шарики с корундовым покрытием (пояском), укрепляемым на поверхности шарика с помощью клея. Шарики с корундовым пояском используются для очистки трубок при их интенсивном загрязнении. Применение их кратковременное во избежание механического повреждения металла трубок.

Параграф 2. Основные характеристики шариков

78. Одним из показателей шарика является его износостойкость, то есть способность шарика противостоять износу и механическим повреждениям в процессе

эксплуатации. Время, в течение которого шарик способен поддерживать чистоту внутренней поверхности трубки, составляет не менее 400 – 500 часов. За этот период шарик не имеет механических повреждений, его эквивалентный диаметр (полусумма минимального и максимального линейного размера) не менее внутреннего диаметра трубки.

79. Другим показателем является интенсивность циркуляции, то есть количество шариков в процентах к исходному (загруженному) количеству, изменяющееся в течение времени работы СШО. В результате испытаний шариков получают результаты по интенсивности циркуляции и износоустойчивости.

80. Интенсивность циркуляции шариков, подобранных по твердости для заданных условий устойчива в течение всего времени испытания (около 450 часов) и составляла 75 – 95%. Испытания на износ при длительной циркуляции по контуру показали быстрое уменьшение диаметра с исходного 28,5 мм до 26,2 мм в первые 70 часов работы установки, после чего износ шариков резко уменьшается. Через 450 часов непрерывной работы эквивалентный диаметр шариков оставался на 0,1 мм больше внутреннего диаметра очищаемых трубок (28 мм) и шарики используются для дальнейшей работы.

Параграф 3. Выбор шариков для конкретной системы шариковой очистки

81. Надежная и эффективная работа установок шариковой очистки зависит от правильности выбора типа шариков по твердости, и их геометрическому размеру-превышению наружного диаметра шарика над внутренним диаметром трубок конденсатора. Шарик выбирается на 1-2 мм больше внутреннего диаметра трубки. Тип шарика по твердости выбирается в зависимости от перепада давления охлаждающей воды в одном ходе конденсатора, т.е. от гидравлического сопротивления трубок одного хода, так как гидравлическое сопротивление определяет перестановочное усилие, которое воздействует на шарик при проходе его по конденсаторной трубке. При малом значении гидравлического сопротивления хода и значительном (на 2-3 мм) превышении диаметра шарика над внутренним диаметром конденсаторной трубки или при твердом шарике на 1-2 мм больше диаметра трубки, силы, действующей на шарик, недостаточно для преодоления сил трения между поверхностью очищаемой трубки и шариком и он может остаться в трубке.

82. Подбор шариков производится исходя из гидравлического сопротивления чистых трубок одного хода и шарики выбираются с соответствующим превышением диаметра шарика над внутренним диаметром трубки (1 или 2 мм) по степени твердости шарика. На рисунке 15 приложения к настоящим Методическим указаниям, представлена диаграмма, позволяющая правильно выбрать тип и диаметр шарика для СШО конденсатора с известным гидравлическим сопротивлением хода. Пользование диаграммой поясняется приведенным на ней примером. При гидравлическом

сопротивлении хода 1,6 м.вод.ст. и внутреннем диаметре трубок 26 мм применяется нормальный шарик диаметром 28 мм, то есть Ш90-28М. Гидравлическое сопротивление конденсатора зависит от расхода охлаждающей воды, на большинстве электростанций производится сезонное регулирование расхода охлаждающей воды (зима, лето), то для СШО выбирается как минимум два типа шариков. Для летнего режима работы турбоустановки при номинальном расходе охлаждающей воды и большом гидравлическом сопротивлении конденсатора используются наиболее износостойкие шарики типа Т и СТ. В осенне-зимний период или низкой температуре охлаждающей воды расход воды на конденсатор сокращается на 20-30%, при этом гидравлическое сопротивление снижается в 1,5-2 раза и в связи с уменьшившимся усилием, действующим на шарик, потребуются более мягкие шарики типа СМ или Н, чтобы обеспечить их нормальную циркуляцию.

Параграф 4. Подготовка шариков к загрузке в систему шариковой очистки

83. Плотность резины, из которой изготавливаются шарики, близка к 1. Заполненные воздухом поры в шарике обуславливают их подъем вверх, что нарушает равномерность поступления шариков ко всей площади трубной доски. Для обеспечения равномерного распределения шариков в толще воды перед загрузкой напитать их водой. Проводится это вручную, погруженный в воду шарик сжимается рукой и отпускается для заполнения пор водой, повторяется это несколько раз. Критерием способности шариков к их потоплению условно принимается их водопогружаемость, то есть процент шариков, полностью погрузившихся в воду после трех и пяти разового сжатия их под водой. Не рекомендуется нахождение шариков в загрузочной камере более двух суток во избежание их разбухания. В этом случае при пуске шариков в контур циркуляции СШО велика вероятность застревания разбухших шариков в конденсаторных трубках и нарушения нормальной циркуляции шариков. Работа по напитанию шариков водой для придания им нейтральной плавучести проводится с использованием вакуумированного пространства, или вручную.

Количество циркулирующих шариков зависит от режима работы СШО.

84. Различают два режима работы СШО:

- 1) непрерывная работа СШО;
- 2) периодическая работа СШО

85. При непрерывной работе СШО, установка работает, осуществляя постоянную циркуляцию загруженных шариков, из расчета прохождения в среднем одного шарика за 5 минут по каждой конденсаторной трубке. Из этого условия производится оценка количества одновременно загруженных в СШО шариков. При среднем времени прохода шарика по контуру циркуляции 30-40 с одноразовая загрузка составляет около 5% общего количества трубок в конденсаторе. Например, для одного из двух конденсаторов турбины К-200-130 ЛМЗ количество трубок равно $11940:2=5970$ штук,

5% этого количества – 300 штук, то есть загружается 300 – 350 шариков. Для турбины К-300-240 ЛМЗ число трубок конденсатора равно 19600 штук, на каждую половину конденсатора 9800 трубок, количество шариков - 5% от 9800 равно 500 штук на одну половину конденсатора. По мере износа шариков производится их замена, для чего запорный орган на выходе из загрузочной камеры периодически (один раз в 10 – 15 дней) закрывается для сбора, отбраковки и выгрузки изношенных шариков и дозагрузки до полного числа новыми шариками. Количество шариков одноразовой загрузки уточняется в процессе наладки головной установки для данного типа турбоустановки в зависимости от качества охлаждающей воды, характера отложений в трубках, режима работы турбоустановки, сезонного изменения интенсивности загрязнения и других эксплуатационных факторов.

86. Годовое потребление шариков на турбоустановку в среднем оценивается равным общему количеству трубок в конденсаторе, если исходить из данных по износоустойчивости шариков, допускающих их эксплуатацию в течение 450 – 500 часов, согласно пункту 78 настоящих Методических указаний.

87. При периодическом включении СШО установка работает в течение определенного времени (2-8 часа в сутки, один день в неделю). Количество одновременной загрузки шариков в контур при периодической очистке увеличивается в 2-3 раза по сравнению с загрузкой при постоянной работе СШО. Режимы работы установки при периодической очистке и количество загружаемых шариков уточняется в процессе освоения СШО.

88. Условия эффективности работы СШО. Оба режима работы СШО обеспечивают эффективную очистку конденсаторов при условии циркуляции шариков по контуру. Количество циркулирующих шариков составляет не менее 90 – 95% от количества шариков одновременной разовой загрузки, отсутствует "залипание" шариков на ШУС и уход их через щели ШУС, нет застревания шариков в конденсаторных трубках в вихревых и мертвых зонах водяных камер и водоводов охлаждающей воды, согласно Правилам.

Глава 7. Применение пористых шариков с корундовым пояском

89. Шарика с корундовым пояском применяются для СШО конденсаторов, охлаждающая вода которых обладает способностью образовывать твердые отложения типа накипи. Применять их рекомендуется с осторожностью, предотвращая повреждения защитного слоя на внутренней стенке конденсаторной трубки. Контроль за этим процессом затруднен, поскольку для осмотра трубок, требуется отключение половины конденсатора, поэтому для эффективной и безопасной для трубок циркуляции шариков с корундовым пояском требуется накопление определенного опыта эксплуатации СШО в условиях выпадения твердых накипных отложений. По применению шариков с корундовым пояском, на основании наладочных работ на

турбоустановках К-200-130, получены некоторые указания, в период наиболее интенсивного выпадения отложений накипи (март-апрель) доля шариков с корундовым пояском увеличивается до 2/3.

90. Рекомендуются кратковременное применение шариков с корундовым пояском для окончательной очистки трубок после проведения кислотных промывок, в результате которых в трубках остаются следы накипи. После окончательной очистки в течение 2-8 часов шарики с корундовым пояском из контура циркуляции изымаются.

Глава 8. Контроль циркуляции шариков в контуре системы шариковой очистки

91. В процессе наладки работы СШО применительно к данным условиям (интенсивность загрязнения трубок, качество и состав отложений), в процессе установившейся длительной эксплуатации СШО осуществляется периодический контроль циркуляции шариков. Поддерживается интенсивность циркуляции шариков на уровне 90-95%, при этом исключаются из циркуляции изношенные шарики.

92. Контроль режима циркуляции шариков и их состоянием осуществляется с использованием загрузочной камеры. Для контроля рукоятка крана на камере устанавливается в положение отлова шариков. При среднем времени продвижения шарика по контуру циркуляции 30-40 секунд отлов заканчивается через 2-3 минуты. Затем закрывается задвижка на входе воды в камеру, отключается эжектор (или насос) и камера через патрубков опорожнения освобождается от воды. Открывается загрузочный люк, выгружаются собранные шарики и производится их подсчет, отбраковка изношенных с помощью калибратора. Определяется количество шариков для пополнения убыли и производится загрузка полного количества шариков. Закрывается загрузочный люк камеры и СШО включается в работу. Смотровое окно в загрузочном люке используется для визуального контроля за циркуляцией шариков. Устанавливается факт прекращения циркуляции – шарики не появляются в окне, и ухудшение циркуляции – шарики появляются в окне через значительные интервалы времени. Причиной ухудшения циркуляции является уход шариков из контура циркуляции из-за нарушения рабочего полотна ШУС или застревание шариков в трубках, в застойных местах водяных камер конденсатора. До поиска мест застревания шариков, оценить количество оставшихся шариков. Для этого используется, как указано выше, загрузочная камера. Если количество шариков резко сократилось, определяется причина задержки шариков по контуру циркуляции осматриваются "на просвет" трубки обоих ходов конденсатора, водяные камеры, ШУС (нет ли "залипания" шариков на выходной части сетки). Для контроля за циркуляцией шариков определяется время прохождения шарика по тракту циркуляции СШО. Это время определяется следующим образом.

93. При запуске первой партии загруженных в загрузочную камеру шариков – при повороте рукоятки пробкового крана в положение "Циркуляция" засекается время и

через смотровое окно наблюдается появление в окне первого шарика. Отмеченное время является временем прохождения шарика по контуру циркуляции данной СШО. Оно составляет 30 – 40 секунд и зависит для данной СШО от расхода охлаждающей воды, чем больше расход воды, тем больше скорость движения шарика и тем меньше время. Таким образом, если время циркуляции шарика

Δt_1

зафиксировано при расходе охлаждающей воды W_1 , то для расхода, охлаждающей воды W_2 - время циркуляции составит:

$$\Delta t_2 = \frac{W_1}{W_2} \Delta t_1,$$

94. Количество циркулирующих по контуру СШО шариков определяется визуально через смотровое окно в загрузочной камере. Если за период времени прохождения шарика по контуру

Δt

удается просчитать количество прошедших в смотровом окне шариков (отсчитываются для скорости счета десятками), это является количеством участвующих в циркуляции шариков. Этот метод дает ориентировочное количество циркулирующих шариков, согласно Правилам.

Глава 9. Контроль и наладка режима системы шариковой очистки по назначению основному показателю работы конденсатора – температурному режиму

Параграф 1. Основные условия контроля

95. После проведения наладочных работ по отдельным элементам и по СШО в целом для обеспечения нормальной циркуляции шариков по трубкам конденсатора и своевременной замены износившихся (отработанных) шариков проводится проверка выполнения основной задачи - поддержание поверхности конденсатора в чистом состоянии, то есть предотвращение загрязнения конденсаторных трубок.

96. На этом этапе освоения СШО надлежит убедиться в правильности выбора типа шариков для эффективной очистки поверхности трубок конденсатора. Решение этой задачи заключается в проведении тепловых испытаний конденсатора в течение определенного времени с измерением значения температурного режима. Сравнение полученных из цикла испытаний значений температурного режима с нормативной характеристикой данного типа конденсатора или со значением температурного режима, полученного при первом испытании непосредственно после пуска СШО при чистых трубках конденсатора. Условия объективного сравнения – одинаковый во всех случаях

расход охлаждающей воды, одинаковая температура входящей охлаждающей воды, паровая нагрузка конденсатора изменяется в возможном по условиям эксплуатации турбоустановки на данной электростанции диапазоне.

Параграф 2. Рекомендуемая программа контрольных испытаний в процессе наладки СШО и корректировка системы

97. Первое испытание конденсатора проводят непосредственно после пуска СШО на предварительно очищенном конденсаторе, принятым на электростанции методом. Если СШО смонтирована только на одной половине конденсатора (на одном конденсаторе) снятие характеристики конденсатора проводится с отключенной второй половиной конденсатора для получения объективных данных об эффективности СШО. При номинальном расходе охлаждающей воды при данной температуре входящей воды проводятся 5 – 6 опытов продолжительностью по 30 – 50 минут при различных паровых нагрузках конденсатора в пределах допускаемого условиями эксплуатации диапазона. Результаты этой серии опытов - значения температурного режима от паровой нагрузки конденсатора – являются исходными для последующего контроля за работой СШО. Далее с промежутком в (5-10 дней) проводятся контрольные определения температурного режима при одном режиме, близком к номинальной паровой нагрузке. Результаты этих контрольных измерений показывают снижение температурного режима, если очистка поверхности охлаждения перед пуском СШО проведена недостаточно качественно, что будет свидетельствовать об эффективности действия принятого типа пористых шариков. После дополнительной очистки трубок шариками последующие контрольные измерения показывают стабилизацию температурного режима, то есть эффективность поддержания СШО чистоты поверхности охлаждения конденсатора. В случае если контрольные измерения температурного режима покажут постепенное увеличение его значения, это свидетельствует о недостаточно эффективном воздействии шариков принятого типа на внутреннюю поверхность трубок. Производят замену шариков на следующий по степени твердости типоразмер или применяют шарик с диаметром на 2 мм больше внутреннего диаметра трубки (если использовались шарики с диаметром на 1 мм больше диаметра трубки).

98. До принятия решения о замене типа шариков производится визуальный осмотр трубной системы конденсаторов для оценки их загрязненности, чтобы окончательно убедиться в непригодности первоначально принятого типа - шариков. При замене шариков на иной тип в процессе проверки эффективности очистки трубок, ведется контроль, за стабильностью циркуляции шариков и за их износом. При окончательном подборе типа шариков, обеспечивающих поддержание в чистом состоянии конденсаторных трубок, рекомендуется снятие характеристик-зависимостей температурного режима от паровой нагрузки. Зависимости температурного режима от

паровой нагрузки повторяют при различных температурах охлаждающей воды, чтобы путем сравнения этих данных с данными типовых характеристик конденсаторов, убедиться в эффективности предотвращения отложений в конденсаторных трубках с помощью СШО во всем диапазоне температур охлаждающей воды и при возможном для систем обратного водоснабжения сезонном изменении состава охлаждающей воды.

99. Рекомендации по организации контрольных испытаний конденсаторов для оценки эффективности применения СШО для достижения нормативного вакуума в конденсационных установках паровых турбин, и для ведения наладочных работ по СШО рекомендуется руководствоваться, согласно Правилам.

100. Для проведения наладочных работ по СШО с контролем температурного режима и давления отработавшего пара организацию испытания допускается упростить за счет сокращения объема измерений и количества устройств для измерения, например, вакуума. Сравнение значений вакуума в конденсаторе и температурного режима по отдельным этапам наладочных испытаний на СШО оправдано, если при всех этапах испытаний пользоваться одной и той же системой измерения. Например, принятой на электростанции системой регистрации импульса для измерения вакуума, то есть не требуется оборудовать точки регистрации импульса устройствами в виде зондов или плоско-параллельных пластин. Измерение вакуума производят ртутным чашечным вакуумметром и для определения абсолютного давления используется проверенный ртутный барометр, anerоид или данные близко расположенной метеостанции. Измерение температуры выходящей охлаждающей воды производят в трех точках в одном сечении сливного водовода лабораторными термометрами с ценой деления $0,1^{\circ}\text{C}$. Измерение расхода охлаждающей воды производят с помощью сегментных диафрагм, установленных в напорном водоводе, если имеются данные по гидравлическому сопротивлению чистого конденсатора, допускается использование этого параметра. Регулирование расхода охлаждающей воды для создания идентичных условий в последовательных контрольных измерениях производится прикрытием задвижек на сливных водоводах.

101. Паровая нагрузка конденсатора (расход отработавшего пара) оценивается по характеристике турбоагрегата по значению давления пара в контрольной ступени цилиндра низкого давления.

102. До проведения испытаний воздушная плотность вакуумной системы приводится в соответствие с требованиями Правил.

103. Периодичность регистрации показаний контрольно-измерительных приборов при проведении испытаний 5 минут при продолжительности опыта 50 мин и 2,5 мин при продолжительности опыта 30 минут.

104. К средним значениям, полученным при опыте значениям зарегистрированных величин вводятся требуемые поправки.

105. Сравнение результатов по отдельным этапам контроля ведутся по значениям температурного режима и по значению давления отработавшего пара.

106. Изменение последней величины в результате применения СШО позволяет оценить эффективность мероприятия, согласно таблице 1 приложения к настоящим Методическим указаниям.

107. В соответствии с настоящими Методическими указаниями определяется средний коэффициент теплопередачи в конденсаторе, для целей наладочных работ по СШО это не является обязательным.

Приложение
к Методическим указаниям по наладке
и эксплуатации систем
шариковой очистки конденсаторов
паровых турбин

Таблица 1 – Изменение мощности турбоагрегата при изменении давления в конденсаторе на ± 1 кПа в пределах прямолинейных участков поправочных кривых на давление в конденсаторе.

Тип турбины	Изменение мощности, кВт (+)	Изменение удельного расхода тепла, % (+)	Тип электростанции
К-200-130 ПОТ ЛМЗ	1900	0,95	ТЭС
К-300-240 ПОАТ ХТЗ	3340	1,11	
К-300-240 ПОТ ЛМЗ	2760	0,92	
К-500-240 ПОАТ ХТЗ	3880	0,78	
К-500-240 ПОТ ЛМЗ	3680	0,74	
К-800-240 ПОТ ЛМЗ	4940	0,62	
Т-50-130 ПО ТМЗ	400	0,80*	ТЭЦ
ПТ-60-130 ПОТ ЛМЗ	450	0,90*	
ПТ-80/100-130/13 ПОТ ЛМЗ	450	0,56*	
Т-100-130 ПО ТМЗ	725	0,73*	
Т-250-240 ПО ТМЗ	1830	0,60*	
К-220-44 ПОАТ ХТЗ	3980 7960 8900 4250 11250 8300 12900	1,81 1,59 1,19 0,85 1,12 0,83 ---	
К-500-65/3000 ПОАТ ХТЗ			
К-750-65/3000 ПОАТ ХТЗ			
К-500-65/1500 ПОАТ ХТЗ			
К-1000-60/1500-1 ПОАТ ХТЗ			
К-1000-60/1500-2 (3 ЦНД)			
К-1000-60-1500-3 ПОАТ ХТЗ 2ЦНД)			
К-1000-60/3000 ПОТ ЛМЗ			
*При конденсационном режиме.			

В таблице представлены параметры известных типов турбин, подтвержденные практикой.

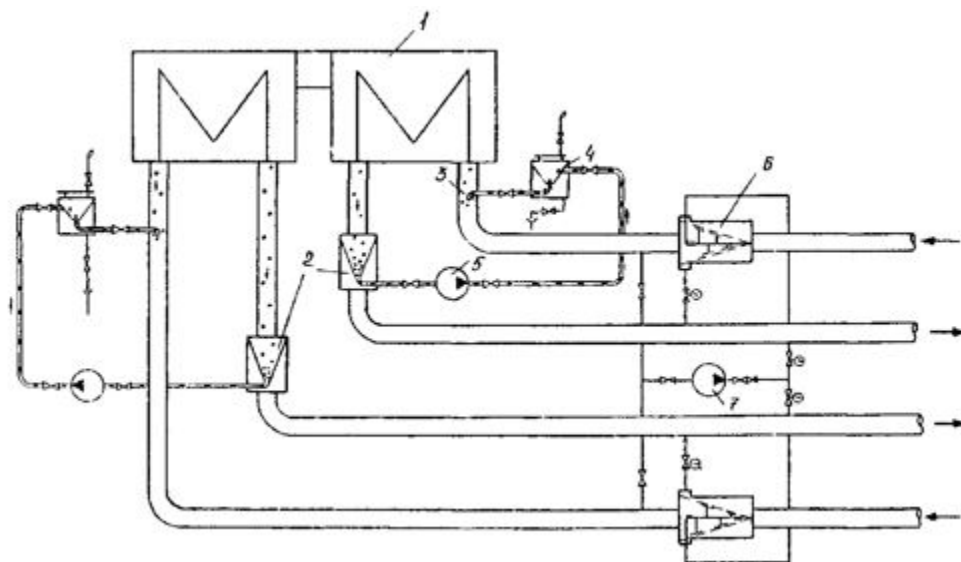


Рисунок 1 – Принципиальная схема установки шариковой очистки конденсатора паровой турбины:

1 – конденсатор, 2 – шарикоулавливающее устройство, 3 – узел ввода шариков в циркуляцию, 4 – загрузочная камера, 5 – насос сортировки шариков, 6-осевой фильтр предочистки, 7 – насос промывки фильтров.

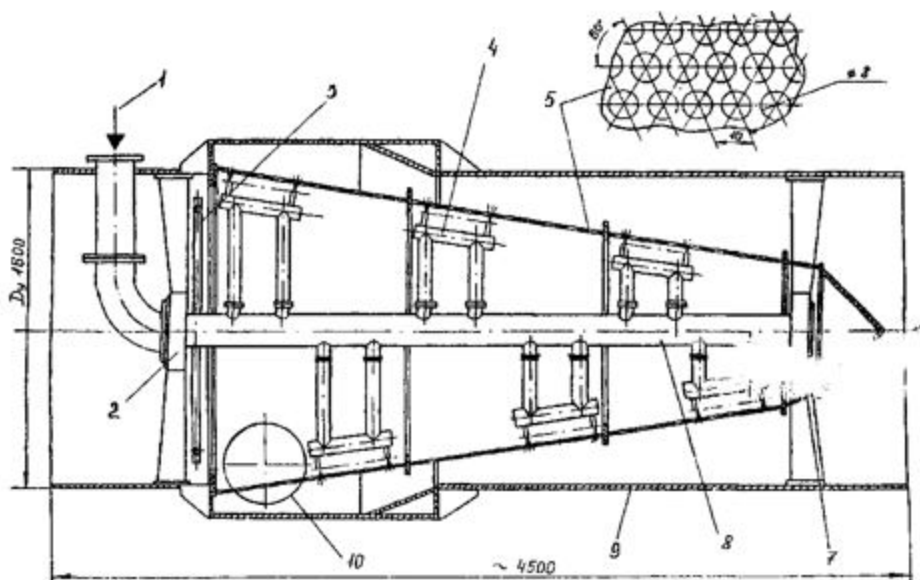


Рисунок 2 – Конусный фильтр предварительной очистки:

1 – подвод воды на отмывочное устройство, 2 – подшипник, 3 — гидропривод смывного устройства, 4 – коллектор с соплами, 5 – фильтрующая сетка из

нержавеющей стали, 6 – подвод циркуляционной воды, 7 – подшипник, 8 – вращающееся смывное устройство, 9 — напорный водовод циркуляционной воды, 10 — сброс загрязненной воды

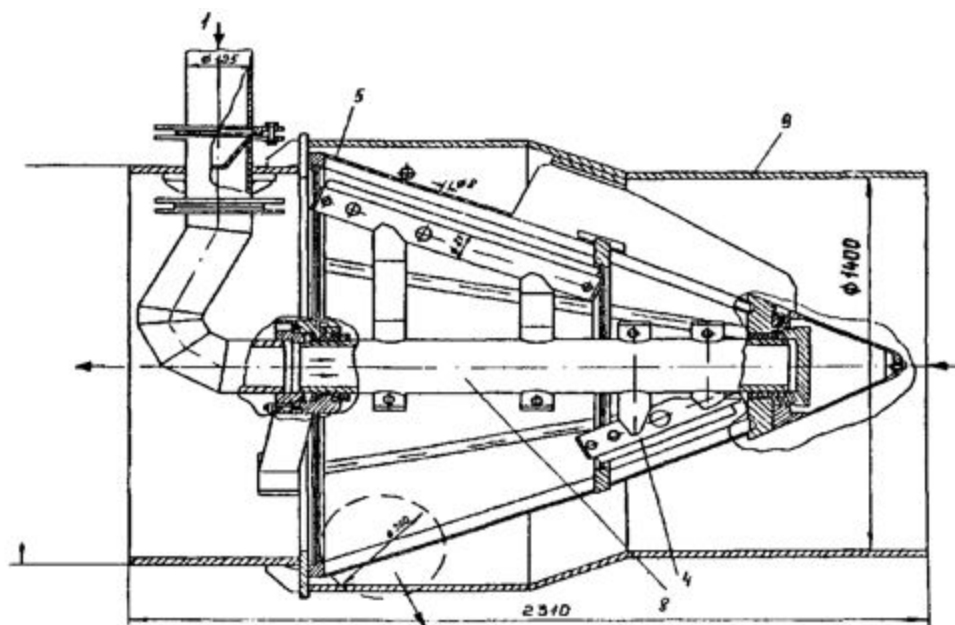


Рисунок 3 – Конусный малогабаритный фильтр предварительной очистки. Обозначения см. рис. 2.

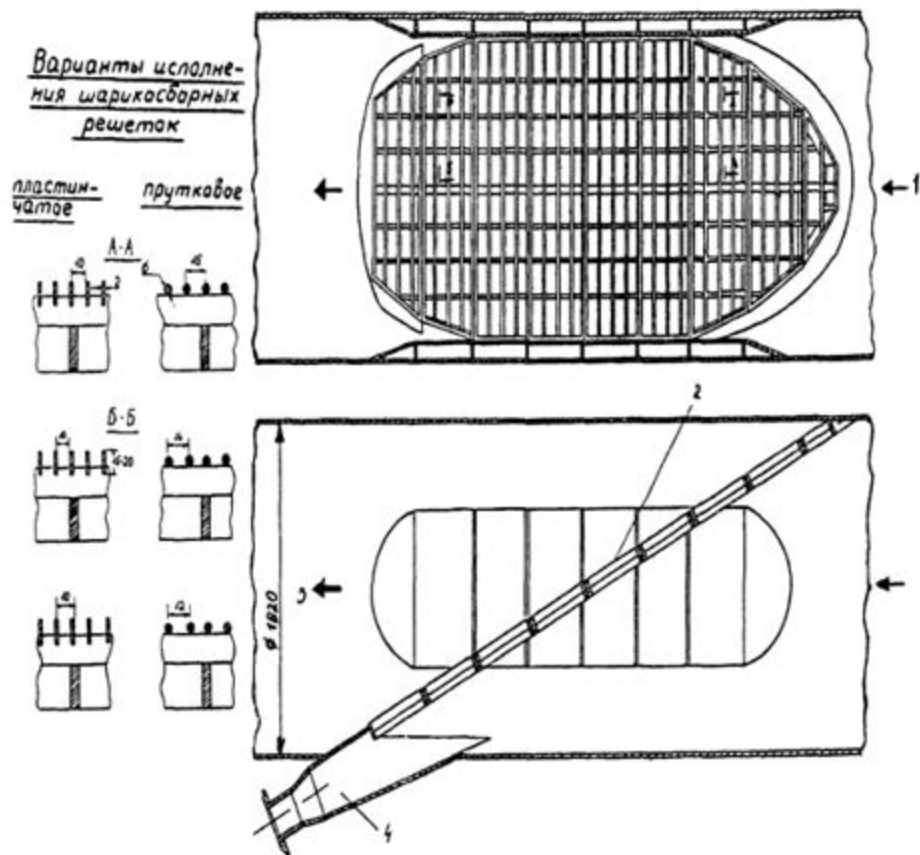


Рисунок 4 – Одноплоскостная шарикоулавливающая решетка

1 – подвод воды, 2 – шарикосбросная решетка, 3 – отвод воды, 4 – отвод шариков.

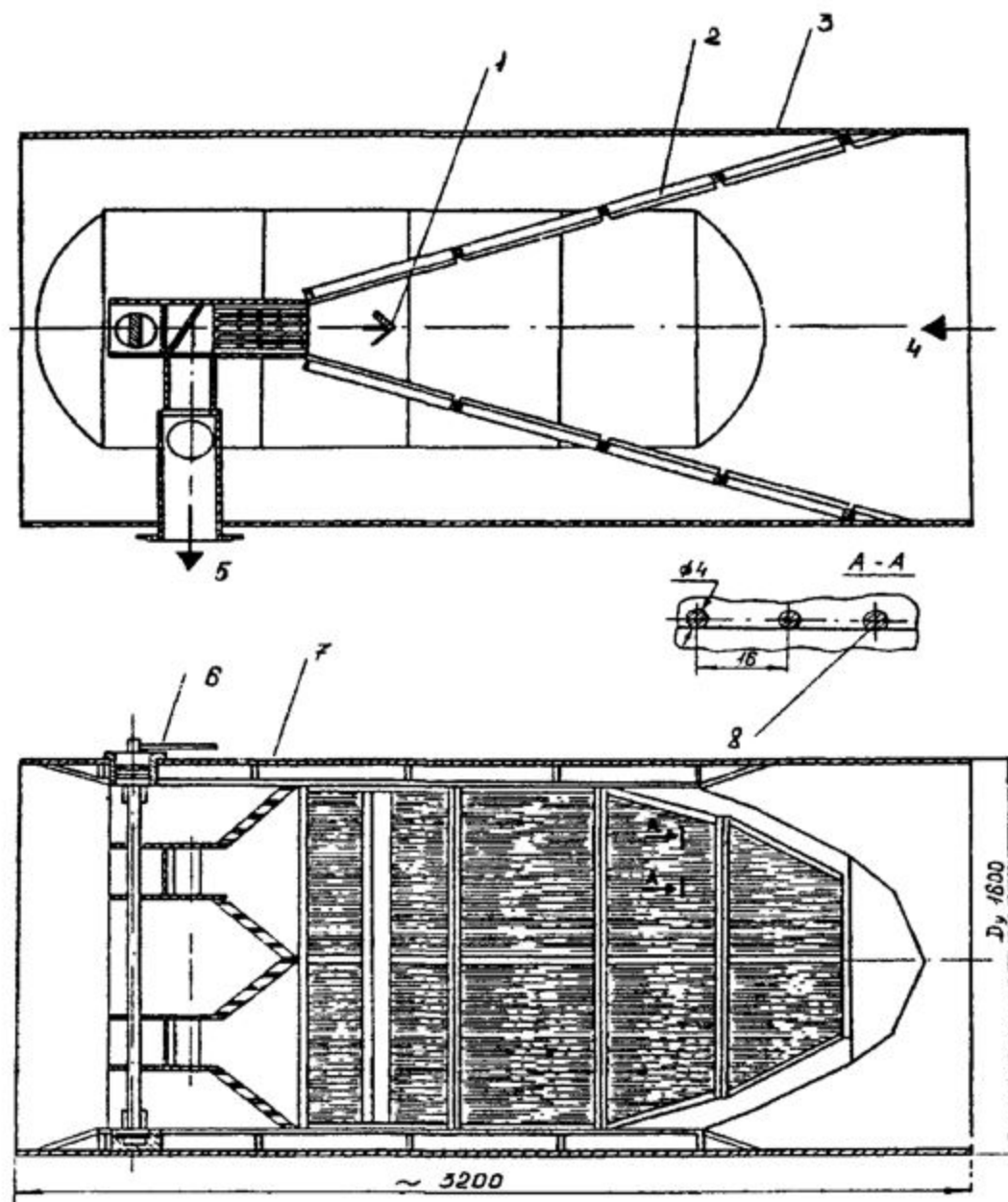


Рисунок 5 – Двухплоскостная шарикоулавливающая сетка пруткового типа:

1 – турбулизирующее устройство, 2 — полуэллиптическая сетка (верхняя), 3 — сливной водовод, 4 — подвод воды, 5 — отвод шариков, 6 — шибер заслонка, 7 – сетка нижнего ряда, 8 — проволока нержавеющей.

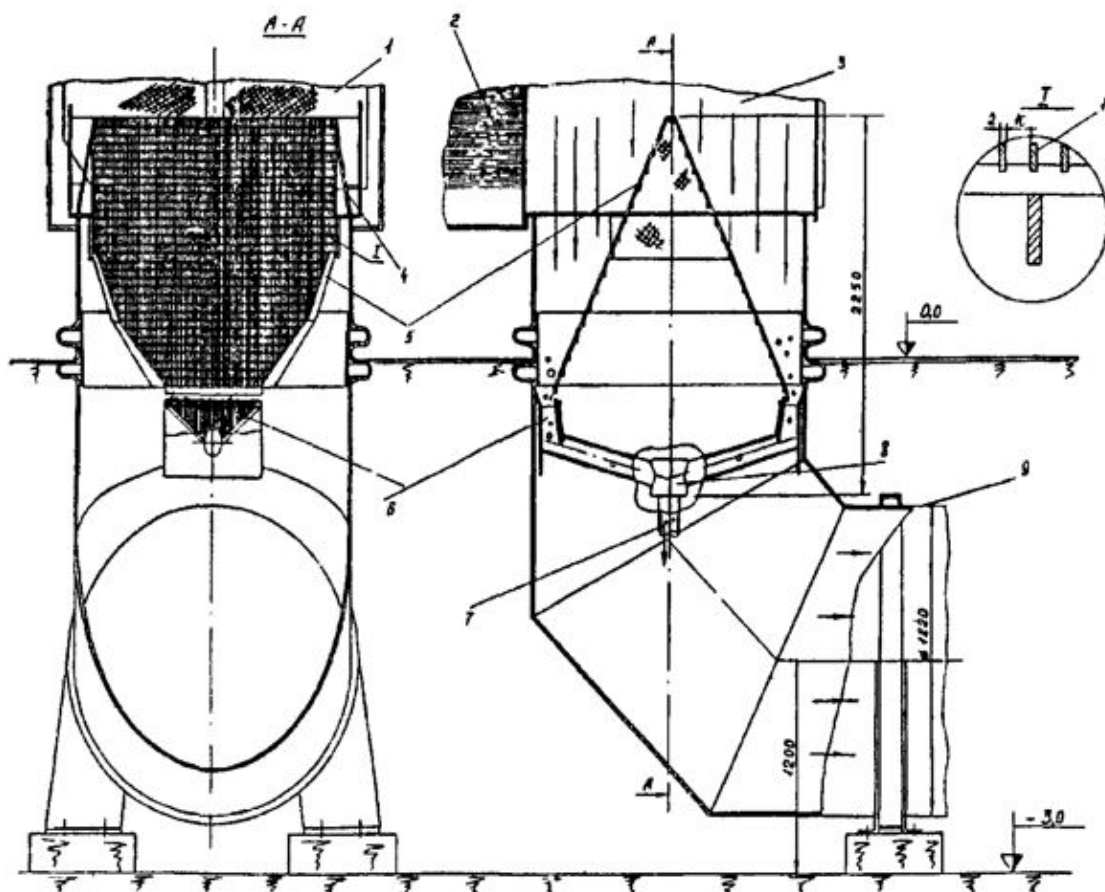


Рисунок 6 – Двухскатная шарикоулавливающая сетка пластинчатого типа:

1 — трубная доска, 2 — трубная система конденсатора, 3 — сливная камера конденсатора, 4 — перфорированный лист, 5 — шариковая решетка, 6 — устье шарикоулавливающей сетки, 7 — отвод шариков, 8 — сборник шариков, 9 — сливной водовод, 10 — пластина стальная 2x15x450 мм.

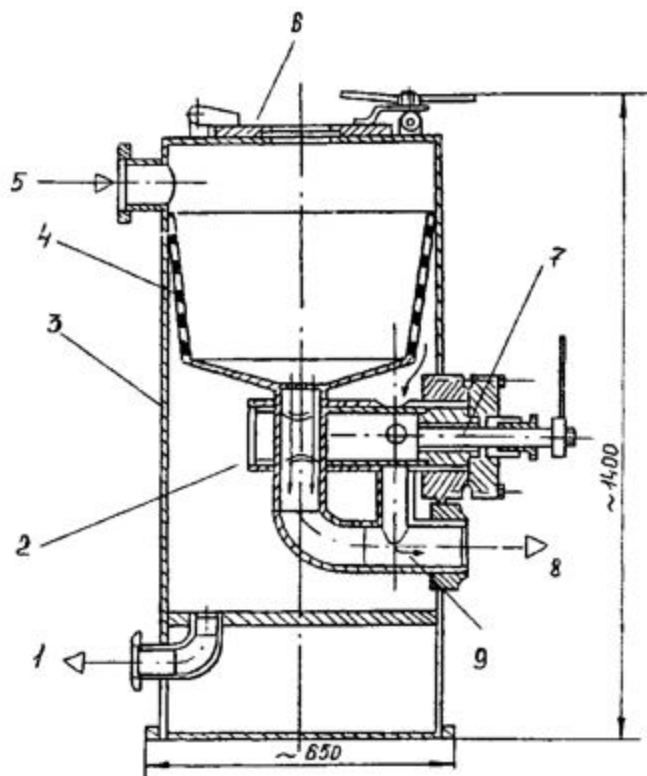


Рисунок 7 – Загрузочная камера вертикального типа:

1 — опорожнение, 2 — положение пробкового крана при циркуляции шариков, 3 — корпус, 4 — коническая перфорированная сетка, 5 — подвод воды, 6 — загрузочный люк со смотровым окном, 7 — пробковый кран, 8 — отвод воды с шариками, 9 — проход воды при отлове шариков.

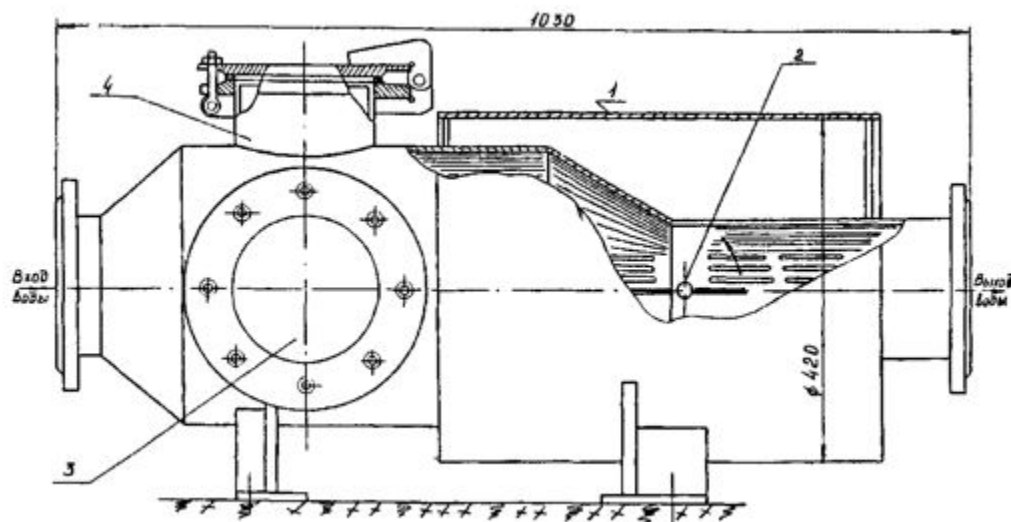


Рисунок 8 – Загрузочная камера горизонтального типа:

1 — корпус, 2 — поворотная заслонка, 3 — смотровое окно, 4 — загрузочный люк.

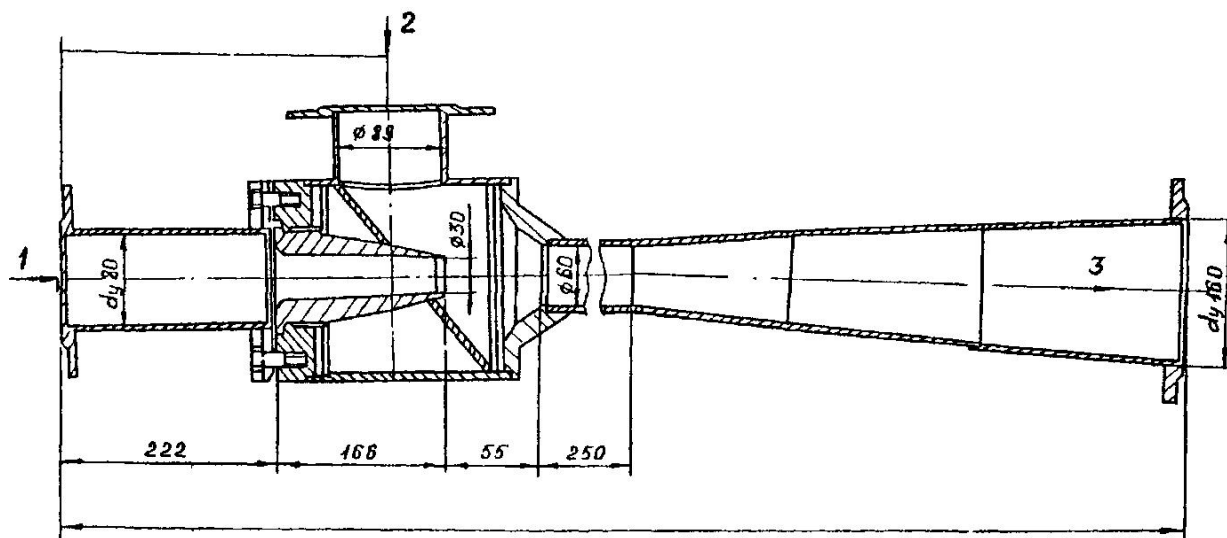


Рисунок 9 – Водоструйный эжектор шариковой очистки:

1 — вход рабочей среды, 2 — вход эжектируемой воды, 3 — выход смеси воды с шариками.

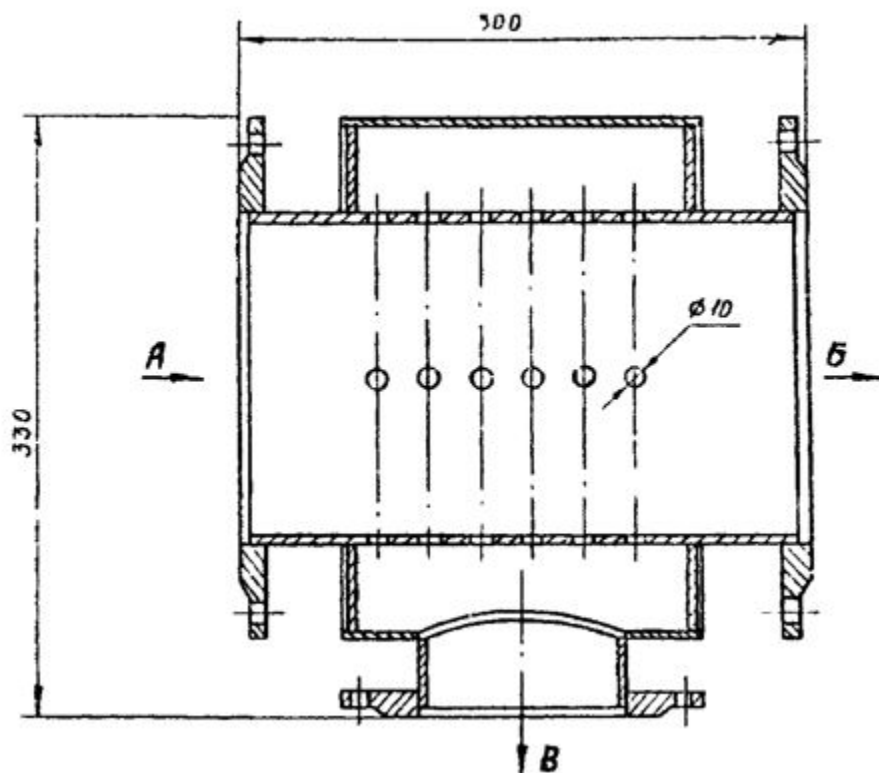


Рисунок 10 – Устройство байпаса:

А — вход воды с шариками, Б — выход воды с шариками, В — выход воды без шариков

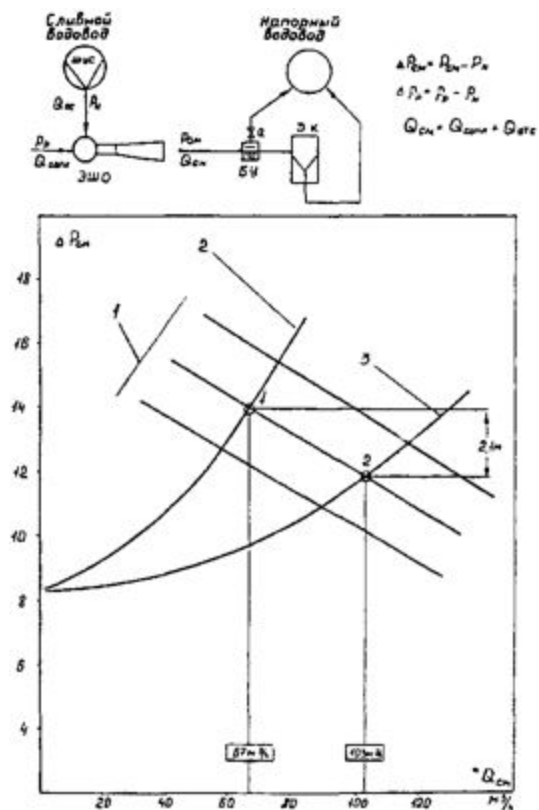
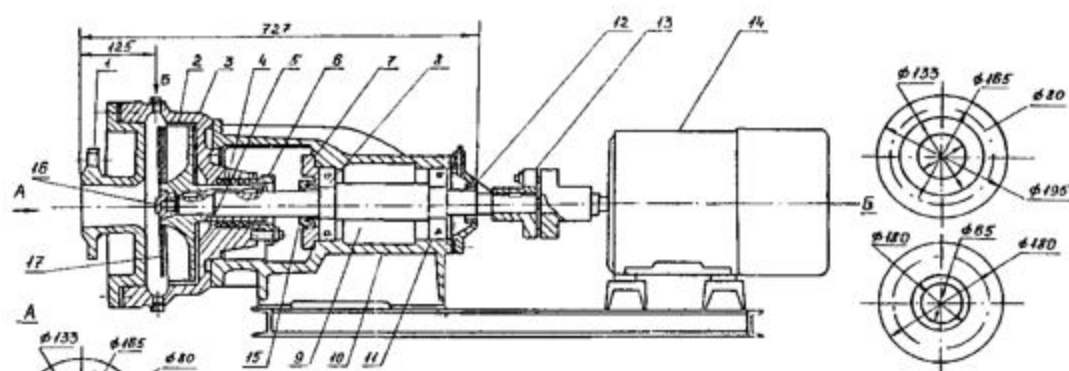


Рисунок 11 – График работы водоструйного эжектора СШО по тракту циркуляции пористых резиновых шариков:

1 — характеристики ЭШО, 2 — характеристика напорного водовода, 3 — характеристика тракта, байпас открыт.



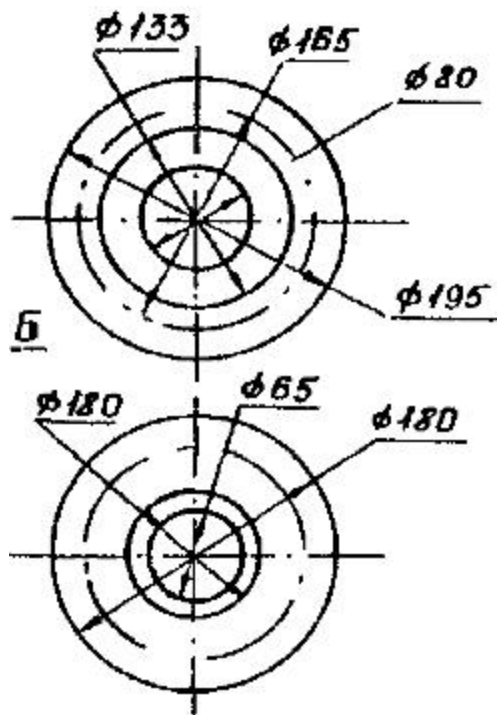


Рисунок 12 – Насос циркуляции шариков НШОС-50/14:

1 – всасывающий патрубок, 2 – рабочее колесо, 3 – корпус, 4 – сальниковая набивка, 5 – втулка, 6 – сальниковая крышка, 7 – крышка подшипника, 8 – передняя опора, 9 – вал, 10 – кронштейн, 11 – задняя опора, 12 – крышка подшипника, 13 – муфта, 14 – электродвигатель, 15 – отбойник, 16 – гайка колпачковая, 17 – защитный диск.

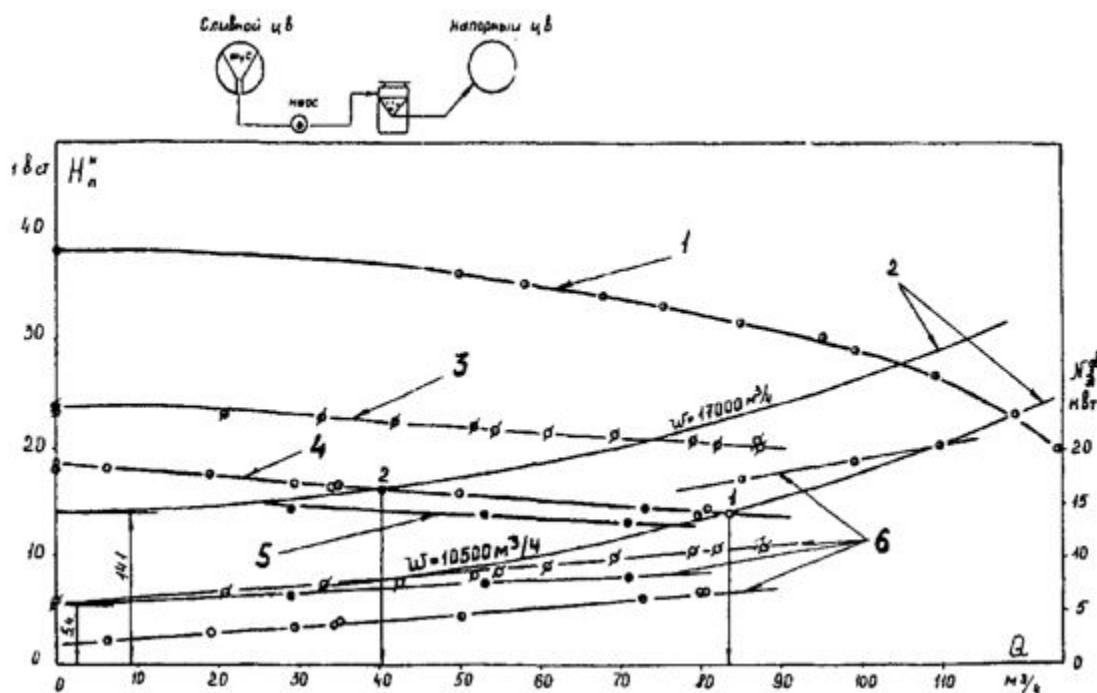


Рисунок 13 – Характеристики насосов циркуляции шариков:

1 — насос НШОС-80/32, $n = 1450$ об/мин, 2 — характеристика тракта циркуляции шариков, 3 — насос СМС 125-80-25, $n = 1450$ об/мин, 4 — насос ЦС 63/14; 5 — насос НШОС 50/14, $n = 960$ об/мин.

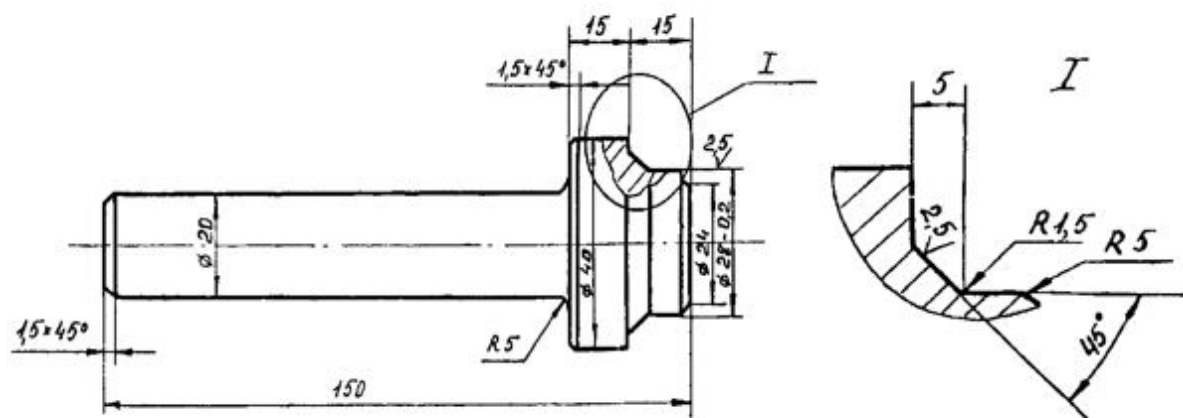


Рисунок 14 – Оправка для обработки трубок конденсатора:

Материал сталь 45 согласно документу, указанному в подпункте 1 пункта 7 настоящих Методических указаний, деталь подвергается - термообработке до твердости 50 HRC.

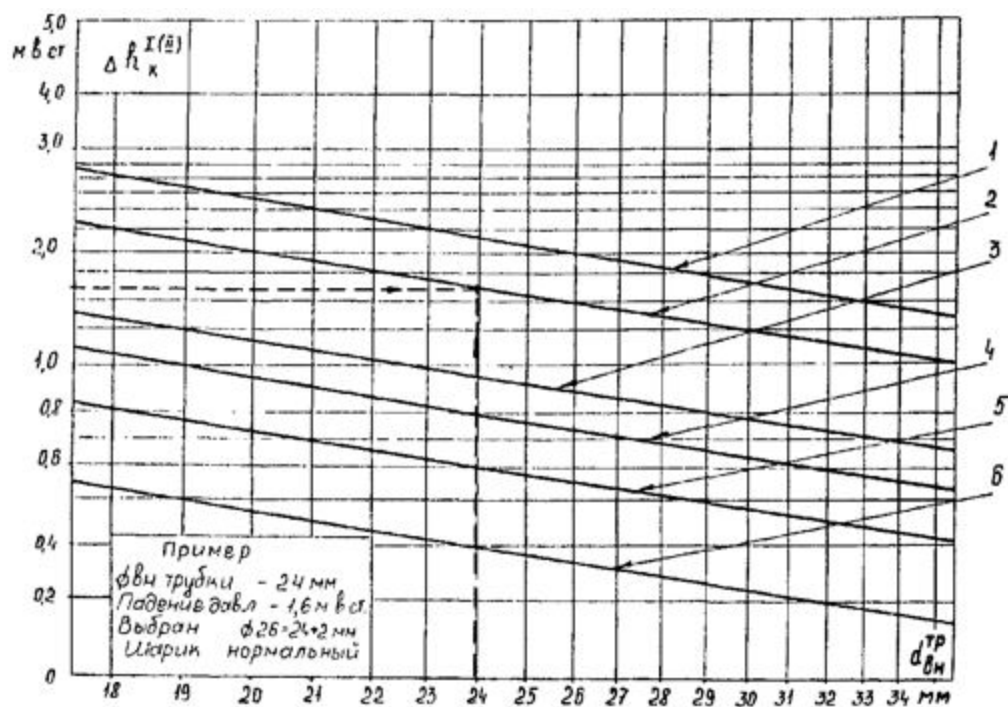


Рисунок 15 – Диаграмма для выбора пористых резиновых шариков

1 — твердый + 2 мм, 2 — нормальный + 2 мм, 3 — мягкий + 2 мм, 4 — твердый + 1 мм, 5 — нормальный + 1, 6 — мягкий + 1 мм

Методические указания по обследованию баков аккумуляторов горячей воды

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по обследованию баков аккумуляторов горячей воды (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) баки-аккумуляторы – баки предназначенные для хранения горячей воды с температурой до + 95 °С;

2) окраек днища – стык днища и стенки бака-аккумулятора;

3) уторный узел бака – угловое сварное соединение днища со стенкой;

4) выпучина – дефект поверхности, представляющий собой локальный пологий прогиб поверхности изнутри элемента с утонением стенки или без него.

Глава 2. Область применения

3. В процессе эксплуатации баков аккумуляторов горячей воды обеспечивается внутренний контроль технического состояния металлических баков-аккумуляторов горячей воды.

4. Металлические баки-аккумуляторы горячей воды относятся к сооружениям, подверженным интенсивному износу под влиянием коррозионных и других процессов, связанных с режимами их работы. В целях предотвращения технологических нарушений (аварий) с разрушением конструкций и сооружений при эксплуатации баков-аккумуляторов на энергопредприятиях, осуществляется постоянный контроль их технического состояния.

5. Анализ материалов выхода из строя баков-аккумуляторов показал, что к причинам, способствующим их разрушению, относятся критерии, такие как

недостаточность количества и качество этих обследований, не позволяющие своевременно определять степень эксплуатационной надежности баков.

6. Применяемые методы контроля, изложенные в настоящих Методических указаниях, позволяют определить все поверхностные и внутренние дефекты основного металла и сварных соединений, фактическую толщину стен, днища, кровли, характер коррозионного износа, качество и состояние антикоррозионного покрытия внутренней поверхности, степень отклонения стенки бака и основания от проектного положения.

Глава 3. Особенности конструктивных решений

7. Баки-аккумуляторы, предназначенные для хранения горячей воды с температурой до $+95^{\circ}\text{C}$, имеют цилиндрическую форму и устанавливаются вертикально.

8. Вместимость баков-аккумуляторов, эксплуатируемых на энергопредприятиях, составляет от 100 до 20000 кубических метров (далее – м^3).

9. Баки состоят из днища, стенки и кровли, согласно рисунку 1 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям. Форма кровли баков вместимостью до 3000 м^3 включительно — коническая, вместимостью более 3000 м^3 — куполообразная.

10. Стенка и днище бака изготавливаются в виде полотнищ, которые транспортируются к месту монтажа свернутыми в рулоны.

11. Покрытие бака конической формы имеет уклон 1:10 и собирается из плоских щитов, опирающихся на стенку бака и центральное кольцо. Между собой щиты соединяются путем сварки внахлест.

12. Щиты покрытия изготавливаются из крупногабаритных листов с образованием несущих радиальных элементов, путем гибки листов по продольной кромке.

13. Стенки бака составляют из листов переменной толщины — от 5 миллиметров (далее – мм) для баков вместимостью 100 м^3 до 16 мм для баков вместимостью 20000 м^3 .

14. Конструкции бака изготавливаются на заводе. При изготовлении полотнищ стенки все соединения выполняются двусторонней автоматической сваркой под слоем флюса.

15. Для периодического осмотра стенки внутри бака проектом предусматривается передвижная стремянка.

16. Согласно требованиям СНиП РК 5.04-18 "Металлические конструкции". Правила производства и приемки работ, стыковые сварные соединения окраек днища баков-аккумуляторов выполняются на подкладке не менее чем в два слоя. Контроль герметичности всех швов днища при монтаже баков производится вакуумом. Контроль просвечиванием проникающими излучениями производится:

1) в баках, сооружаемых из рулонных заготовок, изготовителем путем проверки 100% пересечений вертикальных и горизонтальных швов, швов сварных соединений I

и II поясов (считая снизу) и 50% пересечений II, III и IV поясов, а при монтаже — вертикальных швов стенок баков вместимостью от 2000 до 20000 м³;

2) в баках, сооружаемых полистным методом, всех вертикальных стыковых соединений I и II поясов и 50 % соединений II, III и IV поясов преимущественно в местах пересечений этих соединений с горизонтальными;

3) всех стыковых соединений окраек днищ в местах примыкания к ним стенки бака.

Сноска. Пункт 16 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

17. Для сооружения баков-аккумуляторов до 1989 года использовались:

1) при их вместимости от 100 до 1000 м³ индивидуальные проекты разных организаций;

2) при их вместимости от 2000 и 20000 м³ типовые проекты резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов.

Технические характеристики эксплуатируемых баков-аккумуляторов сооруженных по типовым проектам резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов приведены в приложении 2 к настоящим Методическим указаниям.

18. Технические характеристики баков-аккумуляторов, сооружаемых по действующим типовым проектам резервуаров для хранения горячей воды приведены в приложении 3 к настоящим Методическим указаниям.

19. Для предотвращения лавинообразного разрушения, ранее имевшего место на ряде баков, последние оснащены наружными конструкциями защиты, состоящими из горизонтальных поясов кругового очертания, бандажей и вертикальных стоек. Расстояние между бандажами принято переменным в зависимости от значений растягивающих усилий и расположения люков и вводов трубопроводов. Проекты наружных конструкций защиты выполнены институтом "Ленпроектстальконструкция".

20. Горизонтальные пояса-бандажи рассчитаны на восприятие растягивающих усилий при аварийном разрыве стенки бака, наполненного водой, и состоят из полосовой стали. Вертикальные стойки служат для восприятия нагрузки от массы бандажей и фиксации их положения и состоят из стали швеллерного либо таврового сечения.

21. Технические характеристики конструкции защиты баков-аккумуляторов бандажами, приведены в приложении 4 к настоящим Методическим указаниям.

22. Монтаж конструкции защиты выполняется на баке, не заполненном водой. Для исключения передачи эксплуатационных нагрузок на бандажи, рассчитанные на восприятие аварийных нагрузок при возможном разрыве стенки бака, предусмотрены зазоры 10-15 мм между бандажами и стенкой бака. Зазоры предназначены для компенсации расширения бака от повышения температуры и давления воды. В зазоры

устанавливаются деревянные прокладки для снижения концентрации напряжения в местах опирания бака на горизонтальные пояса-бандажи и предназначены для равномерной передачи давления на бандаж из-за возможных несовершенств цилиндрической оболочки.

23. При устройстве защиты на баке-аккумуляторе, заполненном водой, бандаж примыкает к стенке бака без зазора, рекомендуются местные зазоры — не более 5 мм.

24. Монтаж конструкции бандажей выполняют снизу вверх, при этом их устанавливают горизонтально, без перекосов.

25. Месторасположение люков, лазов, вводов и выводов трубопроводов, привязка которых дана в типовых проектах баков, иногда вызывает изменение размеров стоек и бандажей типового проекта усиления.

26. В качестве антикоррозионной защиты баков-аккумуляторов применяются герметики, катодная защита, металлизационное алюминиевое покрытие, эпоксидные составы, различные краски и эмали.

27. Типовыми проектами предусмотрена защита от коррозии внутренней поверхности бака, герметизирующей жидкостью АГ-4 и АГ-4И, которая при спуске и подъеме воды образует по внутренней поверхности самовосстанавливающуюся противокоррозионную смазку.

Защита воды от аэрации обеспечивается образованием на поверхности воды слоя герметизирующей жидкости толщиной 2-4 см.

Гарантийный срок эксплуатации герметизирующей жидкости АГ-4 и АГ-4И при температуре воды 70-80°C составляет 5 лет, при температуре воды 95°C — 3 года (по данным ВНИПИ энергопрома).

Герметизирующие жидкости АГ-4 и АГ-4И представляют собой горючие вязкоподвижные жидкости с температурой вспышки не ниже 150°C. Температура самовоспламенения — не ниже 250°C. Область воспламенения паров вещества при контакте с воздухом: нижний температурный предел воспламенения 154°C, верхний предел самовоспламенения 204°C.

28. Требуемым условием применения герметизирующей жидкости является наличие:

1) системы автоматического контроля максимального и минимального уровней воды в баке-аккумуляторе;

2) специальных механических устройств, предупреждающих спуск герметизирующей жидкости в теплосеть и перелив ее.

29. Для предотвращения растекания воды при протечках по территории при расположении вне энергоисточника баков-аккумуляторов выполняется их ограждение по всему периметру бакового хозяйства.

Вокруг каждого бака имеется отстойка, огражденная территория обеспечивается организованным отводом воды, вытекающей из поврежденного бака.

Ограждение территории расположения баков рассчитано на исключение доступа к бакам посторонних лиц, не рассчитано на предотвращение растекания воды по территории энергопредприятия при лавинообразном разрушении баков-аккумуляторов.

Глава 4. Порядок организации работ и контроля за состоянием конструкции

30. Проведение работ по обследованию конструкции баков-аккумуляторов осуществляется организацией, в ведении которой находятся эти сооружения.

31. Работы по обследованию выполняются специализированными организациями, располагающими техническими средствами, нормативно-технической документацией для контроля и оценки конструкций, имеющими обученных и аттестованных работников.

32. Специалисты по неразрушающему контролю металла и сварных соединений выполняют при обследовании баков только те виды работ, по которым они аттестованы .

33. Приборы и средства, используемые при обследовании баков, выявляют имеющиеся дефекты. Не рекомендуется применение приборов и средств, не прошедших поверку в установленные сроки.

Определение состояния металла и сварных соединений производится в соответствии с требованиями стандартов на эти виды испытания.

Обследование баков-аккумуляторов выполняется с их выводом из эксплуатации и опорожнением.

34. До начала обследования подготавливается и анализируется проектная и исполнительная документация:

1) рабочий проект бака и его наружных защитных конструкций с согласованными проектной организацией изменениями;

2) переписка с проектной организацией по вопросам согласования изменений в проекте;

3) сведения по изготовлению и монтажу обследуемого бака — наименование организации, даты выполнения работ, их вид;

4) характеристика проведенных ремонтов (дата, перечень дефектов, методы их устранения);

5) данные о режиме эксплуатации бака;

6) вид и характеристика примененной антикоррозионной защиты, срок службы;

7) сертификаты на механические конструкции;

8) акты приемки скрытых работ;

9) документы, сертификаты, удостоверяющие качество материалов, применяемых при монтаже и ремонте, документы о контроле сварных соединений, журналы монтажных работ;

10) данные о результатах геодезических измерений; документы о приемке бака в эксплуатацию;

11) сведения о гидравлических испытаниях бака; акты и заключения проведенных обследований и диагностики.

35. С учетом конструктивных особенностей, способов ремонта, условий эксплуатации бака-аккумулятора определяются наиболее напряженные зоны и элементы конструкции, возможные механизмы образования дефектов в материале при эксплуатации, вид и объемы работ по обследованию.

36. До начала обследования подготавливается:

1) карта развертки стенки, карты (схемы) кровли и днища согласно рисунку 2-4 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям для нанесения обнаруженных дефектов;

2) соответствующее оборудование и приспособления — лестницы, стремянки, подмости и другое, материалы для маркировки дефектных участков, приборы, аппаратуру и инструменты.

37. Ко всем конструктивным элементам бака, подлежащим обследованию, обеспечивается свободный доступ. Наружные и внутренние элементы бака, подлежащие обследованию, очищаются от загрязнений и антикоррозионной защитной смазки. Качество подготовки поверхностей определяется требованиями применяемого метода контроля.

38. Уторный узел бака (угловое сварное соединение днища со стенкой) очищается с наружной стороны от грунта, снега и других загрязнений.

Тепловая изоляция, препятствующая контролю технического состояния, частично или полностью удаляется для получения требуемых данных о состоянии металла и сварных соединений.

39. Частичное обследование с внутренним осмотром бака выполняется с периодичностью не реже одного раза в 5 лет, полное техническое обследование — не реже одного раза в 15 лет.

40. Частичное обследование кроме внутреннего осмотра включает: внешний осмотр бака, измерение толщины поясов стенки бака (при наличии тепловой защиты производится с внутренней стороны), измерение геометрической формы стенок и нивелирование днища, проверку состояния основания и отмоксти.

Полное обследование включает выполнение всех работ, предусмотренных частичным обследованием, и дополнительно измерение толщины днища и кровли, контроль монтажных сварных соединений неразрушающими методами, механические испытания и металлографические исследования металла и сварных швов, при необходимости химический анализ металла.

41. Первоочередное внимание при обследовании уделяется:

1) участкам стенки, наиболее подверженным коррозии, — нижнему поясу и двум верхним поясам стенки на участках переменного заполнения бака, днищу, несущим элементам и кровле;

2) участкам стенки уторного шва, соединяющего стенку с днищем, окрайке днища;

3) участкам стенки, имеющим местные выпучины и вмятины, отклонения образующих от вертикали в пределах либо за пределами допусков;

4) сварным соединениям в вертикальных монтажных стыках стенки, в пересечениях вертикальных и горизонтальных швов, в нижних трех поясах стенки, сварному шву между стенкой и днищем, сварным швам приварки люков и врезок в нижние пояса баков;

5) местам присоединения трубопроводов.

42. Контроль основного металла и сварных соединений выполняется неразрушающим и разрушающим методами.

При неразрушающем методе выявляется состояние поверхностей основного металла и сварных соединений, определяется фактическая толщина основного металла, его качество, качество сварных соединений.

Разрушающий метод контроля связан с необходимостью выполнения механических испытаний, металлографических исследований, химических анализов металла и сварных соединений, для чего из бака вырезаются контрольные образцы.

43. При измерении геометрической формы бака определяются отклонения образующей стенки от вертикали и размеры местных деформаций. Горизонтальность днища проверяется нивелированием. При этом измеряются местные деформации днища (хлопуны, вмятины).

44. При контроле основания и отмостки определяются плотность прилегания днища к основанию, осадки основания, состояние отмостки, наличие откоса и отвода атмосферных вод.

Глава 5. Осмотр метало бака-аккумулятора

45. Осмотр метало бака-аккумулятора, производится в последовательности:

1) днище и окрайка днища;

2) нижние три пояса без подъемных приспособлений;

3) четвертый пояс (считая снизу) с применением переносной лестницы;

4) пятый пояс и выше с применением подвесной люльки;

5) места переменного уровня воды;

6) кровля.

46. При осмотре бака используются оптические приборы типа бинокль, лупа и т.д.

47. Состояние поверхностей основного металла бака проверяется на соответствие требованиям СНиП РК 5.04-18-2002 Металлические конструкции "Правила производства и приемки работ".

48. Все выявленные дефекты подлежат измерению по глубине залегания, протяженности и наносятся на карты.

Глава 6. Измерение толщины и коррозионного износа стенки, кровли и днища

49. Для определения толщины и коррозионного износа металла стенки, кровли и днища баков-аккумуляторов применяются ультразвуковые толщиномеры, позволяющие измерять толщину металла в диапазоне 0,2-50 мм с погрешностью 0,1 мм, при температуре окружающего воздуха от – 10 до + 40°C.

50. Настройку приборов производят в соответствии требованиям руководства изготовителя приборов, при этом пользуются образцами, изготовленными из измеряемого материала. В процессе работы точность настройки прибора проверяется не реже чем через 3 часа работы.

51. Поверхность металла на участке контроля очищается от брызг, окалины и краски, не рекомендуется наличие вмятин, выпучин и изгибов. Корродированная поверхность, в том числе с язвенной коррозией, механически обрабатывается в пределах контролируемого участка до получения ровной и гладкой поверхности. Для зачистки применяют абразивные круги, щетки.

52. Объем работ по измерениям толщины устанавливается на основании результатов визуального осмотра конструкции бака в зависимости от длительности эксплуатации, эффективности антикоррозионной защиты и качества монтажа.

53. Место измерения зачищается до металлического блеска на расстоянии 200-300 мм ниже верхней кромки проверяемого листа. Не рекомендуется попадание различных механических примесей под щуп из-за возможного нарушения акустического контакта между металлом и щупом.

54. Измерения толщины листов бака-аккумулятора производится на участках пораженных коррозией с разбивкой внутренней поверхности на отдельные секторы квадратной формы площадью, равной произведению диаметра бака на проектную толщину измеряемого листа

Толщина листов каждого пояса стенки проверяется по образующей в трех точках по высоте пояса (низ, середина, верх). Толщина листов днища и кровли измеряется по двум взаимно перпендикулярным диаметральному направлениям, выполняется не менее чем по два измерения на каждом листе. На участках, где имеется значительное коррозионное разрушение листов кровли, вырезаются отверстия размером 500х500 мм и производится измерения сечений элементов несущих конструкций.

55. Фактическая толщина листа в месте измерения определяется как среднеарифметическая величина от суммы всех измерений, но не менее трех.

Данные измерений сводятся в таблицы, куда заносятся проектные данные о толщине металла, вычисленные в процентах измерения фактической толщины по сравнению с проектной и средняя скорость коррозионного износа за расчетный год.

56. При повторном обследовании бака определение толщины металла конструкции производится в местах интенсивной коррозии, и местах первоначального обследования.

57. Коррозия металлоконструкции бака разграничивается по своему виду на равномерную, когда сплошная коррозия распространяется по всей поверхности металла, местную (точечную, пятнистую, язвенную, в виде отдельных точечных и пятнистых поражений, сквозную, послойную) при охвате отдельных участков поверхности.

58. Глубина раковин, образовавшихся от коррозии, надрезы измеряются в труднодоступных местах штангенциркулем или приспособлением, состоящим из индикатора часового типа и скобы, согласно рисунку 5 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

59. По результатам осмотра коррозионных повреждений поверхности намечаются участки и производятся измерения толщины металла ультразвуковым толщиномером.

60. При антикоррозионной защите герметиком контроль ее эффективности определяется:

1) размер контрольных участков при определении состояния герметика и защищаемого им металла составляет не менее 200х200 мм, участки выбираются в местах по высоте бака: один участок в верхней зоне, три — в зоне переменного уровня воды, один — в нижней зоне;

2) перед определением степени коррозионного износа с контрольных участков металлической лопаткой удаляется пленка герметика и проводится обезжиривание поверхностей бензином или ацетоном;

3) перед осмотром вертикальных швов и монтажного шва в нижней зоне и зоне переменного уровня герметик удаляется. Осмотр производится с использованием лупы с кратностью увеличения не менее 3.

61. При катодной защите внутренней поверхности бака от коррозии контроль ее эффективности проверяется:

1) перед сливом воды из бака для предстоящего осмотра производится измерение поляризационного потенциала.

Измерение поляризационного потенциала производится на трех уровнях (0, 1/3 и 2/3 высоты бака) непосредственно перед отключением катодной защиты.

При отсутствии в баке постоянно находящегося электрода сравнения (хлорсеребряного или другого типа) в заполненный бак опускают по штанге медносульфатный электрод сравнения или другой электрод сравнения;

2) перед началом измерений поляризационного потенциала по приборам отмечается значения тока и напряжения на катодной станции. Измерение производится вольтметром с входным сопротивлением не менее 1 МОм;

3) при значении измеренного отрицательного потенциала перед обследованием бака менее 1,1 В (по медносульфатному электроду сравнения) или в журнале по контролю за поляризационным потенциалом обнаружены такие значения в течение 2-3 месяцев,

проводится высверловка или вырубка участка стены бака площадью 15 см² для определения степени наводораживания и выявления опасности хрупкого разрушения;

4) до начала осмотра поверхности бака отключается катодная защита и проводится обследование надежности крепления анодов и их состояния, осмотр полипропиленовых подвесок, проводов, подключаемых к анодам, проверка переходного сопротивления токоввода, составляющего не более 0,1 Ом;

5) при обрыве проводов или оголении жил производится их замена. При сквозной трещине и переломе анода, поперечном сколе анода с шириной более 5 мм и глубиной более 0,4 его диаметра или продольном сколе анода с шириной более 5 мм, глубиной 0,4 его диаметра и длиной более 100 мм производится замена анода;

6) при обнаружении на баках во время осмотра вновь образовавшихся продуктов коррозии участки с ними принимаются как контрольные и на них определяется степень коррозионного износа с помощью часового индикатора со скобой, согласно рисунку 5 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

62. При антикоррозионной защите бака краской ВЖС-41 или другими лакокрасочными покрытиями обращается внимание на отслоение покрытия, трещины, пятна ржавчины. Указанные дефекты покрытия удаляются механическим путем и на участках, где они были обнаружены, производится определение коррозионного износа штангенциркулем или другими методами.

63. При антикоррозионной защите бака металлизационным металлическим покрытием контроль эффективности данного покрытия определяется измерением его толщины с помощью толщиномеров. На каждом уровне бака — верхнем, нижнем и среднем выбираются 4 контрольных участка размером 400х400 мм, на них производится по 20-25 измерений толщины покрытия и для каждого участка берется среднеарифметическое из пяти наименьших значений. Контрольные участки отмечаются на карте-схеме бака и анализируются при следующих обследованиях.

Глава 7. Контроль качества металла

64. Контроль качества металла выполняется не реже одного раза в 15 лет. Для механических испытаний и металлографических исследований основного металла производится вырезка участка листа диаметром 300 мм в одном из четырех нижних поясов бака с таким расчетом, чтобы это место легко отремонтировать с помощью сварки Центр вырезанного участка находится на расстоянии не менее 500 мм от горизонтальных швов и не менее 800 мм от вертикального.

65. Каждый образец, вырезанный для механических испытаний и металлографических исследований, имеет сопроводительный документ, в котором отмечается наименование энергопредприятия, номер бака и место вырезки, дата, фамилия лица производившего вырезку и его должность.

66. При механических испытаниях основного металла выполняются испытания на растяжение, ударную вязкость, на ударный изгиб при различной температуре, измерение твердости.

67. До начала испытаний все подготовленные образцы контролируются на соответствие их формы, размеров, чистоты поверхности и места расположения.

68. Испытания на растяжение основного металла производятся согласно требованиям СН РК 5.03-07 "Несущие и ограждающие конструкции".

Сноска. Пункт 68 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

69. Измерение твердости производится на вырезанных и подготовленных образцах со шлифованной поверхностью (по Бринеллю, Роквеллу или Виккерсу).

70. Рекомендуется использование таблиц перевода значений показателей по твердости металла согласно СТ РК 1450-2005 "Контроль неразрушающий. Соединения сварные Методы ультразвуковые". Испытания твердости осуществляются с помощью переносных стационарных приборов со статическим и динамическим нагружением. Рекомендуется для ориентировочной оценки временного сопротивления или предела текучести применять формулы перевода значений твердости.

71. При проверке прочностных и пластических характеристик основного металла путем вырезки и испытания отдельных образцов, показатели механических свойств определяются как среднеарифметические полученных результатов по каждому виду испытаний.

при испытании металла одна из характеристик не удовлетворяет вышеуказанным требованиям, проводится повторное испытание на удвоенном количестве образцов, вырезанных из других поясов.

72. Образцы для металлографического исследования основного металла вырезаются вдоль проката и исследуются в соответствии с ГОСТ 30415-96 "Межгосударственный стандарт. Сталь. Неразрушающий контроль механических свойств и микроструктуры металлоконструкций".

73. При металлографическом исследовании основного металла определяется характер термической обработки, наличие металлических включений и характер коррозионного разрушения.

74. Для определения химического состава металла используются образцы, вырезанные для механических испытаний.

Когда образцы для механических испытаний не вырезаются, для определения химического состава отбирается 30-50 грамм стружки засверловкой по предварительно зачищенной до металлического блеска поверхности.

75. Химический анализ металлоконструкций бака на содержание углерода проводится серы, фосфора, кремния, марганца, хрома, никеля.

76. Контроль качества металла неразрушающим методом выполняется согласно требованиям СТ РК 1450-2005 "Контроль неразрушающий. Соединения сварные Методы ультразвуковые".

77. Результаты контроля и испытаний металла заносятся в специальный журнал с выдачей соответствующих протоколов.

Глава 8. Контроль состояния и качества сварных соединений

78. Контроль состояния сварных соединений бака-аккумулятора выполняется визуально, с помощью приборов, позволяющих обнаружить скрытые дефекты, недоступные для обнаружения при осмотре.

79. Внешнему осмотру и измерению геометрических размеров подлежат сварные соединения вертикальных монтажных швов стенки, горизонтальных швов соединения стенки с днищем по всему периметру бака и прилегающие к ним зоны основного металла на расстоянии не менее 20 мм.

Перед осмотром эти участки очищаются от краски, грязи и других образований. Осмотр и измерения сварных соединений производится в условиях достаточной освещенности контролируемого участка.

80. Сварные соединения в доступных местах, соединения стенки с днищем осматриваются и измеряются как с наружной, так и с внутренней сторон.

81. Осмотр и измерение геометрических размеров сварных швов производится в целях выявления их соответствия требованиям проекта и СТ РК 1450 "Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые".

Сноска. Пункт 81 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

82. Геометрические размеры стыковых, нахлесточных и угловых швов проверяется на соответствие их требованиям проекта шаблонами. Шаблон приведен на рисунке 6 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

83. Для обнаружения скрытых дефектов сварных соединений используются неразрушающие методы контроля просвечиванием проникающими излучениями — ультразвуковой, радиографический либо гамма-рентгеноскопический в зависимости от наличия приборов и производственной возможности.

Контроль сварных соединений методом ультразвуковой дефектоскопии выполняется согласно СТ РК 1450-2005 "Контроль неразрушающий. Соединения сварные Методы ультразвуковые".

84. При отсутствии сертификата при проверке механических свойств и металлографических исследований сварных соединений металл вырезают вместе со

швом, который располагается посередине вырезанного участка диаметром 300 мм. Центр вырезанного участка находится на расстоянии не менее 500 мм от горизонтальных швов.

85. Металлографические исследования сварных швов выполняются разрушающим методом. Образцы (шлифы) для металлографического исследования сварных соединений вырезаются поперек шва и подготавливаются в соответствии ГОСТ 30415-96 "Межгосударственный стандарт. Сталь. Неразрушающий контроль механических свойств и микроструктуры металлоконструкций". Образцы для исследования включают все сечения шва, обе зоны термического влияния сварки, прилегающие к ним участки основного металла.

86. Определение механических свойств сварных соединений производится в соответствии с СТ РК 1450-2005 "Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые".

87. Контроль сварных швов производится при температуре окружающего воздуха от 5 до 40°C.

Контролируемая поверхность сварных швов бака-аккумулятора очищается от грязи и любой отслаивающейся окалины. Допускается общая коррозия глубиной не более 1 мм или сплошной слой окалины, поверхность швов не имеет вмятин и неровностей.

Глава 9. Определение геометрической формы стен и нивелирование днища

88. При определении фактической геометрической формы бака-аккумулятора и выявлении отклонения от проектных значений измеряется значение отклонения образующих стенки на уровне середины и верха каждого пояса от вертикали, проведенной из нижней точки первого пояса.

89. Количество вертикалей, вдоль которых измеряются отклонения стенки эксплуатируемого бака-аккумулятора, принимается не менее четырех и не более восьми в зависимости от диаметра бака.

При обнаружении отклонений, превышающих допуск, производятся дополнительные измерения в удвоенном объеме в зоне деформации.

90. Измерения отклонений образующих стенки от вертикали производится отвесом путем прямых измерений, согласно приложению 6 к настоящим Методическим указаниям, либо с помощью теодолита, согласно приложению 7 к настоящим Методическим указаниям.

Измерения выполняются при заполненном и пустом резервуаре в целях определения мест расположения наиболее опасных деформаций. При этом обращается внимание на поведение хлопунов и вмятин производится дополнительные измерения, дефекты не попадают на линию измерения образующих.

91. Для определения значения неравномерной осадки днища и наружного контура крайки днища выполняется его нивелирование (с составлением профиля) с помощью

оптических или гидравлических нивелиров. Значения неравномерной осадки наружного контура окрайка днища определяются в тех же местах, в которых измеряются отклонения бака от вертикали. Полученные результаты наблюдений анализируются с учетом ранее полученных данных на предмет оценки характера и значений осадок.

92. Отклонения образующих стенки бака от вертикали, наружного контура днища не превышает значений, приведенных СН РК 5.03-07 "Несущие и ограждающие конструкции".

Для баков-аккумуляторов, находящихся в эксплуатации более 20 лет, отклонения у которых не прогрессируют, допускается примерно на 50 % проектных отклонений.

Сноска. Пункт 92 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Глава 10. Контроль состояния основания отмостки

93. При контроле состояния основания и отмостки выявляются:

- 1) наличие проектного уклона отмостки и его эффективность отвода воды от атмосферных осадков;
- 2) степень и качество опирания днища бака на основание;
- 3) наличие растительности на отмостке, особенно на ее участках, примыкающих к баку;
- 4) состояние бетона основания, в том числе наличие пустот вследствие его возможного размыва;
- 5) наличие трещин и выбоин в отмостке;
- 6) значение отклонения от горизонтали наружного контура днища незаполненного и заполненного баков для двух соседних точек по контуру и диаметрально противоположных точек в первые 4 года эксплуатации и при превышении этого срока.

Глава 11. Оценка технического состояния

94. Оценка технического состояния бака-аккумулятора производится с учетом полученных при обследовании фактических данных состояния конструкции и их сравнения с требованиями проекта с результатом проверочного расчета на прочность с учетом хрупкого разрушения металла, выполненного по данным измерения толщины стенок.

95. Для решения вопроса о степени эксплуатационной надежности бака-аккумулятора в зависимости от коррозионного износа и других недостатков руководствуются данными, приведенными в приложении 8 к настоящим Методическим указаниям.

Глава 12. Условия отбраковки

96. Результаты обследования бака-аккумулятора и его элементов служат основанием для установления возможности его дальнейшей эксплуатации.

97. Отбраковка отдельных элементов бака (стенки, днища, кровли) или всего бака производится на основании детального рассмотрения результатов обследования с учетом всех выявленных факторов, снижающих эксплуатационную надежность.

98. Основанием для решения вопроса о полной отбраковке бака-аккумулятора является коррозионный износ и неудовлетворительное качество основного металла как по механическим свойствам, так и по химическому составу.

99. По значительном объеме ремонтных работ из-за коррозионного износа металлоконструкций, требующих замены листов стенки, днища или кровли, целесообразность восстановительного ремонта определяется технико-экономическим обоснованием.

Глава 13. Оформление результатов обследования

100. По результатам обследования составляется техническое заключение (либо отчет), которое включает данные:

- 1) место расположения бака, его станционный номер и дату обследования;
- 2) наименование организации, выполняющей обследование, фамилии и должности исполнителей;
- 3) краткую техническую характеристику бака с указанием полных данных применяемого при строительстве бака материала, режим эксплуатации и температуру воды, отметку его заполнения;
- 4) проектные и фактические толщины листов кровли, стенки и днища бака, марку стали;
- 5) проектные и фактические данные наружных конструкций защиты – бандажей расстояние между бандажами по вертикали, сечение полосовой стали бандажей и стоек, марку стали;
- 6) вид примененной антикоррозионной защиты, ее состояние и эффективность;
- 7) дату и причины аварий, количество проведенных ремонтов и их краткое описание;
- 8) результаты внешнего и внутреннего осмотров металла и измерений;
- 9) результаты осмотра сварных соединений, результаты измерений; геометрической формы стенки, нивелирования основания бака и отстойки,
- 10) результаты просвечивания сварных соединений либо ультразвукового контроля;
- 11) результаты механических испытаний, химического и металлографического анализов основного металла (при отсутствии сертификатов);

12) выводы по результатам обследования, которые содержат основные данные, характеризующие состояние отдельных элементов;

13) заключение о состоянии бака и рекомендации по обеспечению его эксплуатационной надежности. К заключению прилагаются карты обследования бака дефектов стенки, днища и кровли с обозначением характера и площади выявленных дефектов, нивелирования днища измерений отклонений образующей стенки. Пример карты дефектов стенки бака приведен на рисунке 7 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

101. Все обнаруженные особенности и выявленные дефекты в результате анализа технической документации, обследования и диагностики фиксируются с указанием места расположения и размеров.

102. Условные обозначения, применяемые в заключении для описания выявленных дефектов, отвечают требованиям нормативно-технической документации.

103. Графическое заключение результатов контроля вместе с другими материалами (картами обследования, эскизами мест измерений, дефектными ведомостями, дефектограммами, фотографиями) прилагаются к заключению.

104. Когда круг вопросов, подлежащих решению, выходит за пределы компетенции специалистов, выполнивших обследование, привлекаются специалисты соответствующего профиля.

105. Форма заключения (отчета) по обследованию бака-аккумулятора приведена в приложении 9 к настоящим Методическим указаниям.

Глава 14. Меры безопасности

106. Безопасное обследование баков-аккумуляторов для хранения горячей воды обеспечивается соблюдением требований действующих Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок, утвержденных Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 31 марта 2015 года № 253 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10907).

Согласно требованиям безопасности технических условий герметизирующих жидкостей АГ-4 и АГ-4И в качестве средств пожаротушения применяется распыленная вода (размер капель около 500 мкм с интенсивностью подачи 0,2 л/см², огнетушитель.

107. На каждом энергопредприятии, эксплуатирующем баки-аккумуляторы, разрабатывается план организации работ по обследованию баков аккумуляторов утверждаемый техническим руководителем организации.

108. К работе по обследованию и дефектоскопии баков-аккумуляторов допускаются лица не моложе 18 лет, имеющие соответствующую квалификацию на выполнение работ и удостоверение на право их производства.

109. Лица, выполняющие обследование баков-аккумуляторов, имеют медицинское освидетельствование на пригодность к выполняемой работе. В дальнейшем периодичность медосмотра не реже одного раза в год.

110. Перед допуском персонала к работе проверяются баки-аккумуляторы на содержание в воздухе рабочей зоны наиболее вероятных вредных веществ.

111. К работе внутри бака допускается бригада по обследованию внутренней поверхности металла и состояния антикоррозионной защиты в составе не менее двух человек, из которых один (наблюдающий) находится вне бака и следит за состоянием работающего, вблизи бака нет других работающих, назначается не менее двух наблюдающих.

112. Работа внутри бака при уровне воды выше 200 мм над уровнем пола и температуре выше 45°C не допускается.

113. Время пребывания в баке, продолжительность отдыха с выходом из него принимаются в зависимости от условий работы.

114. При работах на высоте более 1,5 метра (далее – м) применяется монтажные пояса.

115. Работы по обследованию бака не допускается выполнять без защитных касок.

116. Все лица при выполнении работ с открытыми радиоактивными источниками ионизирующих излучений обеспечиваются средствами индивидуальной защиты и приборами дозиметрического контроля.

Приложение 1
к Методическим указаниям по
обследованию
баков аккумуляторов горячей воды

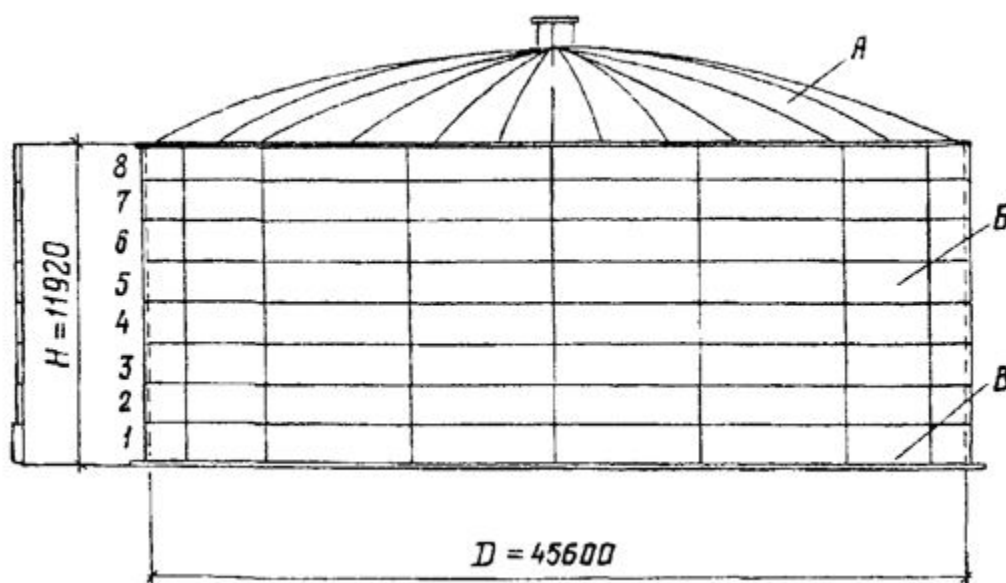


Рисунок 1 – Общий вид бака-аккумулятор а вместимостью 20 тыс. м³:

А – кровля, Б – стенка, В – днище.

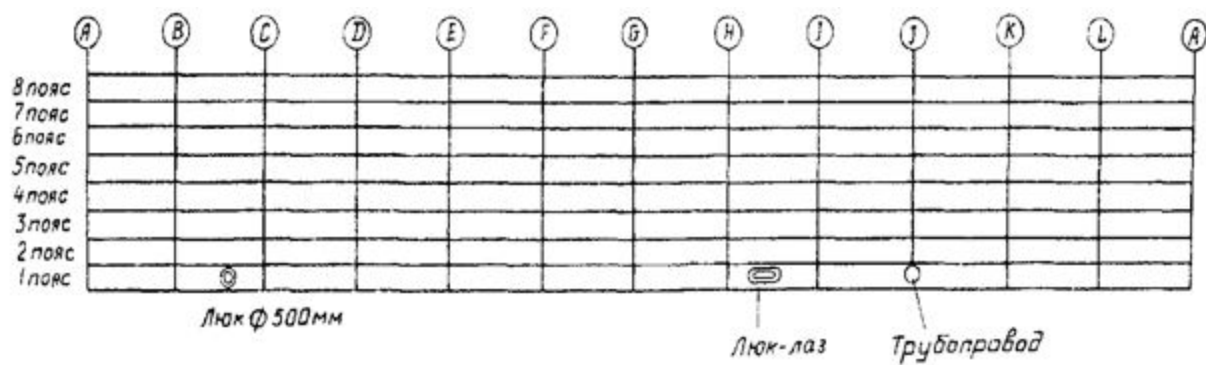


Рисунок 2 – Пример карты для обследования стенки бака.
(Расположение люков показано условно)

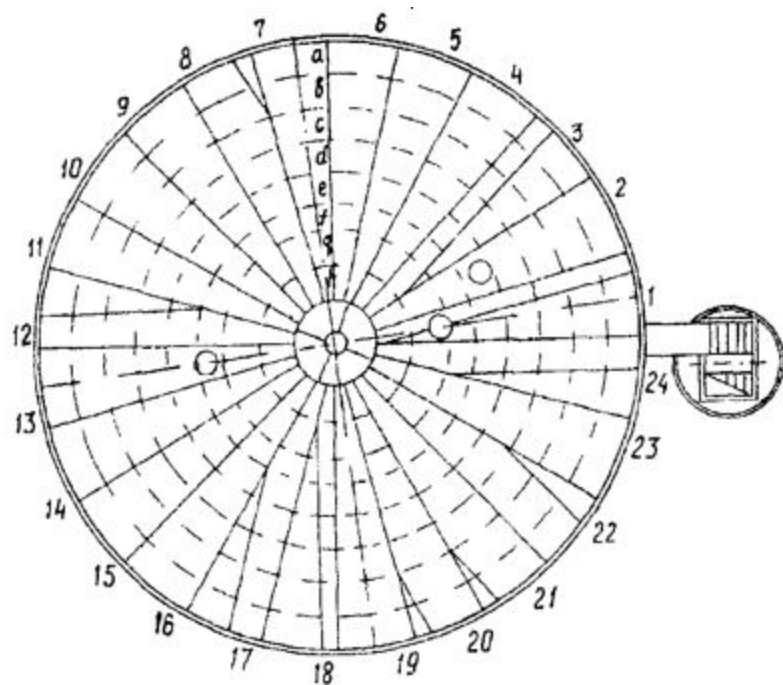


Рисунок 3 – Пример карты для обследования кровли бака

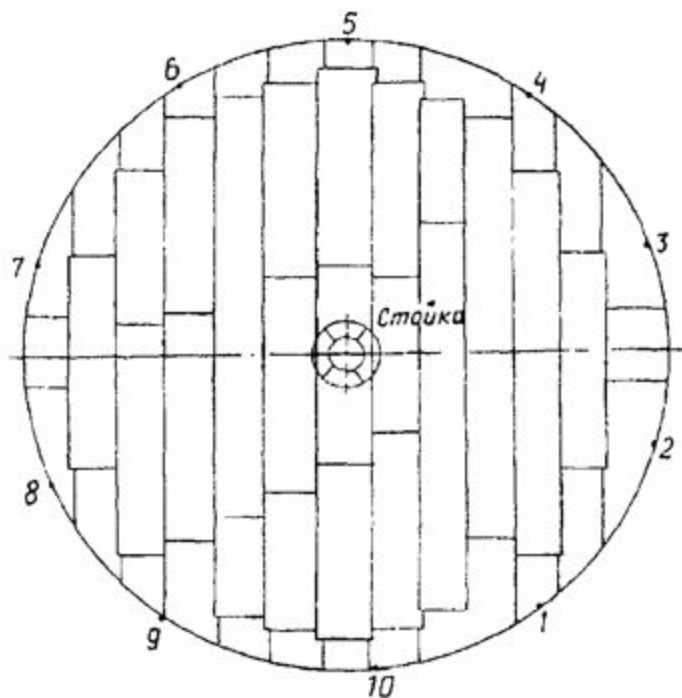


Рисунок 4 – Пример карты для обследования днища бака.

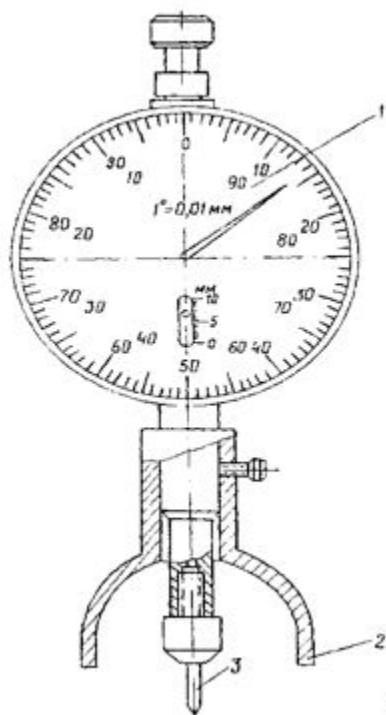


Рисунок 5 - Приспособление для определения глубины коррозионной язвы:
1 – индикатор часового типа, 2 – установочная скоба, 3 – игла.

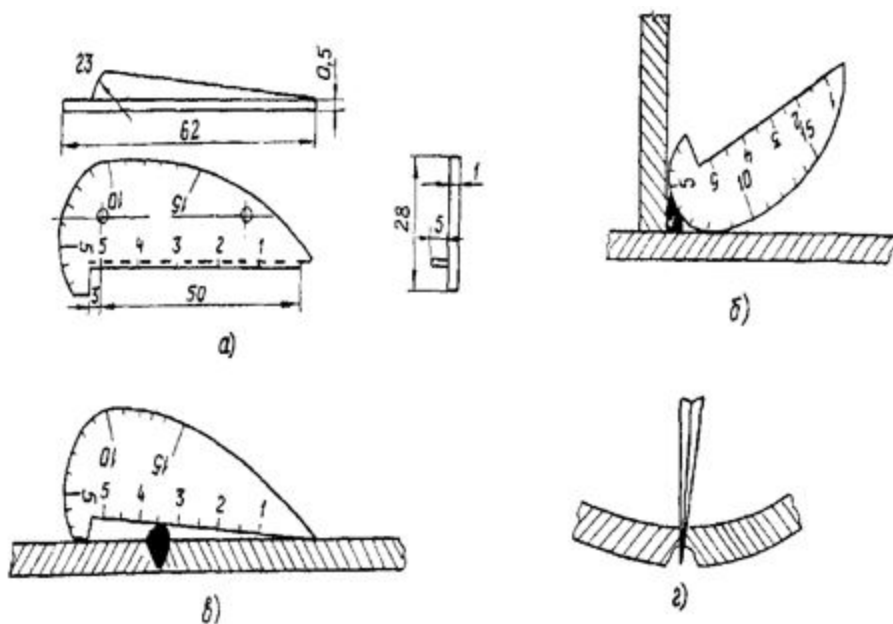


Рисунок 6. Шаблон для измерения габаритных размеров сварных соединений:
а – общий вид шаблона, б – измерение высоты углового шва, в – измерение высоты стыкового шва, г – измерение зазора.

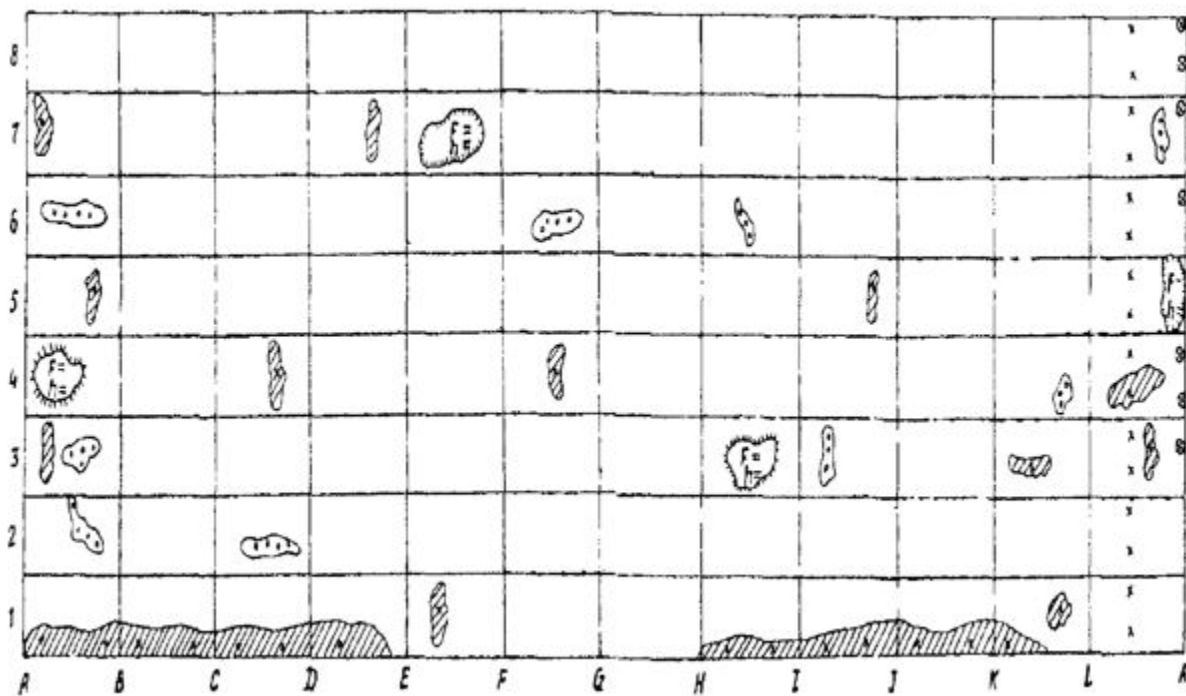


Рисунок 7 – Пример карты дефектов стенки баков

Приложение 2
к Методическим указаниям по
обследованию
баков аккумуляторов горячей воды

Технические характеристики эксплуатируемых баков-аккумуляторов сооруженных по типовым проектам резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов

Вместимость бака, м ³	Диаметр, мм	Высота, мм	Количество поясов стенки	Проектная толщина поясов стенки (считая снизу), мм	Номер типового проекта	Автор типового проекта
1000	12330	8940	8	5,4,4,4,4,4,4,4	704-1-45	ЦНИИПСК
2000	15180	11920	8	7,6,5,4,4,4,4,4	704-1-55	ЦНИИПСК
3000	18980	11920	8	8,7,6,5,5,4,4,4	704-1-56	ЦНИИПСК
5000	22800	11920	8	10,8,7,6,5,5,5,5	704-1-57	ЦНИИПСК
10000	32400	11920	8	12,11,10,9,7,6,6,6	704-1-58	ЦНИИПСК
15000	39900	11920	8	13,11,10,9,8,8,8,8	704-1-59	ЦНИИПСК
20000	45600	11920	8	13,11,11,11,11,11,11,11	704-1-60	ЦНИИПСК

Приложение 3
к Методическим указаниям по
обследованию
баков аккумуляторов горячей воды

Технические характеристики баков-аккумуляторов, сооружаемых по действующим типовым проектам резервуаров для хранения горячей воды

Вместимость бака, м ³	Диаметр, мм	Высота, мм	Форма кровли	Количество поясов стенки	Проектная толщина поясов стенки (считая снизу), мм	Проектная марка стали	Номер типового проекта бака	Автор проекта
100	4730	5980	Коническая	4	5,5,4,4	Вст3	903-9-29.89	Гипрокоммунэнерго, ЦНИИПСК
200	6630	5980	Коническая	4	6,5,4,4	Вст3	903-9-28.89	Гипрокоммунэнерго, ЦНИИПСК
300	7580	7450	Коническая	5	6,5,5,4,4	Вст3	903-9-27.89	Гипрокоммунэнерго, ЦНИИПСК

400	8350	7450	Коническая	5	7,6,5,4,4	Вст3	903-6-26.89	Гипроком-мунэнерго, ЦНИИПС К
700	10430	8940	Коническая	6	9,7,5,4,4,4	Вст3	903-9-25.89	Гипроком-мунэнерго, ЦНИИПС К
1000	10430	11920	Коническая	8	10,8,6,4,4,4,4	Вст3	903-9-24.89	Гипроком-мунэнерго, ЦНИИПС К
2000	15180	11920	Коническая	8	11,8,5,5,4,4,5	Нижний пояс - Вст3сп5, остальные – Вст3псб	903-9-12сп86	ВНИПИЭнер-гопром, ЦНИИПС К
3000	18980	11920	Коническая	8	13,13,10,8,5,5,4,4	Три нижних пояса - Вст3сп5, остальные Вст3псб	903-9-13сп86	ВНИПИЭнер-гопром, ЦНИИПС К
5000	22800	11920	Куполообразная	8	14,14,12,9,6,5,5,5	Четыре нижних пояса - Вст3сп5, остальные Вст3псб	903-9-14сп86	ВНИПИЭнер-гопром, ЦНИИПС К
10000	34200	11920	Куполообразная	8	16,16,15,12,12,10,10,10	Два нижних пояса-09Г2С12, остальные –Вст3сп5	903-9-15сп86	ВНИПИЭнер-гопром, ЦНИИПС К
15000	39900	11920	Куполообразная	8	16,16,15,12,12,10,10,10	Два нижних пояса-09Г2С12, остальные –Вст3сп5	903-9-16сп86	ВНИПИЭнер-гопром, ЦНИИПС К
20000	45600	11920	Куполообразная	8	16,16,15,12,12,10, 10,10	Два нижних пояса-09Г2С12, остальные –Вст3сп5	903-9-17сп86	ВНИПИЭнер-гопром, ЦНИИПС К

Примечание: 1. Толщина поясов и марка стали приведена для баков-аккумуляторов, устанавливаемых на территории при нагрузке от снегового покрова 1,0 кПа и ветровом давлении 0,45 кПа (III район). – 2. Для баков-аккумуляторов вместимостью 2000-20000м³ при проектной толщине стенки, равной 4мм, марка стали принята ВСтЗпс2

Приложение 4
к Методическим указаниям по
обследованию
баков аккумуляторов горячей воды

Технические характеристики конструкции защиты баков-аккумуляторов бандажами

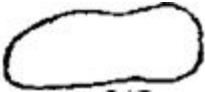
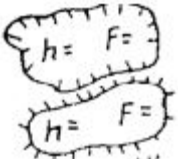
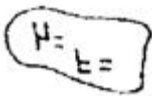
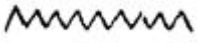
Вместимость бака, м ³	Количество бандажей	Вертикальные расстояния		Сечение полосовой стали бандажа, мм	Марка стали бандажа	Номер типового проекта конструкции и защиты бака	Автор типового проекта, год выпуска
		от днища бака до первого бандажа (снизу), мм	между бандажами (снизу вверх), мм				
100	4	250	2x1200, 1x1500	150x4	ВстЗсп5	903-9-031.89	Институт Ленпроект-с тальконструкция, 1988
200	4	250	2x1200, 1x1500, 1x1800	170x4	ВстЗсп5	90-9-031.89	Институт Ленпроект-с тальконструкция, 1988
300	6	250	3x1200, 1x1500, 1x1800	250x4 (три нижних бандажа), остальные - 180x4	ВстЗсп5	903-9-031.89	Институт Ленпроект-с тальконструкция, 1988
400	6	250	2x1100, 1x1200, 1x1300, 1x1500	230x5 (три нижних бандажа), остальные - 160x5	ВстЗсп5	903-9-031.89	Институт Ленпроект-с тальконструкция, 1988
700	7	300	2x1000, 4x1200, 1x1600,	210x6 (пять нижних бандажей), остальные - 150x4	ВстЗсп5	903-9-031.89	Институт Ленпроект-с тальконструкция, 1988
1000	9	250	4x1000, 4x1500, 1x1670	260x6 (семь нижних бандажей), остальные - 180x4	09Г2С12-1	903-9-031.89	Институт Ленпроект-с тальконструкция, 1988
2000	7	150	3x1200, 1x1500,	240x12 (пять нижних)	09Г2С12-1	903-9-031.89	Институт Ленпроект-с

			2х1700	бандажей), остальные - 150х12			тальконстру кия, 1988
3000	7	150	3х1200, 1х1500, 2х1700	300х12 (п ять нижних бандажей), остальные - 180х12	09Г2С12-1	903-9- 031.89	Институт Ленпроект-с тальконстру кия, 1988
5000	7	150	3х1200, 1х1500, 2х1700	300х12 (п ять нижних бандажей), остальные - 180х12	09Г2С12-1	903-9- 031.89	Институт Ленпроект-с тальконстру кия, 1988
10000	10	200	2х700, 2х900, 3х1100, 2х1200	280х14 (три нижних бандажа), 240х14 (4-й и 5-й бандажи), остальные - 130х14	09Г2С12-1	903-9- 031.89	Институт Ленпроект-с тальконстру кия, 1988
15000	10	200	4х900, 3х1100, 2х1200	280х16 (три нижних бандажа), 210х16 (4-й и 5-й бандажи), остальные - 130х14	09Г2С12-1	903-9- 031.89	Институт Ленпроект-с тальконстру кия, 1988
20000	10	200	2х800, 2х900, 3х1100, 2х1200	220х16 (три нижних бандажа), 240х14 (4-й и 5-й бандажи), остальные - 150х16	09Г2С12-1	903-9- 031.89	Институт Ленпроект-с тальконстру кия, 1988

Приложение 5
к Методическим указаниям по
обследованию
баков аккумуляторов горячей воды

Условные обозначения дефектов основного металла и сварных соединений баков-аккумуляторов

	сплошная коррозия;

	сквозная коррозия;
	вмятина площадью F и высотой h; выпучина площадью F и высотой L;
	Заплата;
	хлопун площадью F и высотой h (хлопуны менее площади 2 м ² и высоты 150 мм не отмечаются);
	ширина окрайка днища (внизу подпертой указывается абсолютное значение, мм);
	место определения значения толщины листов (мм);
	наплывы сварного шва;
...	поры;
	участки сварных швов, подваренных ручной сваркой;
	смещение кромок;
	место расположения вертикального сварного шва;
	подрез сварного шва длиной l, глубиной h;
	трещина (под знаком указывается видимая длина, мм);
	расслоение металла;
	оплавления и вырывы.

Приложение 6
к Методическим указаниям по
обследованию
баков аккумуляторов горячей воды

Измерение отклонений стенки бака от вертикали отвесом

1. Измерение отклонений стенки бака от вертикали отвесом производится с помощью каретки, вертикально перемещающейся по стенке бака и отвеса со струной, перекинутой через блок каретки (рисунок 1).

2. Установка приспособлений для измерений производится следующим образом: у края бака крепится блок, через который перекидывается тяговый канат для подъема каретки, струна отвеса крепится наверху бака-аккумулятора. Чтобы осуществить поочередный обход отвесом всех образующих, соответствующих точкам разбивки нижнего пояса, струна с отвесом и блок с канатом для подъема каретки крепится к

штанге с роликами. При переходе от одной точки разбивки к другой каретка опускается на землю, а штанга со всей оснасткой передвигается по окружности кровли.

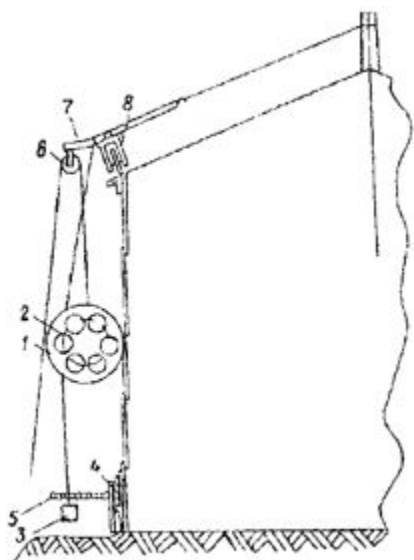


Рисунок 1 – Измерение отклонений стенки бака от вертикали с помощью каретки:

1 – колесо каретки, 2 – каретка, 3 – отвес, 4 – держатель шкалы, 5 – измерительная линейка со шкалой для отсчета отклонения шнура отвеса, 6 – блок, 7 – штанга, 8 – ролик для передвижения штанги по окружности бака.

Для обеспечения плотного прилегания колеса каретки к стенке бака груз отвеса не менее 8 - 10 кг, а при производстве измерений в ветреную погоду масса груза увеличивается до 12 - 15 кг. Диаметр колеса принимается 300 мм.

3. Отсчет расстояний от стенки резервуара до струны отвеса производится по стальной измерительной линейке, имеющей миллиметровую шкалу. Линейка устанавливается с помощью магнитного держателя перпендикулярно стенке бака поочередно в каждой точке разбивки пояса. Начало шкалы располагается у наружного края линейки. Отсчеты производятся при передвижении каретки вдоль каждой образующей, проведенной из точки разбивки на поясе к точке измерения.

4. В начале измерений каретка устанавливается на корпус в нижней части первого пояса так, чтобы отвес прижимался к измерительной линейке у определенного деления. Данное деление на измерительной линейке даст расстояние от отвеса до стенки бака в нижней части первого пояса. Затем следует подтянуть тележку вверх и установить ее на середину первого пояса. Деление измерительной линейки, против которой находится отвес, даст второе измерение. Передвигая тележку вверх по поясам и устанавливая ее против верха и середины каждого пояса стенки бака, получаем серию измерений.

5. Для получения расстояний от вертикали, проведенной из нижней точки первого пояса, из всех измерений по поясам вычитается расстояние от отвеса до низа первого пояса по формуле:

$$\Delta = l - R,$$

,

где

Δ

- величина отклонения бака от вертикали, мм,

l – расстояние от отвеса до стенки резервуара в нижней части первого пояса, мм;

R – расстояние от стенки до отвеса
в измеряемых точках, мм.

Приложение 7
к Методическим указаниям по
обследованию
баков аккумуляторов горячей воды

Определение отклонений стенки бака от вертикали теодолитом

Для определения отклонений стенки бака теодолитом (рисунок 1) необходимо от основания образующей (точка С) по касательной линии к стенке определить место (точка А) для установки теодолита, затем определяется длина горизонтальной линии $AC = l$ (рисунок 1, а).

В точке А устанавливают теодолит, приводят его в рабочее положение и затем измеряют горизонтальные и вертикальные углы визированием прибора последовательно от низа стенки бака (рисунок 1, б, точка 1) кверху, переходя от одной точки к другой.

Определение отклонений стенки бака выполняется в последовательности:

1) в зависимости от вместимости бака назначается количество образующих и определяются углы между ними;

2) определяется расстояние l (м) от точки С образующей до точки А, над которой будет установлен теодолит, по формуле:

$$l = R \operatorname{tg} \beta$$

,

где R - радиус резервуара, м;

β

- внутренний угол треугольника, град.

Определив численное значение этого расстояния способом засечек из точек С и Д, находят в натуре место установки теодолита (точка А);

3) устанавливают теодолит в данной точке, приводят в рабочее положение, вертикальная визирная линейка совмещается с низом образующей, которая является исходной точкой для измерения отклонений. Затем для каждой из исследуемых точек образующей одновременно измеряют вертикальные углы $\alpha - \alpha_n$ и в горизонтальном направлении углы

$$\beta - \beta_n$$

, где n — количество точек на образующей бака.

При обработке результатов последовательно для каждой точки вычисляются $\cos \alpha$, $\operatorname{tg} \beta$

$$\beta$$

, расстояние

$$l_n = \frac{1}{\cos \alpha}$$

и отклонение от вертикальной прямой

$$x = l_n \cdot \operatorname{tg} \beta.$$

.

Измерения ведутся в наиболее характерных местах на данной образующей или через равные 700-750 мм промежутки по вертикали.

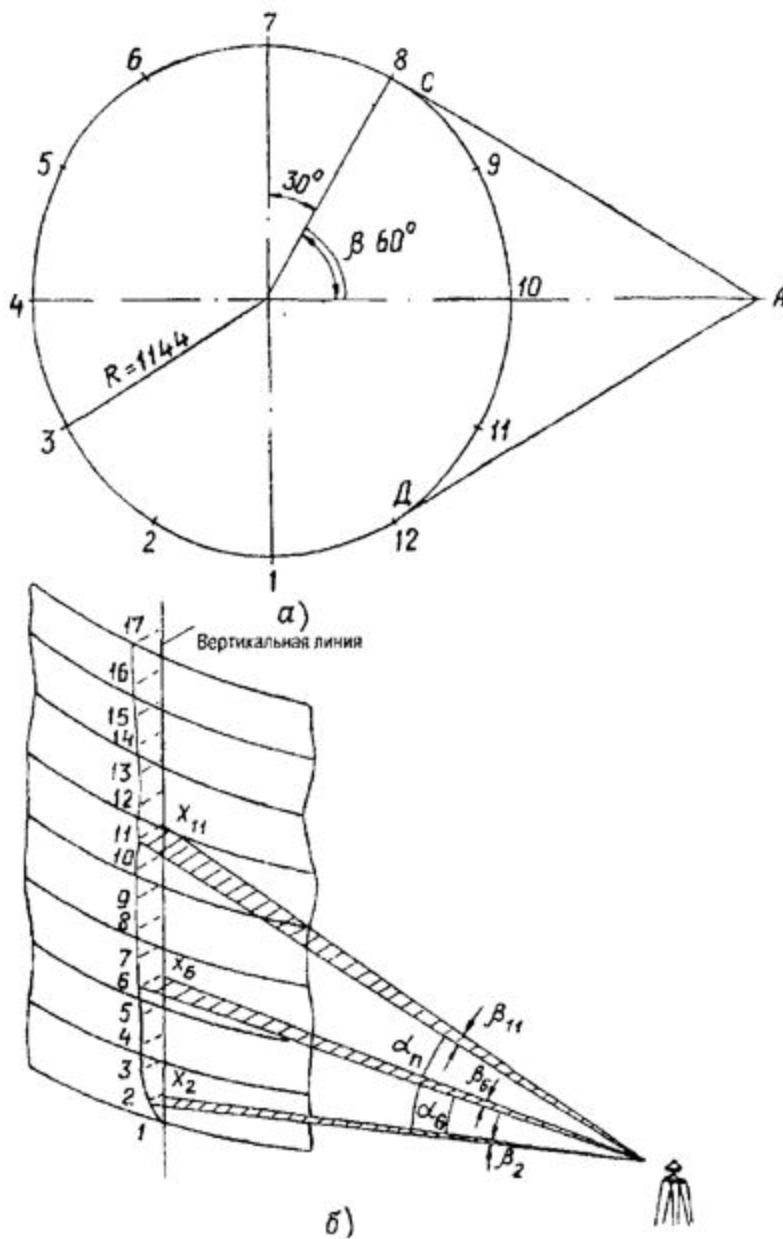


Рисунок 1 – Определение отклонений стенки бака от вертикали с помощью теодолита:

а – определение места (точка А) для установки теодолита;

б – измерение горизонтальных и вертикальных углов.

Приложение 8
к Методическим указаниям по
обследованию
баков аккумуляторов горячей воды

Сводная таблица основных допустимых дефектов при оценке состояния бака

Наименование дефекта	Способы обнаружения	Допустимые дефекты по материалам нормативно-технической документации

1. Коррозионный износ элементов кровли, стен и днища 2. Дефекты сварных соединений в виде непроваров 3. Дефекты сварных соединений в виде шлаковых включений и пор.	Измерение толщины металла элементов ультразвуковыми приборами Рентгено- и гаммаскопия, радиоскопия, ультразвуковое исследование То же	Предельно допустимый износ от проектной толщины: кровли и днища -50%, окрайки днища и несущих конструкции покрытия-не менее 30%. Для металлических баков, сооруженных по типовым проектам, предназначенным для хранения горячей воды, минимальная толщина стен принимается по табл. п.7.1,п.7.2 и п.7.3. Для металлических баков, сооруженных по типовым проектам, предназначенным для хранения жидкого топлива и использованных для хранения горячей воды, предельно допустимый коррозионный износ стен не превышает 20% проектной толщины. Непровары при двусторонней сварке глубиной до 5% толщины свариваемого металла, но не более 2 мм при длине непроваров не более 50 мм (расстояние между ними до 250 мм) и общей длине непроваров не более 200 мм на 1 м шва. Непровары при односторонней сварке глубиной до 15% толщины свариваемого металла, но не более 3 мм. Отдельные шлаковые включения или поры диаметром до 10% толщины свариваемого металла, но не более 3 мм. Шлаковые включения или поры, расположенные цепочкой вдоль шва при суммарной длине до 200 мм на 1 м шва. Скопление пор и шлаковых включений на отдельных участках шва до 5 шт. на 1 см² площади шва при диаметре одного дефекта до 1,5 мм. Суммарное значение непровара, шлаковых включений и пор, не превышающее в сочетании при двусторонней сварке 10% толщины
Наименование дефекта	Способы обнаружения	Допустимые дефекты по материалам нормативно-технической документации

		свариваемого металла, но не более 2 мм, и при односторонней сварке - 15%, но не более 3 мм. Недопустимый дефект независимо от размеров и типа. Недопустимые дефекты независимо от вида и размеров Подрезы допускаются глубиной не более 0,5 мм при толщине листа до 10 мм и не более 1 мм при толщине листа более 10 мм. Для баков вместимостью от 2 тыс м³, находящихся в эксплуатации длительное время отклонение двух соседних точек по контуру на расстоянии 6 м - 50 мм, отклонение диаметрально противоположных точек 150 мм, баков вместимостью от 100 до 400 м³ - 50% значений приведенных выше отклонений, баков вместимостью более 400 м³ и менее 2000 м³ - 75% приведенных выше отклонений Высота не более 150 мм при площади 2 м² для баков, находящихся в эксплуатации до 15 лет, для остальных - высота не более 200 мм при площади 3 м² При расстоянии от нижнего до верхнего края выпучины или вмятины до 1500 мм допустимое значение равно 15 мм, от 1500 до 3000 мм - 30 мм, от 3000 до 4500 мм - 45 мм Допустимые отклонения для баков высотой до 12 м. I пояс - 15 мм, II пояс - 30 мм, III пояс - 40 мм; IV пояс - 50 мм, V пояс - 60 мм, VI пояс - 70 мм; VII пояс - 80 мм, VIII пояс - 90 мм В первые четыре года эксплуатации, разность отметок соседних точек на расстоянии 6 м при незаполненном баке не превышает: для баков вместимостью менее 700м³-10 мм, вместимостью от 700 до
4. Трещины в сварных соединениях по основному металлу.	То же	
5. Прожеги и кратеры в сварных соединениях	Наружный осмотр	
6. Подрезы основного металла.	Наружный осмотр	
7. Неравномерная осадка бака	Нивелирование по окружности основания с помощью нивелира или теодолита	
8. Выпучины или хлопунцы на днище	Осмотр бака	
9. Выпучины и вмятины на стенке бака	То же	
10. Отклонения образующих стенки бака от вертикали по поясам	Измерение значений отклонений образующих от вертикали по поясам	
11. Отклонение от горизонтали наружного контура днища	Измерение значения осадки	

		1000м³ -15мм, вместимостью от 2000 до 5000м³ -20 мм, вместимостью от 10000 до 20000м³ -10мм
		Для заполненного бака приведенные выше значения в два раза выше чем для незаполненного
		Разность отметок любых других точек в первые четыре года при незаполненном баке не превышают для баков вместимостью менее 700м³-25мм, вместимостью от 700 до 1000м³ -40мм, вместимостью от 2000 м³ -50 мм.
		Также при заполненном баке при вместимости от 700 до 1000м³ -60мм, при вместимости 2000 м³ и выше -80 мм.
		Для эксплуатируемых баков эти отклонения могут быть увеличены при сроке эксплуатации более 5 лет – в 1,3 раза, при сроке эксплуатации более 20 лет – в 2раза.

Таблица 1. Минимальная толщина поясов стен металлических баков, изготовленных по типовым проектам для хранения горячей воды при давлении снегового покрова 1,00 кПа

[illegible]

100	903- 9 - 29.8 9	1,3	1,2	1,1	1,1	-	-	-	-	1,3	1,2	1,1	1,1	-	-	-	-
200	903- 9 - 28.8 9	1,6	1,5	1,5	1,4	-	-	-	-	1,6	1,5	1,5	1,4	-	-	-	-
300	903- 9 - 27.8 9	2,0	1,8	1,7	1,7	1,6	-	-	-	2,0	1,8	1,7	1,7	1,6	-	-	-
400	903- 9 - 26.8 9	2,2	2,0	1,9	1,8	1,7	-	-	-	2,2	2,0	1,9	1,8	1,7	-	-	-
700	903- 9 - 25.8 9	3,2	2,4	2,4	2,3	2,2	2,1	-	-	3,2	2,4	2,4	2,3	2,2	2,1	-	-
1000	903- 9 - 24.8 9	4,4	3,3	2,9	2,4	2,4	2,3	2,2	2,1	4,4	3,3	2,9	2,4	2,4	2,3	2,2	2,1
2000	903- 9 - 12сп 86	6,3	4,8	4,1	3,5	3,4	3,3	3,2	3,1	6,3	4,8	4,0	3,6	3,6	3,5	3,4	3,3
3000	903- 9 - 13сп 86	7,8	6,0	5,1	4,2	4,1	4,0	3,9	3,8	7,8	6,0	5,1	4,4	4,3	4,2	4,0	4,0
5000	903- 9 - 14сп 86	9,4	7,2	6,1	5,0	4,9	4,8	4,7	4,6	9,4	7,2	6,1	5,3	5,2	5,1	5,0	4,9
10000	903- 9 - 15сп 86	10,4	8,5	9,4	7,4	7,2	7,1	7,0	6,8	10,4	8,5	9,4	7,8	7,6	7,5	7,4	7,2
15000	903- 9 - 16сп 86	12,1	9,8	10,9	8,4	8,3	8,2	8,0	7,8	12,1	9,8	10,9	8,9	8,8	8,6	8,5	8,4
20000	903- 9 - 17сп 86	13,8	11,2	12,5	9,8	9,7	9,5	9,4	9,2	13,8	11,2	12,5	10,4	10,2	10,1	9,9	9,8

Таблица 2. Минимальная толщина поясов стен металлических баков, изготовленных по типовым проектам для хранения горячей воды при давлении снегового покрова 1,50 и 2,00 кПа

Вместимость бака, м³	Минимальная толщина поясов (мм) при ветровом давлении, кПа								Ветровое давление, кПа								По номерам поясов							
	1,50		2,00								0,45		0,55		0,45									
	1	2	3	4	5	6	7	8	1	2	3	4	5	6	7	8	1	2	3	4	5	6	7	8
100	1,3	1,2	1,2	1,1	-	-	-	-	1,3	1,2	1,2	1,1	-	-	-	-	1,3	1,3	1,2	1,2	-	-	-	-
200	1,7	1,6	1,6	1,5	-	-	-	-	1,7	1,6	1,6	1,5	-	-	-	-	1,8	1,7	1,6	1,6	-	-	-	-
300	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	-	-	-	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	-	-	-	2,0	2,0	1,9	1,8	1,8	-	-	-
400	2,2	2,1	2,0	1,9	1,8	-	-	-	2,2	2,1	2,0	1,9	1,8	-	-	-	2,2	2,1	2,1	2,0	1,9	-	-	-

700	1 0 - Ф3421- 4-КМ	1-4 1-5	ВСтЗсп 5 ВСтЗпс 2	3,2	2,4	2,4	2,3	2,2	2,1	-	-
1000	1 0 - Ф3421- 5-КМ	1-5 6,7 8	ВСтЗсп 5 ВСтЗпс 2	4,4	3,3	2,9	2,4	2,4	2,3	2,3	2,1
2000	1 0 - Ф3421- 6-КМ	1-5 6 7,8	ВСтЗсп 5 ВСтЗпс 6 ВСтЗпс 2	6,3	4,8	4,1	3,5	3,4	3,3	3,2	3,1
5000	1 0 - Ф3421- 7-КМ	1 2-8	09Г2С- 12 ВСтЗсп 5	8,7	7,2	6,1	5,1	4,9	4,8	4,6	4,5
10000	1 0 - Ф3421- 8-КМ	1 2-8	09Г2С- 12 ВСтЗсп 5	10,8	12,0	9,6	8,0	7,6	7,0	7,0	7,0

Примечание. При изменении марки стали против проектной, приведенные в таблице 3 толщины подлежат пересчету

Приложение 9
к Методическим указаниям
по обследованию баков
аккумуляторов горячей воды
Форма

Наименование организации, выполнившей обследование

Утверждаю

Дата _____

должность, подпись, фамилия,
имя, отчество (при его наличии)
лица, утвердившего заключение

Заключение (отчет) по обследованию бака-аккумулятора № _____

наименование объекта

Сноска. Приложение 9 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Руководитель _____

(наименование подразделения)

фамилия, имя, отчество (при его наличии) подпись

Руководитель работы

фамилия, имя, отчество (при его наличии) подпись

Ответственный исполнитель

фамилия, имя, отчество (при его наличии) подпись

Исполнители

фамилия, имя, отчество (при его наличии) подпись

год

Заключение по результатам обследования и комплексной дефектоскопии бака-аккумулятора горячего водоснабжения

Организация _____

Бак-аккумулятор № _____

1. Техническое обследование и комплексная дефектоскопия бака-аккумулятора

_____ на основе следующих документов:

1) проекта бака-аккумулятора;

2) **исключен приказом Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103-н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования);**

3) СН РК 5.03-07 "Несущие и ограждающие конструкции";

4) приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 "Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066);

5) исполнительной и эксплуатационной документации (привести перечень).

Сноска. Пункт 1 с изменением, внесенным приказом Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103-н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. Краткая характеристика бака-аккумулятора:

1) автор проекта _____

2) номер проекта, год выпуска _____

3) изготовитель _____

4) монтажная организация _____

5) дата начала монтажа _____

6) дата окончания монтажа _____

7) вместимость, м³ _____

8) высота корпуса, метров _____

10) химический состав и механические свойства металла по сертификату:

11) перечень рассматриваемой технической документации:

ПО ИЗГОТОВЛЕНИЮ И МОНТАЖУ БАКА _____

эксплуатационной

ремонтной

12) краткие сведения, полученные при рассмотрении документации по п.11

13) сведения о согласовании отступлений от проекта

14) перечень несогласованных отступлений от проекта в процессе изготовления, монтажа и ремонта бака

15) сведения о проведенных обследованиях, даты, наименование организации, краткое описание выявленных дефектов и их ликвидации

16) результаты гидравлических испытаний бака после монтажа и ремонта

3. Данные осмотра:

1) состояние основного металла, стенки, днища, кровли и несущих элементов кровли (с установлением коррозионных повреждений, царапин, задиров, трещин, прожогов, оплавлений, вырывов, расслоений, металлических включений, закатов), их классификация, объем, места расположения

2) наличие общих и местных деформаций, вмятин, выпучин, хлопунцов, их размеры и места расположения

3) состояние сварных соединений конструкции бака, соответствие с требованиям проекта:

вертикальных

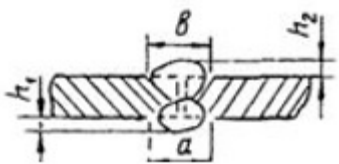
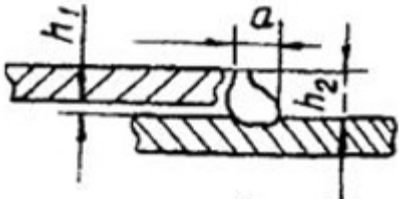
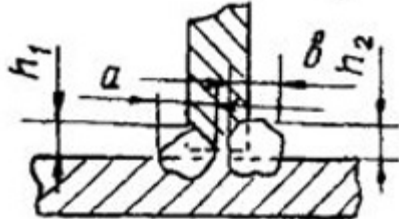
горизонтальных

участков сопряжения стенки с днищем (по периметру)

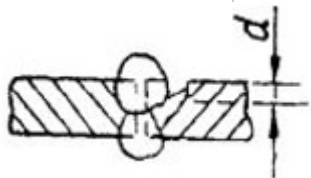
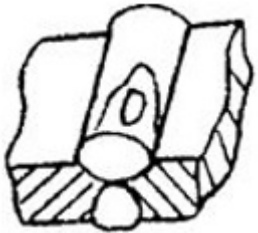
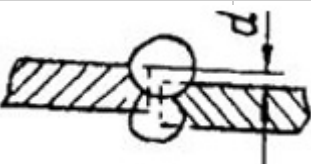
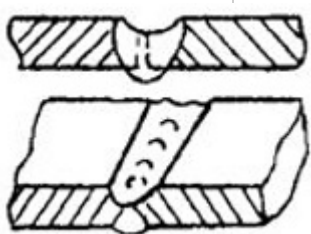
4) качество сварных соединений

Геометрические размеры сварных швов, участки их расположения

№ п/п	Эскиз	Размеры, мм				Длина, мм	Участки расположен ия
		a	b	h1	h2		
1	2	3	4	5	6	7	8

Недостатки сварных швов, виды недостатков, участки их расположения

Вид недостатка	Эскиз	Наименование участка	d, мм	Длина участка, мм
1	2	3	4	5
Подрезы				
Незаплавленные края сварки				
Поверхностные поры				
Смещение стыкуемых кромок				
Протеки металла (не заполнение краев разделки кромок)				

4. Результаты инструментального измерения фактической толщины металла элементов бака:

1) наименование и тип используемых приборов, год выпуска и проверка, паспортные данные (интервал и точность измерения, интервал допустимых температур окружающего воздуха при измерениях;

2) результаты измерений толщины металла на участках, наиболее пораженных коррозией каждого пояса стенки, днища, кровли по среднеарифметическим значениям толщины в трех точках на каждом участке:

Стенка

Наименование	Единица измерения	Номера поясов (считая снизу)							
		1	2	3	4	5	6	7	8
Толщина									
Фактическая	мм								
толщина	мм								
Уменьшенная	%								
толщина									

Кровля и днище

Наименование	Толщина, мм			Примечание
	кровли	днища		
		внутри	окрайка	
Толщина по проекту				
Фактическая				
Уменьшенная				
толщина, %				

Общая площадь уменьшенной толщины металла

Наименование конструкции	Единица измерения	Уменьшенная толщина, %								
		1	2	3	4	5	6	7	8	9
Стенка	м2									
Кровля	м2									
Днище	м2									

3) наличие участков уменьшенной толщины конструкции бака из-за недостатков изготовления и монтажа, их площадь

4) наличие участков уменьшенной толщины конструкции бака из-за коррозионного износа, их площадь

5) характер и вид коррозии _____

5. Антикоррозионная защита:

1) материал, предусмотренный проектом _____

2) фактически использованный материал _____

3) срок службы _____

4) перечень подготовительных работ при нанесении _____

5) недостатки, отмеченные при нанесении, нарушения технологии производства работ

6) отступления от правил и требований эксплуатации _____

7) отступления от требований проекта _____

8) состояние антикоррозионной защиты перечень участков ее разрушения
и неудовлетворительного состояния

9) причины разрушения по мнению эксплуатационного персонала и объективные
по результатам обследования

6. Наружные конструкции защиты:

1) автор проекта;

2) номер проекта, год выпуска;

3) монтажная организация;

4) дата установки;

5) перечень отступлений от проекта;

6) данные о металле (по сертификатам);

химический состав и механические свойства металла по сертификату

Марка примененного металла и ее соответствие проекту

7) состояние металла элементов;

8) соответствие сечения кольцевых элементов проекту наличие согласования

отступлений от проекта с проектной организацией;

9) состояние узлов сопряжения кольцевых элементов с люками и трубопроводами заполнения и опорожнения;

10) состояние сварных соединений;

11) характерные дефекты сварных соединений, места их расположения.

7. Геометрическая форма стен и нивелирование днища:

1) методы определения, тип и характеристика примененных приборов;

2) отклонения образующей от вертикального положения, перечень участков измерений;

3) значение неравномерной осадки, метод определения, тип и характеристика примененных приборов.

8. Проверка состояния основания:

1) наличие пустот между днищем бака и основанием;

2) погружение нижней части бака в грунт и скопление воды по контуру бака;

3) наличие растительности на отмостке;

4) трещины и выбоины в отмостке;

5) состояние и уклон отмостки;

6) перечень эффективности мероприятий, препятствующих растеканию воды при образовании протечек.

9. Контроль сварных соединений неразрушающим методом:

1) способ контроля;

2) приборы, применяемые при контроле;

3) описание работ, проводившихся при контроле;

4) результаты контроля.

10. Контроль качества металла (выполняется при отсутствии сертификатов):

1) способ определения механических свойств металла и сварных соединений;

2) приборы, применяемые для определения механических свойств;

места отбора проб для определения механических свойств;

результаты испытания металла на растяжке;

результаты испытания металла на ударную вязкость;

результаты испытания металла на ударный изгиб;

результаты измерения твердости металла;

сопоставление результатов испытания механических свойств металла

с нормативными характеристиками;

3) приборы, применяемые для металлографического исследования металла;

места отбора проб для металлографического исследования металла;

результаты определения металлографического исследования металла

и их сопоставление с нормативными данными;

4) приборы, применяемые для определения химического состава металла;

места отбора проб (стружки) для определения химического состава металла;

определение марки стали по результатам химического анализа;

5) методы, применяемые при неразрушающем контроле качества металла;
приборы, использованные при неразрушающем контроле качества металла;
результаты неразрушающего контроля качества металла и их сопоставление с нормативными.

11. Расчеты (при необходимости).

Выводы и рекомендации

1. Анализ результатов осмотра и диагностики бака, проверочных расчетов с учетом сопротивления конструкций на прочность, в том числе хрупкость стали (если в этом есть необходимость), сравнение их с нормативными требованиями.

2. Заключение о техническом состоянии бака, эксплуатации, его пригодности или непригодности к дальнейшему ремонту.

3. Рекомендации по способу исправления выявленных недостатков (если таковые имеются).

К заключению (отчету) по проверке аккумуляторного бака прилагаются:

виды дефектов, их площадь и места расположения, подробная карта дефектов стен, днища и покрытия, протоколы анализа и испытаний металлов (если они выполнены), на которых устанавливаются фактические толщины металла в местах неразрушающего контроля и измерений сварных соединений.

Приложение 16
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 6 января 2017 года
№ 2

Методические указания по диагностике автотрансформаторов и их вводов на рабочем напряжении

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по диагностике автотрансформаторов и их вводов на рабочем напряжении (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. Понятия и термины, используемые в настоящих Методических указаниях, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

Глава 2. Область применения

3. Для проведения оценки технического состояния автотрансформаторов и их вводов, с целью обеспечения безопасной эксплуатации, проводится диагностика автотрансформаторов и их вводов на рабочем напряжении.

4. Настоящие Методические указания используются при выполнении диагностики по оценке технического состояния и определению ресурса автотрансформаторов и их вводов с использованием измерений характеристик частичных разрядов и тангенса угла диэлектрических потерь в изоляции, термографии, контроля параметров трансформаторного масла, вибро- и акустической диагностики под рабочим напряжением.

5. Методические указания описывают порядок и объем проведения контрольно-измерительных и диагностических операций по выявлению на ранней стадии дефектов в изоляции активной части автотрансформаторов и их вводов, определение текущего технического состояния, эксплуатационного ресурса автотрансформаторов, а также выработки мероприятий по обеспечению дальнейшей эксплуатации при истечении у автотрансформатора срока службы, определение сроков и объемов проведения ремонтных работ.

Глава 3. Виды и объемы обследований

6. В настоящих Методических указаниях даются различные методы выявления дефектов на стадии их возникновения и развития до выхода автотрансформатора в предельное состояние, требования к контролю автотрансформатора в работе при ограничениях на их отключение для проведения измерений электрических параметров.

7. В Методических указаниях применяются виды диагностики:

1) контрольные – измерения при рабочем напряжении в контрольных точках и режимах (100% охват всего парка оборудования);

2) расширенные – с измерением набора характеристик по используемым видам диагностики при рабочем напряжении;

3) комплексные – включающего измерения при рабочем напряжении и на отключенном трансформаторе.

Глава 4. Требования к средствам измерений

8. Для испытаний автотрансформаторов используются поверенные средства измерений.

Программное обеспечение для используемых измерительных средств позволяет анализ и обработку полученных результатов, выпуск протоколов.

9. Для проведения термографических измерений используются инфракрасные тепловизоры длинноволнового диапазона 8-12 микрометр (далее – мкм),

чувствительностью 0,06-0,1°C, временной стабильностью не ниже 0,1°C/час, угловым разрешением не ниже 1,5 мегарадиан (далее – мрад).

Программное обеспечение термографа позволяет коррекцию излучательной способности автотрансформатора, получение значений температур в точке, линии сканирования, максимальных, средних минимальных значений по выделенной области, построение гистограмм, передачу термограмм во внешние программные приложения.

10. Требования к системе измерений частичных разрядов:

чувствительность системы измерений не ниже 10 мегавольт (далее – мВ) (5 пКл);

диапазон измерений амплитуды импульса 10-105 мВ;

временное разрешение при анализе однократных импульсов 10-7 секунд (далее - с);

программная возможность проведения статистической обработки для построения кривой распределения потока импульсов $n(Q)$.

11. К требованиям по проведению хроматографического анализа газов относится анализ производимый аппаратурой, обеспечивающей предел обнаружения в масле газов не более:

для водорода	0,0005% об;
для метана, этилена, этана	0,0001% об;
для ацетилена	0,00005% об;
для оксида и диоксида углерода	0,002% об;
для воды	0,05% об;
общее газосодержание	0,01% об.

12. К требованиям по электрическим испытаниям относятся измерения электрических параметров поверенными электроизмерительными средствами производимых на выведенных из эксплуатации автотрансформаторах.

13. Требования к условиям проведения тепловизионных измерений по состоянию окружающей среды:

1) измерения частичных разрядов проводятся в сухую погоду при температуре не ниже - 10°C;

2) проведение тепловизионных измерений выполняется в сухую безветренную погоду при температуре окружающей среды выше 5 °C в ночные часы, спустя 3 часа после захода солнца.

Указанная температура окружающей среды при проведении различных видов измерений связана с предельной температурой изоляции, приемлемой для измерений или сопутствующих им процедур.

Проведение измерений в дневное время при наличии устойчивой плотной облачности допускается, при этом выполнение обследования при повышенной влажности, выпадении росы, инея, дождя и мокрого снега, наличия тумана нецелесообразно из-за большой погрешности измерений.

Для повышения чувствительности и лучшего распознавания характера дефекта, измерения проводятся в режиме холостого хода и при близких к номинальным токовым нагрузкам автотрансформатора.

14. Программы обследований автотрансформаторов, объем испытаний, набор контролируемых характеристик разрабатывается в соответствии с настоящими Методическими указаниями, утверждаются техническим руководителем станции.

Глава 5. Требования по безопасности

15. К требованиям к персоналу относится, что к производству работ по оценке технического состояния допускается соответствующий аттестованный персонал. Все виды работ с испытаниями и измерениями выполняются в соответствии с требованиями по безопасности и в том числе по электробезопасности.

16. Испытания и измерения характеристик автотрансформаторов проводят с учетом требований норм техники безопасности, особенностей технологии диагностики измерительных приборов и установок.

17. Измерения автотрансформаторов, находящихся под рабочим напряжением, проводятся бригадой не менее 2-х человек в соответствии с требованиями проведения организационных и технических мероприятий по электробезопасности.

Глава 6. Методы диагностики

18. Используемые методы диагностики приведены в приложениях 3, 9 к настоящим Методическим указаниям.

19. Определение технического состояния автотрансформаторов производится на основании результатов нескольких независимых видов диагностики:

1) контроля уровня электроразрядной активности (приложение 3 настоящих Методических указаний) при вариации мощности и температуры (приложение 9 настоящих Методических указаний);

2) измерения характеристик разрядной активности (приложение 4 настоящих Методических указаний);

3) тепловизионного контроля (приложение 5 настоящих Методических указаний), при вариации мощности (приложение 9 настоящих Методических указаний);

4) контроля параметров трансформаторного масла (приложение 6 настоящих Методических указаний);

5) вибродиагностики (приложение 7 настоящих Методических указаний);

6) анализа эксплуатационной документации и профилактических испытаний (приложение 8 настоящих Методических указаний);

7) образец типового заключения о техническом состоянии (приложение 10 настоящих Методических указаний).

20. При этом выполняются обследования активной части трансформатора (магнитопровод, обмотки), высоковольтных вводов, регулятор под нагрузкой (далее – РПН) и систем охлаждения.

21. В случае имевшихся при эксплуатации близких коротких замыканий возможно проведение обследований при зондировании обмотки низковольтными импульсами.

Глава 7. Принципы, используемые для определения технического состояния и обоснования объема мероприятий по дальнейшей эксплуатации

22. Процедура определения технического состояния трансформатора выполняется в соответствии с подходами многопараметрической диагностики.

23. В приложениях 3, 4, 5, 6, 7, 8 и 9 к настоящим Методическим указаниям в зависимости от вида диагностики, для зафиксированных характеристик обнаруженного дефекта даны критерии, на основании которых проводится оценка технического состояния по пятиуровневой шкале, согласно приложению 10 настоящих Методических указаний.

24. При определении технического состояния с учетом нескольких видов диагностики рассматриваются ситуации:

- 1) все методики дают одинаковую классификацию;
- 2) часть независимых методик дает одинаковую классификацию.

25. Итоговая классификация при различающихся классификациях по разным методам проводится по худшей оценке. Объемы мероприятий по условиям эксплуатации и корректирующим мероприятиям указаны в приложении 1 к настоящим Методическим указаниям.

Глава 8. Виды обследований и объемы работ при их проведении

26. Контрольное обследование проводится при рабочем напряжении и включает контроль разрядной активности по баку, вводам и узлу РПН, анализ эксплуатационной документации. Измерения характеристик частичного разряда (далее – ЧР) проводятся в соответствии с приложением 3 настоящих Методических указаний. Анализ эксплуатационной документации соответствует с приложением 8 настоящих Методических указаний.

27. Анализ результатов обследований и оценка технического состояния, принятие решения о техническом состоянии по результатам контроля разрядной активности производится по анализу распределений $n(Q)$, полученных при измерениях, путем их сопоставления с критериальными кривыми согласно рисункам 2, 3 приложения 3 настоящих Методических указаний. При этом техническое состояние может оцениваться как "Норма", "Оценка с отклонениями", "Оценка со значительными отклонениями".

28. Рекомендации по результатам обследований:

- 1) при оценке "Норма" осуществляется дальнейшая эксплуатация без увеличения объема обследований;
- 2) при оценке технического состояния, как "Оценка с отклонениями" (далее – ОСО), выполняются повторные измерения;
- 3) при оценке технического состояния, как "Оценка со значительными отклонениями" (далее – ОСЗО), проводится расширенное обследование.

29. По результатам контрольного обследования составляется протокол с фактическими данными и Акт, в которых отражается техническое состояние автотрансформатора, его узлов и рекомендации по дальнейшей эксплуатации, определение сроков дальнейшей эксплуатации.

30. Расширенное обследование проводится при рабочем напряжении и включает большее число измеряемых характеристик, чем контрольное обследование, предусматривает полный анализ эксплуатационной документации и результатов профилактических, заводских, пусконаладочных испытаний по автотрансформатору, имеющему зафиксированные дефекты, определенные при контрольном обследовании. Результаты расширенного обследования используются для определения сроков проведения ремонта и дальнейшей эксплуатации. Расширенное обследование проводится по графику (текущее) или внеочередное.

31. Для контроля разрядной активности на автотрансформаторе, при расширенном обследовании, проводятся измерения характеристик разрядных явлений в активной части трансформатора, вводах и РПН, согласно приложениям 3 и 5 к настоящим Методическим указаниям, включая:

- 1) определение распределения $n(Q)$, для установления повышенной активности, согласно с приложением 3 к настоящим Методическим указаниям;
- 2) проведение объемной локации для определения зоны с повышенной разрядной активностью, согласно приложению 3 к настоящим Методическим указаниям;
- 3) определение формы разрядного явления (частичный разряд в изоляции, искрение между витками, дуговые процессы), согласно приложению 3 к настоящим Методическим указаниям.

32. Для получения данных по диапазону изменений характеристик разрядных явлений измерения выполняются при вариации мощности автотрансформатора и температуры масла, согласно приложению 9 к настоящим Методическим указаниям. При наличии искрений в пакете активной стали проводится вибродиагностика, согласно приложению 7 к настоящим Методическим указаниям.

33. На автотрансформаторе при расширенном обследовании, проводится тепловизионный контроль с анализом термографических информационных функций (далее – ТИФ) в соответствии с приложением 5 к настоящим Методическим указаниям. Для уточнения характера тепловых процессов проводится вариация мощности

автотрансформатора, согласно приложению 9 настоящих Методических указаний. Проводится контроль узлов системы маслоохлаждения, перегрева маслонасосов.

34. Контроль параметров трансформаторного масла проводится в соответствии с приложением 6 настоящих Методических указаний. Для оценки влагосодержания в бумажной изоляции активной части проводится анализ влагосодержания масла при вариации температуры, согласно приложению 9 настоящих Методических указаний.

35. Вибрационный контроль проводится при наличии показаний (длительный срок эксплуатации без ремонта, наличие искрения). Виброконтроль проводится для оценки возможного снижения усилий прессовки обмотки и магнитопровода, определению аномальных зон вибраций (проводится при максимальной нагрузке). Контроль проводится, согласно приложению 7 настоящих Методических указаний.

36. Выводы о техническом состоянии по результатам расширенного обследования:

1) оценка и принятие решения по результатам контроля разрядной активности, согласно приложению 1 настоящих Методических указаний;

2) оценка и принятие решения по результатам тепловизионного контроля, согласно приложению 5 настоящих Методических указаний;

3) оценка и принятие решения по результатам контроля масла, согласно приложению 6 настоящих Методических указаний;

4) оценка и принятие решения по виброконтролю, согласно приложению 7 настоящих Методических указаний;

5) оценка и принятие решений по анализу эксплуатации, согласно приложению 8 настоящих Методических указаний.

37. Рекомендации по результатам расширенного обследования под формулировкой "Эксплуатация без увеличения объема обследований" определяет, что дальнейшая эксплуатация выполняется без увеличения объема обследований, если по контролю разрядной активности, по тепловизионному контролю и анализу масла состояние классифицируется как ОСО, согласно приложению 1 к настоящим Методическим указаниям. Периодичность обследований определяется графиком предприятия.

38. При наличии показаний к проведению дополнительных измерений в рамках расширенного обследования применяется, если по одному из методов контроля зафиксирован дефект, классифицируемый как ОСЗО, согласно приложению 1 к настоящим Методическим указаниям, выполняются дополнительные измерения согласно приложению 2 к настоящим Методическим указаниям.

39. Показания к применению учащенного или непрерывного контроля разрядной активности дефектного элемента включают в себя учащенный или непрерывный контроль разрядной активности проводится для определения динамики развития дефекта в случаях, когда в активной части, вводе или РПН зафиксирована разрядная активность на уровне "У" (далее – У), по другим методам состояние классифицируется не ниже, чем "ОСЗО", во всех случаях, когда оборудование не может быть выведено из

работы. Применяются средства измерений по приложению 4 к настоящим Методическим указаниям.

40. В показания к проведению комплексного обследования входят результаты расширенного обследования, измерения на отключенном от напряжения автотрансформаторе. Автотрансформатор планируется к выводу из работы для профилактических испытаний, если при выполнении дополнительных измерений в рамках расширенного обследования состояние элементов классифицировано как "У", или, при непрерывном контроле разрядная активность превышает "установленный критерий".

41. По результатам обследований составляется протокол с фактическими данными, согласно приложению 10 к настоящим Методическим указаниям и Акт, в котором указывается техническое состояние "У" и рекомендации по дальнейшей эксплуатации, срок вывода автотрансформатора из эксплуатации для выполнения измерений на отключенном автотрансформаторе.

43. Определение срока службы автотрансформатора на основе расширенных обследований и объем корректирующих мероприятий приведены в таблице 2 приложения 2 с учетом приложения 1 и таблицы 1 приложения 2 к настоящим Методическим указаниям.

44. В объем комплексного обследования входят расширенное обследование при рабочем напряжении с учетом дополнительных измерений и результатов учащенного контроля, измерения на отключенном автотрансформаторе. Комплексное обследование проводится для автотрансформаторов, имеющих значительные или критические дефекты, определенные расширенными обследованиями, в случаях, когда требуется обоснование сроков и объемов проведения ремонта.

45. Диагностика автотрансформатора и анализ его технического состояния при комплексном обследовании проводится в полном объеме согласно приложениям 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 к настоящим Методическим указаниям.

46. По результатам комплексных обследований составляется заключение и протокол с фактическими данными в соответствии приложению 10 к настоящим Методическим указаниям на основании приложения 1 и таблицы 1 приложения 2 к настоящим Методическим указаниям с указанием мероприятий по условиям дальнейшей эксплуатации или вывода в ремонт.

47. Ремонт автотрансформатора выполняется, если техническое состояние соответствует "ОСЗО" по состоянию изоляции или "У" по другим элементам (таблица 3 приложения 2 к настоящим Методическим указаниям). При этом проводятся предремонтные диагностические операции, измерения при проведении ремонта и после ремонта.

48. По таблице 3 приложения 2 настоящих Методических указаний назначается срок дальнейшей эксплуатации и условия ее проведения по результатам послеремонтной диагностики.

49. Определение ресурса автотрансформатора на основе комплексного обследования и сроков проведения работ по оценке технического состояния и эксплуатации автотрансформатора даны в таблицах 2 и 3 приложения 2 к настоящим Методическим указаниям.

Приложение 1
к Методическим указаниям по
диагностике автотрансформаторов
и их вводов на рабочем напряжении

Определение технического состояния условий дальнейшей эксплуатации, срок эксплуатации, объемы корректирующих мероприятий

По "Объему и нормам"	Исправное		Неисправное		
По настоящему указанию	Н	ОСО	ОСЗО	У	Предаварийное
Рекомендации по дальнейшей эксплуатации и определение сроков эксплуатации (при отсутствии неprojektных воздействий)	Эксплуатация в соответствии с действующей эксплуатационной документацией. Назначенный срок службы 3-5 лет в зависимости от времени эксплуатации трансформатора.	Эксплуатация с выполнением отдельных диагностических мероприятий. Назначенный срок службы 3 года.	Ограничение по эксплуатации, дополнительная диагностика. Назначенный срок службы 2 года.	Ограничение эксплуатационных воздействий, учащенный контроль, планирование ремонта. Назначенный срок службы 6 месяцев.	Немедленный вывод из работы и ли эксплуатации в режиме контроля с непрерывным или учащенным контролем электроразрядной активности (далее –ЭРА), отбором проб масла через 7 дней.

Приложение 2
к Методическим указаниям по
диагностике автотрансформаторов
и их вводов на рабочем напряжении
Виды обследований и объемы работ
при их проведении

Таблица 1 – Объем дополнительных измерений

Узел трансформатора	Метод	Классификация технического состояния по выполненным измерениям	Объем измерений, выполняемых дополнительно в рамках расширенного обследования при данной классификации технического состояния

Активная часть	Локация разрядной активности	ОСЗО	Локация с вариацией мощности и температуры, при постоянной мощности 1 раз в 6 месяцев
	Тепловизионный контроль	ОСЗО	Контроль с вариацией мощности
	Анализ масла	ОСО	Отбор проб – не реже 1 раз в 6 мес.
		ОСЗО	Отбор проб – не реже 1 раз в месяц
	Виброконтроль	ОСЗО – по результатам контроля искровые явления в пакете активной части	Измерения при вариации мощности
Вводы	Контроль разрядной активности	ОСЗО	Повтор измерений через 6 мес.
	Тепловизионный контроль	ОСЗО	Повтор измерений через 6 мес.
	Анализ масла	ОСЗО	Внеочередные измерения ЧР и тепловизионный контроль
РПН	Контроль разрядной активности	ОСЗО, интенсивное искрение	Учащенный контроль разрядной активности на узле РПН. Внеочередной анализ масла и тепловизионный контроль
	Тепловизионный контроль	ОСЗО	Повтор измерений через 6 мес.
	Анализ масла	ОСО	Отбор проб через 6 мес.
		ОСЗО	Дополнительно к учащенному анализу масла измерения ЧР и тепловизионный контроль

Таблица 2 – Определение условий дальнейшей эксплуатации и объемов корректирующих мероприятий для поддержания эксплуатационной надежности

Техническое состояние трансформатора и его отдельных узлов				Назначаемый с р о к эксплуатации (при отсутствии непроектных воздействий, включая: короткое замыкание, прорыв газового импульса и т.д.)	Условия дальнейшей эксплуатации и о б ъ е м корректирующих мероприятий
Об щ е е техническое состояние трансформатора	Техническое состояние				
	Высоковольтная изоляция (обмотки, вводы и т.д.)	Крепления активной части и состояние пакета	Устройство РПН		

Н	Н	ОСО	Н	Продолжение эксплуатации в соответствии с действующей документацией в течение 5 лет	Повторное обследование в объеме контрольного через 2-3 года (с учетом срока эксплуатации трансформатора)
ОСО	Н	ОСО	ОСО	Продолжение эксплуатации в соответствии с действующей документацией в течение 3 лет	Повторное обследование в объеме контрольного через 1 год
	ОСО	ОСО	ОСО		
ОСЗО	ОСО	ОСЗО	ОСО	Продолжение эксплуатации в соответствии с действующей документацией в течение 2 лет	Повторное обследование в объеме расширенного через 1 год. Контроль разрядной активности через 6 месяцев. Анализ масла через 1-6 месяцев
		ОСО	ОСЗО		
	ОСЗО	Н	Н		
		ОСО	Н		
		Н	ОСО		
		ОСЗО	Н(ОСО)		
Ухудшенное	Если любой из узлов автотрансформатора имеет технической состояние "Ухудшенное"			Эксплуатация в течении 1 года с планированием вывода в ремонт для проведения комплексного обследования.	Контроль разрядной активности системой постоянного контроля, анализ масла 1 раз в 3 месяца.
	Н(ОСО)			ОСЗО	

Таблица 3 – Определение диагностических мероприятий при проведении ремонта трансформаторов

Пред ремонтные мероприятия		Выполнение ремонта		Послеремонтные мероприятия	
Техническое состояния до проведения ремонта	Условия эксплуатации и объем корректирующих мероприятий	Условия проведения ремонта	Оценка состояния при проведении ремонта	Результат послеремонтной диагностики	Назначаемый срок эксплуатации и условия ее обеспечения

ОСЗО	В течение 1 года , при условии учащенного периодического контроля		Возможно восстановление технического состояния	Н	Повторные обследования через 1 год
	ОСО			Повторные обследования через 6 месяцев	
	ОСО			Эксплуатация при учащенном контроле	
У	При условии применения непрерывного контроля разрядной активности переносными и л и постоянными системами мониторинга	По результатам комплексных обследований выдается протокол с определением узлов, имеющих потенциальные дефекты (пред ремонтная диагностика)	Имеют место необратимые явления деградации	ОСЗО	Эксплуатация при постоянном мониторинге. Проверка установок срабатывания защиты трансформатора для предотвращения развития аварии в случае повреждения трансформатора. Вывод из эксплуатации при достижении диагностируемо й характеристики предельного значения.
				У	Эксплуатация при постоянном мониторинге. Проверка установок срабатывания защиты трансформатора для предотвращения развития аварии в случае повреждения трансформатора. Вывод из эксплуатации при достижении диагностируемо й характеристики предельного значения.

Приложение 3
к Методическим указаниям по
диагностике автотрансформаторов
и их вводов на рабочем напряжении

Методы, средства и обработка результатов по измерениям характеристик частичных разрядов в изоляции автотрансформаторов и их вводов

Электроразрядная активность является индикатором числа и степени развития дефекта в электрической изоляции. Характеристики разрядных явлений, динамика (цикличность, зависимость от температуры окружающей среды) при анализе всего потока импульсов при рабочем напряжении за длительный период времени (6-10 месяцев) позволяет оценить техническое состояние изоляции.

1. Пояснения терминов, используемых в тексте

Термин	Пояснение
1. Частичный разряд	Электрический разряд, шунтирующий часть изоляции между элементами, находящимися под разными потенциалами.
2. Заряд частичного разряда Q ЧР	Заряд, переносимый по каналу разряда при каждом частичном разряде в диэлектрике
3. Нормированная интенсивность частичных разрядов	Предельно допустимое численное значение какой-либо характеристики интенсивности частичных разрядов, установленное для данного испытания стандартом на трансформатор конкретного типа.
4. Нормированное напряжение частичных разрядов	Напряжение, для которого установлена нормированная интенсивность частичных разрядов.
5. Кажущийся заряд Q частичного разряда	Абсолютное значение заряда, при мгновенном введении которого между элементами испытуемого трансформатора напряжение между его элементами кратковременно изменится на значение, на какое изменилось бы при частичном разряде.
6. Частота следования n частичных разрядов	За среднее количество частичных разрядов в 1 с, принято число импульсов за период промышленной частоты (имп/пер).
7. Средний ток I частичных разрядов	Сумма абсолютных значений зарядов Q_i частичных разрядов, взятых за определенный временной интервал T , деленная на этот временной интервал (Кл/с, А).
8. Напряжение возникновения частичных разрядов U_i	Наименьшее значение напряжения, при котором интенсивность частичных разрядов становится равной или превышает нормированную интенсивность при повышении напряжения на испытываемом трансформаторе.

9. Напряжение погасания частичных разрядов U_e	Наименьшее значение напряжения, при котором интенсивность частичных разрядов становится равной или меньше нормированной интенсивности при снижении напряжения на испытываемом трансформаторе.
10. Помехи	Электромагнитные процессы, воздействующие на измерительную схему, вносящие искажения в показания измерительного устройства и ограничивающие его чувствительность.
10.1 Внешние помехи	Помехи независимые от напряжения, приложенного к испытываемому трансформатору, и вызываемые коммутационными процессами в посторонних цепях, излучениями радиопередающих устройств, работой вращающихся машин и т.п.
10.2 Внутренние помехи	Помехи, зависящие от приложенного к испытываемому трансформатору напряжения, обычно возрастающие при увеличении напряжения и вызываемые разрядами в элементах схемы (например, в испытательном трансформаторе, соединительном конденсаторе, на соединениях высокого напряжения) или искрением в местах некачественного заземления близко расположенного постороннего оборудования.
11. Нижняя и верхняя частоты полосы пропускания f_1 и f_2 измерительной схемы	Частоты, при которых частотная характеристика изменяется не более чем на 3 дБ от ее значения в горизонтальной части.
12. Амплитуда импульса от заряда Q при ЧР	Максимальное значение амплитуды импульса в Вольтах, используется при измерениях на рабочем напряжении, когда нет возможности проведения градуировки.

2. Контролируемые характеристики

1. Измеряемые характеристики

Разрядные явления количественно характеризуются зарядами Q единичных разрядов и частотой их следования n . Предусматривается измерение частоты следования импульсов напряжения разрядов – n_i с амплитудами напряжений. В результате измерений формируется распределение числа импульсов от ЧР в единицу времени от величины амплитуды напряжения, то есть $n(Q)$.

Количественные соотношения между измеренными амплитудами напряжения и зарядами разрядов устанавливается по формуле градуировки:

$$Q_i = A_q \cdot U_{\max}, \quad (1)$$

где A_q – градуировочный коэффициент, (Кл/В)

$U_{\max}$ – амплитудное значение напряжения импульса разряда, (В).

2. Рассчитываемые характеристики

Для расчета оценки состояния изоляции определяются:

средняя мощность ЧР (Вт), рассчитываемая по формуле:

$$P = U \cdot \sum_{i=1}^n Q_i$$

$$P = U \cdot \sum_{i=1}^n Q_i$$
(2)

где U – значение фазного напряжения, при котором производились измерения параметров разрядов, в Вольтах;

P – средняя мощность ЧР в относительных единицах.

3. Измерения характеристик ЧР при рабочем напряжении с применением переносных датчиков и измерительных приборов

Средства измерений характеристик разрядной активности даны в Приложении 4.

3. Программное обеспечение согласно Программному обеспечению DIACS ООО "Диагностические комплексы и системы".

"DIACS Expert" – выполнена в системе "Windows". Программа выполняет расчет по разделу 2, включая: управление измерениями при использовании анализатора по заданной временной программе; расчет распределений $n(Q)$; пересчет шкалы амплитуд в единицы заряда; расчет мощности разрядов – P ; сравнение результатов, построение зависимости изменений мощности разрядов от времени – $P(t)$; подготовку протокола испытаний; архивацию результатов.

"DIACS PD Book" – в системе "Windows" для анализаторов типа PDA-1B. Ручным вводом данных по Q и n позволяет выполнять: расчет распределений $n(Q)$; пересчет шкалы амплитуд в единицы заряда; расчет мощности разрядов – P .

"DIACS Expert 2002" – выполнена в системе "Windows" 95/ 98/ Me/NT/2000. Программа включает: расчет распределений $n(Q)$; расчет мощности разрядов – P ; сравнение результатов, построение зависимости изменений мощности разрядов от времени – $P(t)$; подготовку протокола испытаний; архивацию результатов.

4. Градуировка.

Градуировка выполняется на отключенном оборудовании с использованием градуировочных генератора и конденсатора.

5. Практические уровни чувствительности.

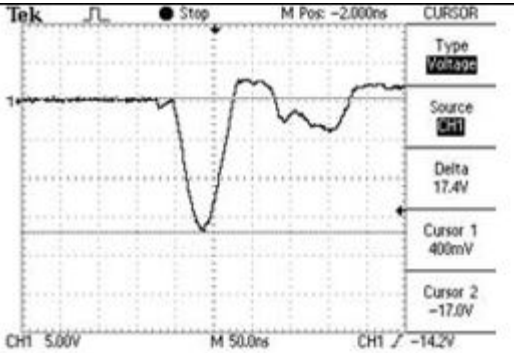
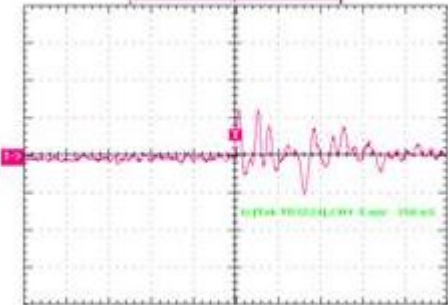
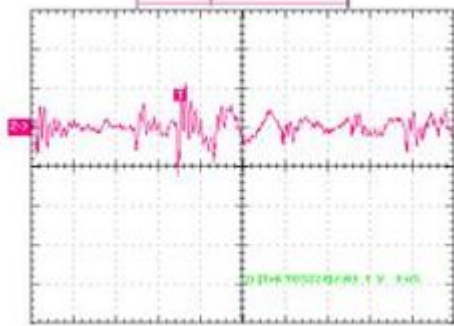
При измерениях при напряжении до 220 кВ – не ниже 30 пКл.

При напряжении более 220 кВ – не ниже 100 пКл.

4. Формы разрядных явлений

Определение формы разрядного явления, обнаруженного при проведении измерений при рабочем напряжении, проводится по структуре импульса от разряда. Структура импульсов ЧР, искры и дуги с описанием их особенностей даны в таблице 1.

Таблица 1. Формы разрядных явлений

Типичная осциллограмма	Описание явлений
Частичный разряд в изоляции  ЧР в витковой изоляции обмотки СН автотрансформатора 500/220 кВ	"Частичный разряд" происходит в расслоениях изоляции, в газовых включениях и т.д. Частичные разряды имеют место в том случае, если имеется электрическое поле. Поверхностные ЧР происходят вдоль поверхности диэлектрика под действием тангенциальной составляющей электрического поля . Из структуры импульса видно, что это одиночный выброс, обусловленный явлениями ионизации и далее, рекомбинацией, нейтрализациями и т.д. (задний фронт, длина – сотни нс). После заднего фронта следует колебательная структура, зависящая от схемы вывода сигнала от трансформатора и резонансных свойств его электрической схемы.
Искрения между металлическими частями  Осциллограмма искровых явлений в пакете магнитопровода (искрения между листами U-2,5 В, I= 10 А)	"Искрения" - разрядные явления с большим током между металлическими деталями, перенос зарядов в контакте происходит не за счет ионизации (образования электронных лавин), а за счет электролитических, тепловых и иных механизмов в контактном слое между двумя пластинами. Искрения имеют место в том случае, если протекают большие (хотя бы в импульсе) токи. Импульс высокочастотный (характерная частота ~3-10 МГц) имеет структуру "серии волн", время серии 0,5-1,5 нс.
Дуговые явления  Осциллограмма, полученная при моделировании в момент зажигания дугового разряда (70 В, 100 А)	"Дуга" Дуговые явления инициируются при наличии плотной равновесной плазмы между контактами, при токах – более нескольких ампер при падении напряжения ~12 В. Дуга возникает при образовании контура с разрывом. Характер горения дуги зависит от параметров цепи. При неустойчивом горении пакет импульсов синхронен с частотой переменного тока, при этом в моменты перехода через ноль ток дуги отсутствует.

5. Проведение измерений

Схема измерений представлена на рисунке 1. После установки датчиков производятся замеры:

- разрядной активности по контрольным точкам по распределениям $n(Q)$;
- выполняется локация зон разрядов по анализу осциллограмм.

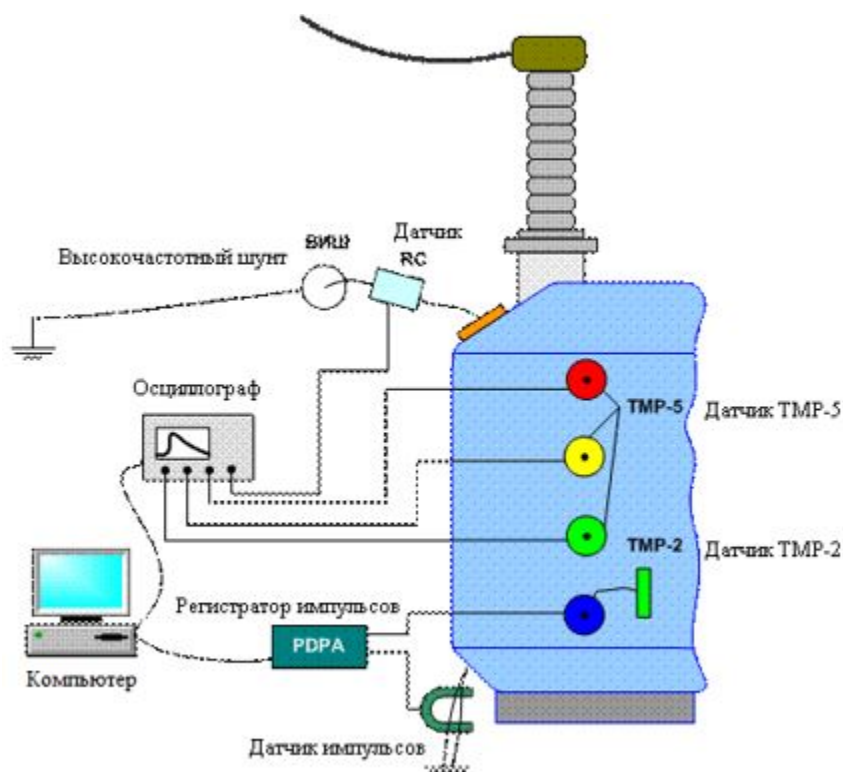


Рисунок 1. Применение измерительного комплекса ДКЧР для контроля разрядной активности и локации

Характеристики датчиков приведены в Приложении 4 настоящих Методических указаний.

6. Анализ технического состояния по результатам измерений разрядной активности

В зависимости от характера $n(Q)$ автотрансформаторы разделяются на три группы (рисунок 2) (Приведенные критериальные кривые являются достоверными для указанных типов автотрансформаторов. В зависимости от конструкции, изготовителя, режима эксплуатации кривая будет иметь отличия):

- 1) состояние изоляции, соответствует "Н" – если $Q_{\max}$ ниже принятого уровня помех и располагается в области, ограниченной сверху кривой №1).
- 2) состояние изоляции, соответствует "ОСО" и "ОСЗО" – если $Q_{\max}$ лежит в области между кривыми №1 и №2.
- 3) состояние изоляции, соответствует "У" – если $n(Q)$ располагается в области, лежащей выше кривой №2.

Анализ технического состояния по измерениям разрядной активности является предварительным методом. На основании измерений ЧР проводится полный объем работ по оценке технического состояния трансформатора.

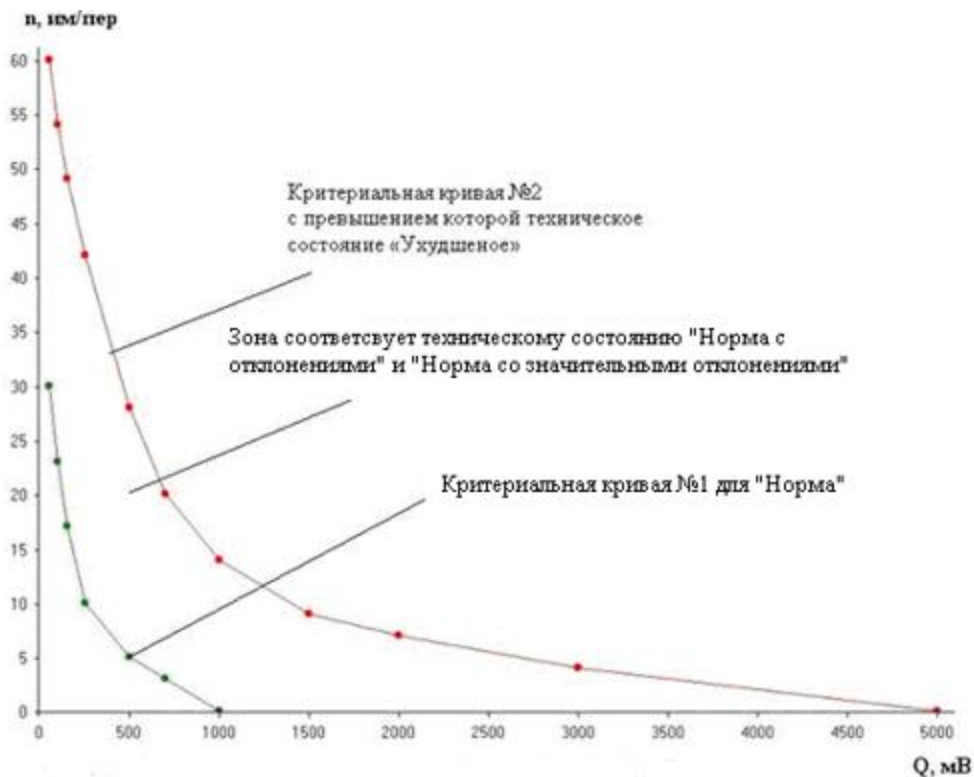


Рисунок 2 – Критерияльные кривые для трансформаторов

7. Проведение объемной локации

Блок-схема измерений дана на рисунке 3. Для идентичности измерений все используемые датчики имеют одинаковые частотные характеристики, соединительные кабели электрическую длину, выровненную с точностью до 1нс, что позволяет обеспечить точность поверхностной локации 0,2-0,3 м. Каждый измерительный канал (датчик ТМР-5) состоит из датчика и измерительного кабеля длиной не менее 10 м, размещенного на транспортной катушке, маркированные цветами: 1-й канал - "красный", 2-й канал – "желтый", 3-й канал - "зеленый", 4-й канал - "синий".

Особенности установки датчиков ЧР на автотрансформатор.

1) установка элементов схемы измерений приведена на рисунке 4. Датчик ТМР-5 ("красный", "желтый", "зеленый", "синий") устанавливается на баке автотрансформатора, в четырех точках в узлах координатной сетки.

2) прокладка кабелей от транспортных катушек к измерительным приборам осуществляется параллельно без образования "барашков". Кабель с катушек сматывается полностью.

3) точки установки датчиков, при измерениях параметров частичных разрядов, на автотрансформаторы.

4) для автотрансформаторов, первоначально производится анализ потока импульсов электроразрядной активности с использованием "Анализатора частичных разрядов". После этого выполняется процедура осциллографирования сигналов от ЧР.

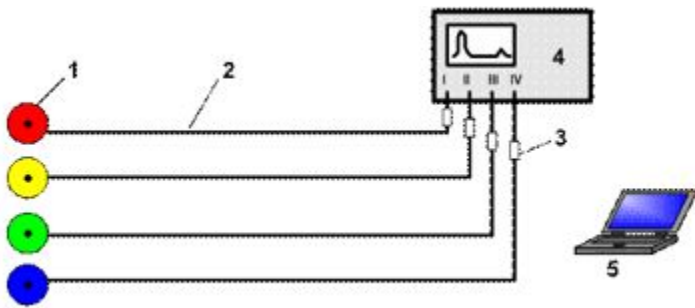


Рисунок 3 – Блок-схема (1 – датчики ЧР типа ТМР-5, 2 – кабельная линия (кабель РК50), 3 – встроенный декодер, 4 – осциллограф, 5 – компьютер)

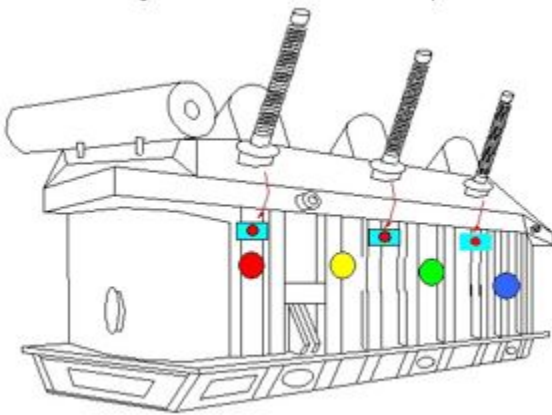


Рисунок 4 – Установка датчиков измерений разрядной активности на баке трансформатора для проведения объемной локации (слева-направо красный, желтый, зеленый, синий)

6. Измерение характеристик и анализ результатов:

1) характеристики потока импульсов.

Измерение распределений $n(Q)$, характеризующих поток импульсов, проводится с каждого датчика, устанавливаемого в точки измерений на баке автотрансформатора;

2) анализ осциллограмм.

Осциллограммы являются наиболее информативной характеристикой, показывая имеющиеся разновидности сигналов. Осциллограммы показывают временные особенности электроразрядного процесса;

3) установка датчиков на бак автотрансформатора проводится с учетом конструктивного исполнения изоляции автотрансформатора и учитывает расположение элементов, имеющих повышенную вероятность образования дефектов;

4) определение типа разрядного явления по структуре осциллограммы:

Снятие осциллограмм выполняется на нескольких развертках, позволяющих оценить структуру сигнала, отдельные его составляющие.

Панорамирование сигналов ЧР проводится на длинных развертках (0,5 – 1 мкс/дел), что позволяет оценить общий характер сигналов. Далее измерения производятся с повышенным временным разрешением до 10-100 нс/дел, что дает возможность определить тонкую структуру сигналов и провести их сопоставление с имеющимися данными. Для определения типа разрядного явления, осциллограммы, полученные с разных точек установки датчиков для определения типа дефекта, сопоставляются со стандартными или определяются экспертным путем.

7. Размещения датчиков на баке автотрансформатора при проведении объемной локации.

Многообразие явлений и конструктивных вариантов исполнения автотрансформаторов не позволяет рассмотреть все возможные ситуации, возникающие на практике. Наиболее характерными областями являются:

- 1) электроразрядные явления в изоляции ввода;
- 2) электроразрядные явления и искрения в месте крепления проводника ввода к обмотке;
- 3) электроразрядные явления в изоляции обмоток;
- 4) искрения в элементах крепления магнитопровода.

Контроль разрядной активности проводят по 30 зонам поверхности бака автотрансформатора (рисунок 5).

Порядок проведения измерений на однофазных автотрансформаторах.

Для однофазных автотрансформаторов датчики ЧР размещаются следующим образом:

- 1-й ("красный") датчик (I канал) размещается под вводом ВН;
- 2-й ("желтый") датчик (II канал) размещается под вводом СН;
- 3-й ("зеленый") датчик (III канал) размещают под вводами НН;
- 4-й ("синий") датчик (IV канал) размещают в области бака РПН.

Далее датчики переставляются около зоны дефекта для уточнения элемента изоляции, имеющего разрядные явления.

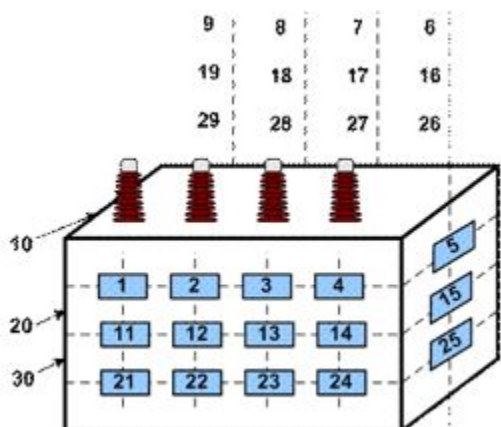


Рисунок 5. Расположение точек съема характеристик электроразрядной активности с бака автотрансформатора. Точка №1 находится со стороны ВН в верхней части слева

При использовании групп однофазных трансформаторов, высоковольтные шлейфы проходят параллельно друг другу, являясь антеннами для распространения помех на соседние трансформаторы.

Во избежание ошибок при определении дефектов проводится амплитудно-временная селекция сигналов между баками трансформаторов. Датчики устанавливаются в одинаковые зоны на баках разных фаз. Затем по амплитуде и времени прихода сигнала на вход осциллографа определяют фазу, в которой находится источник сигнала. Дальнейшее обследование проводится по пункту 7 настоящих Методических указаний.

Проведение амплитудно-временной селекции для трансформаторов подключенных на стороне ВН высоковольтным кабелем.

Во избежание ошибок при диагностике автотрансформаторов, подключенных на стороне ВН высоковольтным кабелем с использованием высоковольтных вводов и концевых муфт кабеля открытым способом (воздушная линия) или закрытым (в масляном баке), проводится амплитудно-временная селекция, для отделения сигналов собственно автотрансформатора от сигналов приходящих из кабеля.

8. Принятие решений по результатам локации зон дефектов.

Признаки типичных дефектов приведены на осциллограммах таблицы 2.

Дефекты в верхней части бака. Типичными дефектами автотрансформатора являются разряды в изоляции элемента "ввод - соединение - выход обмотки ВН". Признаками этих дефектов являются (осциллограммы П1, П2 таблица 2):

сигналы, кроме одного, ослаблены;

наличие задержки во времени относительно сигнала, фиксируемого с датчика расположенного вблизи дефектного ввода.

Зона на баке. В случае наличия электроразрядных явлений в активной части, датчик, регистрирующий опережающий сигнал, будет наиболее близко расположен к дефекту, место которого в последствии уточняется путем перемещением датчика в окрестности аномальной зоны бака.

Дефектами в баке могут быть ЧР в изоляции (осциллограммы П3 П5), искрения или дуговые явления (осциллограммы П6 П8).

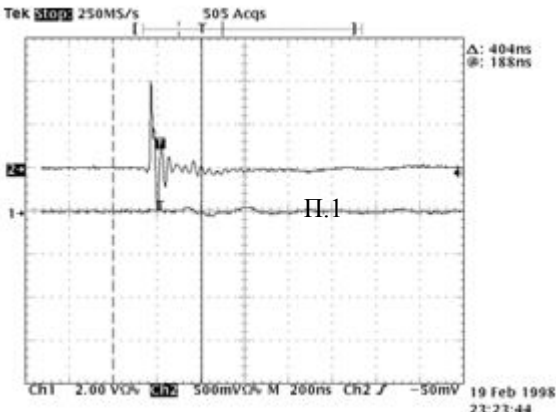
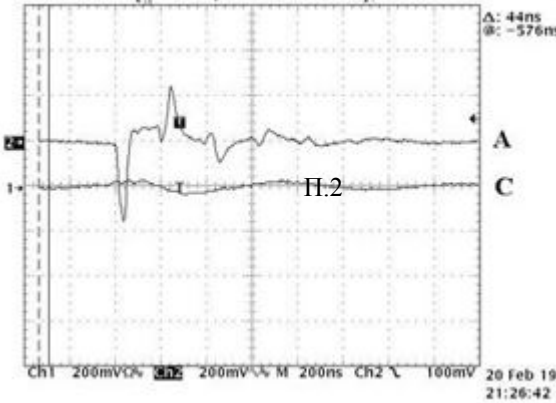
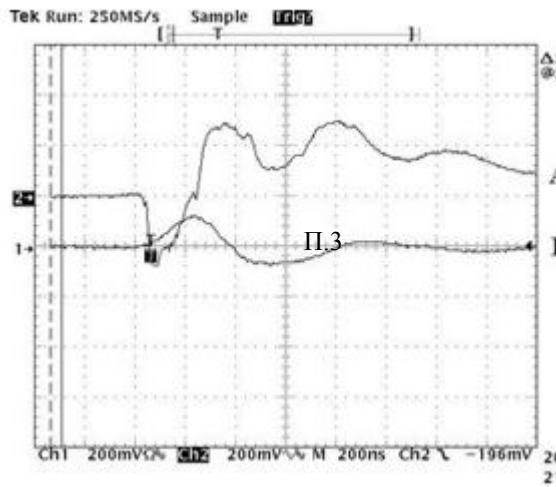
Типичными дефектами РПН являются искрение в контактах предизбирателя и главного контакта, в болтовых соединениях, фиксируемых на осциллограммах. Для контроля изменения интенсивности явлений в РПН применяется непрерывное измерение в течение нескольких дней.

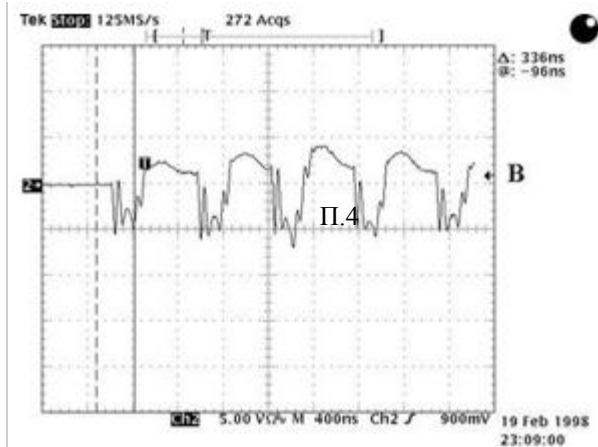
По результатам анализа данных определяется форма разрядного явления и дефектные узлы. Учитывая величину амплитуды и интенсивность по таблице 3, дается заключение о техническом состоянии.

9. Оформление протокола по результатам объемной локации осуществляется внесением результатов измерений в протокол:

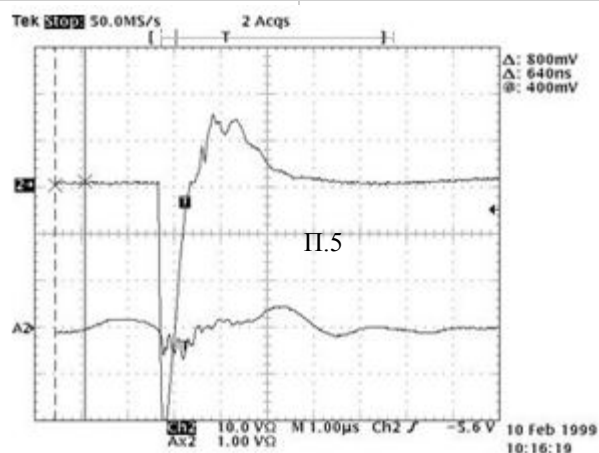
- 1) расположение датчиков, схема измерений;
- 2) распределения $n(Q)$ для всех положений датчиков;
- 3) результаты осциллографирования;
- 4) таблицы по всем типам дефектов;
- 5) типичные осциллограммы по всем дефектам.

Таблица 2 – Типовые осциллограммы частичных разрядов в трансформаторах

ЧР в изоляции узла ввода 	ЧР в изоляции ввода или в бумажно-масляной изоляции около ввода (верхний луч) и на соседнем вводе (нижний луч).
Однополярный (короткий ~50 нс) импульс на одной из фаз (А) – верхний луч, импульс короткий, последующих колебаний нет. Наведенный сигнал на другую фазу (С) практически отсутствует. 	
ЧР в изоляции обмотки 	Импульс однополярный, длинный (более 200 нс) с последующими колебаниями заметен наведенный сигнал на фазе В.

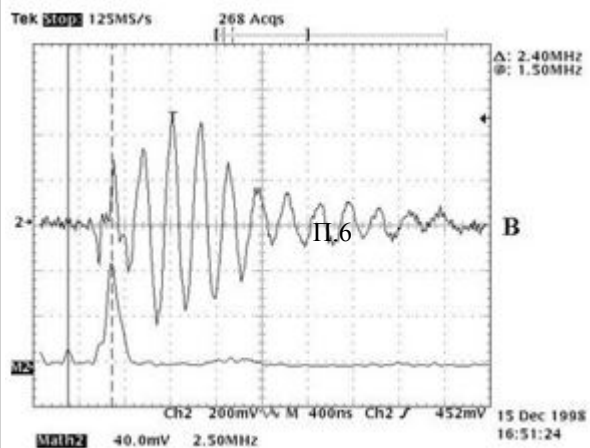


Разряд по поверхности бумажной изоляции.

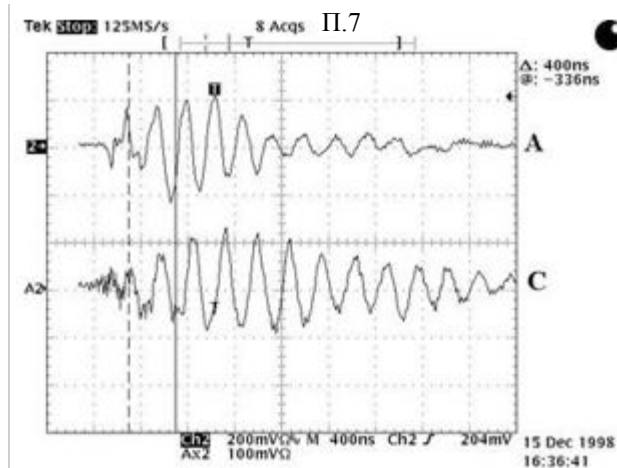


Тлеющий разряд – верхний луч, нижний луч – сигнал на соседней фазе.

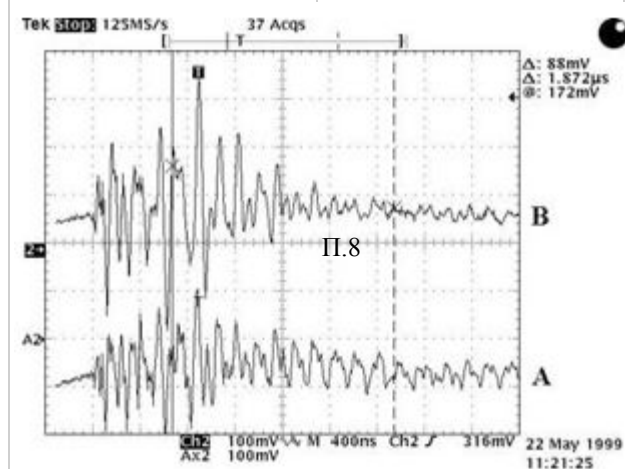
Искровые и дуговые явления в конструкции крепления магнитопровода



Разрядное явление – верхний луч.
 Нижний луч, преобразование импульса Фурье, видно, что основная частота ~5 МГц.



Сигналы с фазы "А" и фазы "С" примерно одинаковые. Это соответствует искрению в магнитопроводе в окрестности фазы "В".



Искровой разряд на фазе "В" – верхний луч.
Нижний луч – сигнал с соседней фазы.

Таблица 3 – Определение технического состояние изоляции трансформаторов по результатам контроля разрядных явлений

Состояние трансформатора	Классификация технического состояния	Степень развития дефекта	Величины максимальных амплитуд частичных разрядов, Кл			Величины амплитуд искровых или дуговых явлений, В	
			В обмотках и между катушками	Главная изоляция	Вводы	Разряды в креплениях активной части	Разряды в пакете и магнитных шунтах
Неисправное	Предаварийное	Предельное состояние	более 5 нКл	более 100 нКл	более 10 нКл	-	
	У	Критический дефект	до 2,5 нКл	5-25 нКл	0,5-2,5 нКл	искровые явления более 10 В	дуговые явления
	ОСЗО	Значительный дефект	до 500 пКл	1-5 нКл	до 500 пКл	искровые явления до 2 В	
Исправное	ОСО	Малозначительный дефект	до 100 пКл	до 1000 пКл	до 100 пКл	искровые явления до 0,5 В	
	Н	Отсутствие явных дефектов		до 100 пКл	-	отсутствие разрядных явлений	

Средства измерений характеристик разрядной активности

1. Типы измерительных элементов (далее - ИЭ)

Для проведения измерений применяются датчики:

1) наружного исполнения, устанавливаемые на момент измерения, указанные в технологии используемой в комплексах "ДИАКС":

измерение тока ЧР с помощью высокочастотного трансформатора тока СТ-45 (ДНГК 410120.001) ИЭ. Устанавливаются на заземляемые токоведущие элементы (см. рисунок 1);

измерение магнитного поля от тока ЧР с помощью магнитного диполя (ДИКС 418121.004, ИЭ 1L). Измерительный элемент устанавливается вблизи токоведущих элементов на безопасном расстоянии;

измерения характеристик ЧР через соединительный конденсатор с помощью измерительного комплекса (ДИКС 418121.005, ИЭ ПВИ-24). Конденсатор соединяется с токоведущим элементом обмотки;

измерения разности потенциалов на заземленных токоведущих элементах, ТМР-2 (ДНГК 410113.001), ТМР-5 (ДНГК 410114.001) – на магнитном креплении, рисунки 2 и 3;

измерения напряжения от ЧР при использовании конструктивных емкостей (ДИКС 419121.003, ИЭ SWG-3 на магнитном креплении).



Рисунок 1 – Высокочастотный трансформатор тока "СТ-45" с разомкнутым сердечником

Высокочастотный трансформатор тока "СТ-45" с разомкнутым сердечником предназначен для измерения разрядных явлений на шинах заземления, пакетах кабелей

и т.д. Показано применение "СТ-45" для контроля разрядных явлений в возбuditеле турбогенератора ТВВ-1000.

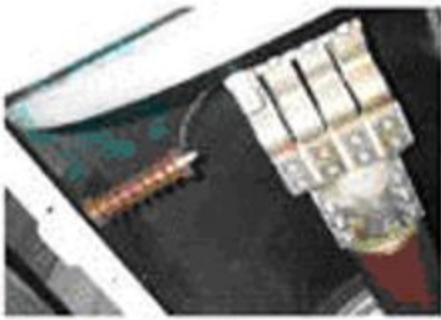


Рисунок 2 – Датчик электромагнитного типа ТМР-2, предназначенный для оперативных измерений по всем видам оборудования

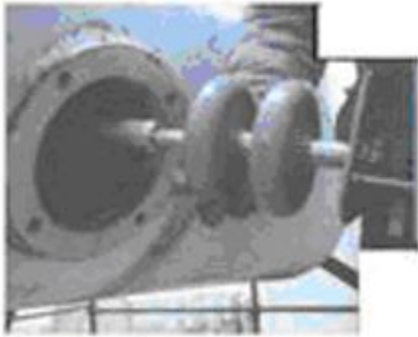


Рисунок 3 – Датчик повышенной чувствительности ТМР-5, предназначенный для локализации зон разрядной активности на крупном оборудовании: турбогенераторах и силовых трансформаторах

2) встраиваемые в конструкцию, которые используются западными компаниями. Например, размещение соединительного конденсатора показано на рисунке 4.



а) соединительный конденсатор, подключаемый к линейному вводу генератора



б) датчик с соединительными конденсаторами в токопроводе у трансформатора

Рисунок 4 – Типы датчиков встраиваемой конструкции для измерений разрядной активности



Рисунок 5 – Установка индикатора на корпусе электрической машины

Аналоговый пороговый индикатор "РИП" предназначен для длительного (недели) контроля разрядной активности, может быть использован на турбогенераторах и трансформаторах.

2. Типы измерительных устройств

1) измерительные приборы:

компьютеризированный цифровой осциллограф для регистрации одиночных импульсов ЧР и объемной локации;

анализ импульсов, дающий распределение числа импульсов в единицу времени от величины амплитуды импульса ЧР $n(Q)$, типа компьютеризированный аналоговый прибор РДРА (ДИКС 411168.001) или аналоговый прибор ИРЗ-3 (ДНГК 422142.004);

2) пороговые индикаторы:

для длительных (сутки-недели) измерений разрядной активности используются пороговые индикаторы (рисунок 5). Его особенностью является то, что в одном блоке объединены измерительные элементы и устройства (ДНГК.713701.002);

3) программное обеспечение:

"DIACS Expert" – выполнена в системе "Windows". Программа обработки $n(Q)$ – "DIACS Expert" выполняет расчет, включая:

управление измерениями при использовании анализатора по заданной временной программе;

расчет распределений $n(Q)$;

пересчет шкалы амплитуд в единицы заряда;

расчет мощности ЧР – Р;

сравнение результатов, построение зависимости изменений мощности разрядов ЧР от времени – $P(t)$;

подготовку протокола испытаний.

"DIACS PD Book" – в системе "Windows". Ручным вводом данных по Q и n позволяет выполнять:

расчет распределений $n(Q)$;

пересчет шкалы амплитуд в единицы заряда;

расчет мощности ЧР – Р.

3. Примеры систем и комплексов для контроля разрядных явлений

1) Комплексы для периодического контроля.

В комплексах для периодической диагностики электрооборудования применяются: устанавливаемые на момент измерений датчик;

переносные средства измерений.

Практическое применение комплексов для периодической диагностики приведено в таблицах 1 и 2:

переносной диагностический компьютеризированный комплекс типа ДКЧР-2 (таблица 1);

переносной аналоговый комплекс "КАД" (таблица 2).

2) Система периодического диагностического мониторинга.

Для непродолжительных измерений используется переносная система мониторинга, устанавливаемая на трансформатор без его отключения или изменения режима работы.

В данной системе датчики на магнитной основе ставятся на щит, измерительная аппаратура размещается в боксе (пример такого решения – на рисунке 5). Измерения данной системой проводятся в течение нескольких месяцев.

3) Система постоянного диагностического мониторинга.
Система постоянного диагностического мониторинга применяется для постоянного контроля технического состояния критического трансформатора. Измерительная аппаратура для систем непрерывного мониторинга размещается в боксах, в зависимости от конструкции изготовителя.



Рисунок 6 – Внешний вид анализатора периодической диагностики (мониторинга) типа СПК.

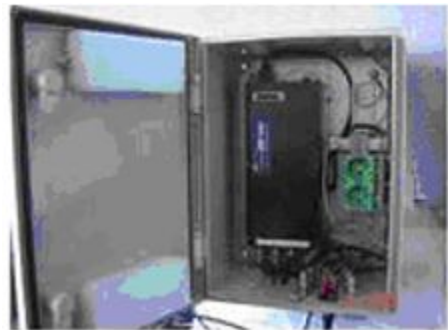


Рисунок 7 – Размещение анализатора в герметичном боксе системы "DIACS-Monitor"

Внешний вид управляющих блоков систем постоянного непрерывного диагностического мониторинга (производства "ДИАКС") показан на фото рисунок 7.

4. Аттестация средств измерений электроразрядной активности

Таблица 1 – Комплектность переносного компьютеризированного комплекса типа ДКЧР-2

Состав	Чертеж	Назначение

1. Измерительные приборы:		Измерение электроразрядной активности в высоковольтной изоляции:
1.1 Осциллограф цифровой типа Tektronix TDS-2014, 4-кан, 100 МГц в комплекте		Осциллографирование сигналов от частичных разрядов (форма импульсов)
1.2 Анализатор потока импульсов от ЧР типа PDPA-1	ДИКС 422149.001	Цифровая автоматическая регистрация характеристик потока импульсов от частичных разрядов в изоляции.
1.3 Индикатор растекания заряда типа ИРЗ-3	ДНГК 422142.002	Измерение характеристик потока импульсов от частичных разрядов в изоляции.
1.4 Регистратор импульсов ЧР пороговый типа РИП-1	ДНГК 713701.001	Длительное измерение разрядной активности.
2. Измерительные средства:		Характеристики датчиков съема сигналов от ЧР в изоляции электрооборудования, находящегося в эксплуатации.
2.1 Датчик ЧР типа TMP-5	ДНГК 410113.001	Измерение ЧР-активности по корпусу силовых трансформаторов.
2.2 Датчик ЧР типа TMP-1	ДИКС 434754.001	Локация максимумов ЧР-активности по корпусу трансформаторов.
2.3 Датчик ЧР типа TMP-2	ДНГК 410113.002	Локация максимумов ЧР-активности по корпусу трансформаторов.
2.4 Датчик ЧР типа RC-1	ДИКС 434754.006	Измерение волны зарядов на каждом выводе фазы На корпусах трансформаторов
2.5 Датчик ЧР типа RC-2	ДНГК 410114.001	Датчик для подключения к высокочастотному шунту в виде коаксиального кабеля с емкостным съемом сигнала. Для трансформаторов
2.6 Датчик ЧР типа СТ-45	ДНГК 410120.001	Измерение импульса тока от ЧР с проводника заземления корпуса трансформаторов.
2.7 Блок сопряжения осциллографа и датчиков типа БС-2	ДНГК 410116.001	Устройство выделения рабочей полосы частоты для фиксации измерительными системами.
2.8 Катушки с кабелем типа РК-75, 10 м		Обеспечение передачи аналогового сигнала от датчиков на измерительную аппаратуру.
3. Приспособления		
		Безопасное хранение и транспортировка.

3.1 Чемодан защитный типа Pelican™		измерительной аппаратуры датчиков и приспособлений.
3.2 Высокочастотный шунт типа ВИШ-1	ДНГК 410115.001	- для датчика RC-1
3.3 Высокочастотный шунт типа ВИШ-2	ДНГК 410115.002	- для датчика RC-2 на катушке 10 м
3.4 Клещи специальные		Обеспечение измерений протекающего импульса тока от ЧР
3.5 Кабель интерфейсный, тип RS-232		Обеспечение передачи данных в компьютер.
3.6 Разъемы коаксиальные типа CP-50		
4. Оргтехника и программное обеспечение		
4.1 Компьютер переносной типа Notebook с предустановленной ОС Windows XP		Обработка результатов измерений, подготовка протоколов измерений, хранение результатов измерений.
4.2 ПО "DIACS-Expert"		Программа проведения и обработки измерений электроразрядной активности силовых трансформаторов.
4.3 Принтер цветной струйный типа HP		Распечатка данных измерений и итоговых протоколов

Таблица 2 – Комплектность переносного комплекса типа КАД

Состав	Чертеж	Назначение
А. Измерительные приборы:		Измерение электроразрядной активности от частичных разрядов в высоковольтной изоляции, временных параметров импульсов.
1. Индикатор растекания заряда типа ИРЗ-3	ДНГК 422142.002	Измерение характеристик потока импульсов от частичных разрядов в изоляции.
2. Регистратор импульсов ЧР пороговый типа РИП-1	ДНГК 713701.001	Длительное измерение разрядной активности.
3. Осциллограф цифровой типа Tektronix TDS-2014, 4-кан, 100 МГц в комплекте		Осциллографирование сигналов от частичных разрядов (форма импульсов).
Б. Измерительные средства:		Съем сигналов от ЧР в изоляции трансформатора, находящегося в эксплуатации.
1. Датчик ЧР типа TMP-5	ДНГК 410113.001	Измерение ЧР-активности по корпусу силовых трансформаторов.
2. Датчик ЧР типа TMP-2м	ДНГК 410113.002	Локация максимумов ЧР-активности по корпусу трансформаторов.

3. Датчик ЧР типа СТ-45	ДНГК 410120.001	Измерение импульса тока от ЧР с проводника заземления корпусов трансформаторов.
4. Катушки с кабелем типа RG-174 , 10 м		Обеспечение передачи аналогового сигнала от датчиков на измерительную аппаратуру
В. Приспособления		
1. Чемодан защитный типа Pelican™		Безопасное хранение и транспортировка. измерительной аппаратуры датчиков и приспособлений.
Г. Оргтехника и программное обеспечение		
1. ПО "DIACS-Expert" на жестком носителе		Программа для обработки измерений электроразрядной активности в изоляции.
Д. Документация		
1. Паспорт "КАД"		
2. Паспорт "ИРЗ-3"		
3. Паспорт "РИП-1"		

Приложение 5
к Методическим указаниям
по диагностике автотрансформаторов
и их вводов на рабочем напряжении

Методы, средства и обработка результатов тепловизионного контроля автотрансформаторов и их вводов

Приложение относится к измерению температурных полей поверхностей баков автотрансформаторов и их вводов. Измерения выполняются при рабочем напряжении в условиях эксплуатации.

1. Термины, используемые в тексте:

1) превышение температуры – разность между измеренной температурой нагрева элемента и температурой окружающего воздуха;

2) избыточная температура – превышение измеренной температуры контролируемого элемента над температурой аналогичных элементов, находящихся в одинаковых условиях;

3) термографическая информационная функция – пространственная свертка термограммы;

4) коэффициент дефектности – отношение измеренного превышения температуры контактного соединения к температуре, измеренной на целом участке шины (провода), отстоящем от контактного соединения на расстояние не менее 1 м;

5) контакт – токоведущая часть аппарата, которая во время операции размыкает и замыкает цепь;

6) контактное соединение – токоведущее соединение (болтовое, сварное, выполненное методом обжатия), обеспечивающее непрерывность токовой цепи;

7) аномалия – местное изменение температуры (избыточная температура) на некотором малом участке поверхности бака, характеризуется средней и максимальной температурой пятна;

8) наиболее вероятное значение температуры – значение температуры в максимуме термографической информационной функции.

2. Используемая аппаратура.

При тепловизионном контроле электрооборудования применяются тепловизоры с разрешающей способностью не ниже $0,1^{\circ}\text{C}$, предпочтительно со спектральным диапазоном 8-12 нм (область относительной спектральной прозрачности атмосферы).

3. Методические аспекты.

Оценка теплового состояния автотрансформаторов и токоведущих частей проводится путем сравнения измеренных значений температуры в пределах фазы, между фазами, с заведомо исправными участками, в зависимости от условий работы, конструкции и осуществляется:

по нормированной температуре нагрева (превышения температуры);

по избыточной температуре;

по коэффициенту дефектности;

по динамике изменения температуры во времени.

Практические измерения, выполненные на автотрансформаторах при различных погодных условиях показывает, что в плане повышения способности выявления дефектных трансформаторов требуется соблюдение целого ряда условий. Последнее связано с чрезвычайно низким уровнем тепловыделений в конструкции изоляции и низким температурным контрастом обусловленным, как предельной чувствительностью тепловизоров и их временной нестабильностью, так и влиянием оптических свойств поверхности и воздействием окружающей среды.

При практическом выполнении обследований руководствоваться положениями:

тепловизор ориентируется относительно нормали к поверхности измерения:

для металлических поверхностей – в пределах $0-40^{\circ}$;

для окрашенных поверхностей и диэлектриков – в пределах $0-60^{\circ}$;

измерения проводятся в сухую безветренную погоду при положительных температурах $20-25^{\circ}\text{C}$ и скорости ветра не более 2 м/с ;

в предшествующие измерениям сутки не было осадков;

термографирование трансформаторов проводится не ранее 3 часов после захода солнца (установление режима регулярного теплообмена), допускается проведение измерений в дневное время при наличии плотной облачности;

токовая нагрузка в течении 10-12 часов перед измерениями более близкая к номинальному значению;

анализ термограмм и термографических информационных функций проводится по тождественным областям поверхности бака и фарфоровой крышки;
если баки окрашены учитывается коэффициент излучения покрытия.

Сноска. Пункт 3 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

4. Тепловизионный контроль контактных соединений.

Оценка состояния контактных соединений производится сравнением температуры однотипных контактов, находящихся в одинаковых условиях по нагрузке и охлаждению, сравнением температуры контактного соединения и сплошных участков токоподводов:

1) при контроле контактных соединений тепловизор располагают по возможности ближе к ним, расстояние 30...40 м является предельным для такого рода измерений, или пользоваться объективами с углом обзора 7°;

2) измерения не рекомендуется проводить во время дождя, скорости ветра более 4 м /сек. При больших скоростях ветра вносятся поправки;

3) измеренные значения температур или перегрева корректируются с учетом нагрузки, излучательной способности измеренных автотрансформаторов и атмосферных условий;

4) выявление дефектов контактных соединений проводится при нагрузках, близких к номинальному значению. При $I_{нагр} < 0,5 I_{ном}$ измерения проводить не рекомендуется ;

5) рекомендуемая периодичность проведения измерений – один раз в год, после проведения ремонта оборудования и ревизии контактных соединений;

6) характеристикой контакта, определяющей его техническое состояние, является "превышение температуры";

При отбраковке контактных соединений рекомендуется использовать критерии отбраковки, данные в таблице 1.

Таблица 1 – Температурные критерии оценки технического состояния контактных соединений

Техническое состояние	Превышение температуры	Предельный срок устранения дефекта контактного соединения
"Н"	менее 5 °С	
"ОСО"	в пределах 5 °С – 35 °С	Во время планового ремонта
"ОСЗО"	в пределах 35 °С – 85 °С	В течение 6 месяцев

5. Метод анализа термографических функций.

Первичной информацией являются термограммы автотрансформатора, полученные с боковых поверхностей с помощью тепловизоров, имеющих выход исходной информации в цифровом виде.

1) основные положения.

Метод анализа термографических информационных функций позволяет при рабочем напряжении выявлять в активной части автотрансформаторов скрытые дефекты следующих видов:

появление магнитных полей рассеивания за счет нарушения изоляции отдельных элементов магнитопровода, возникновение контуров тока по баку (ярмовые балки, дистанцирующие домкраты, консоли, шпильки и другие);

нарушения в работе охлаждающих систем (маслонасосы, фильтры, двигатели вентиляторов, теплообменники);

изменения в циркуляции масла в баке (образование застойных зон) в результате конструктивных недоработок, появления шлама, разбухания или смещения изоляции обмоток (актуально для автотрансформаторов с значительным сроком службы);

нагрев внутренних контактных соединений обмоток с выводами;

витковое замыкание встроенных трансформаторов тока;

дефекты контактной системы РПН;

повышенные диэлектрические потери в изоляции вводов, разгерметизация высоковольтных вводов.

Первичной информацией являются термограммы автотрансформаторов, полученные с боковых поверхностей и с крышки бака, термограммы вводов, маслонасосов, маслоохладителей, адсорбционных фильтров;

2) обработка термограмм.

Распределение температур по поверхности автотрансформатора $T(x,y)$ дает информацию:

о наличии распределенных источников тепловыделения в активной части;

об эффективности системы охлаждения;

о наличии локальных температурных аномалий, обусловленных скрытым дефектом термического характера.

При анализе термограмм учитываются статистические свойства излучаемой поверхности, особенности конструкции и учет конструктивных элементов частично экранирующих элемент контроля. Функция $T(x,y)$ содержит информацию обо всех указанных выше явлениях.

Обработка термограмм.

--	--	--

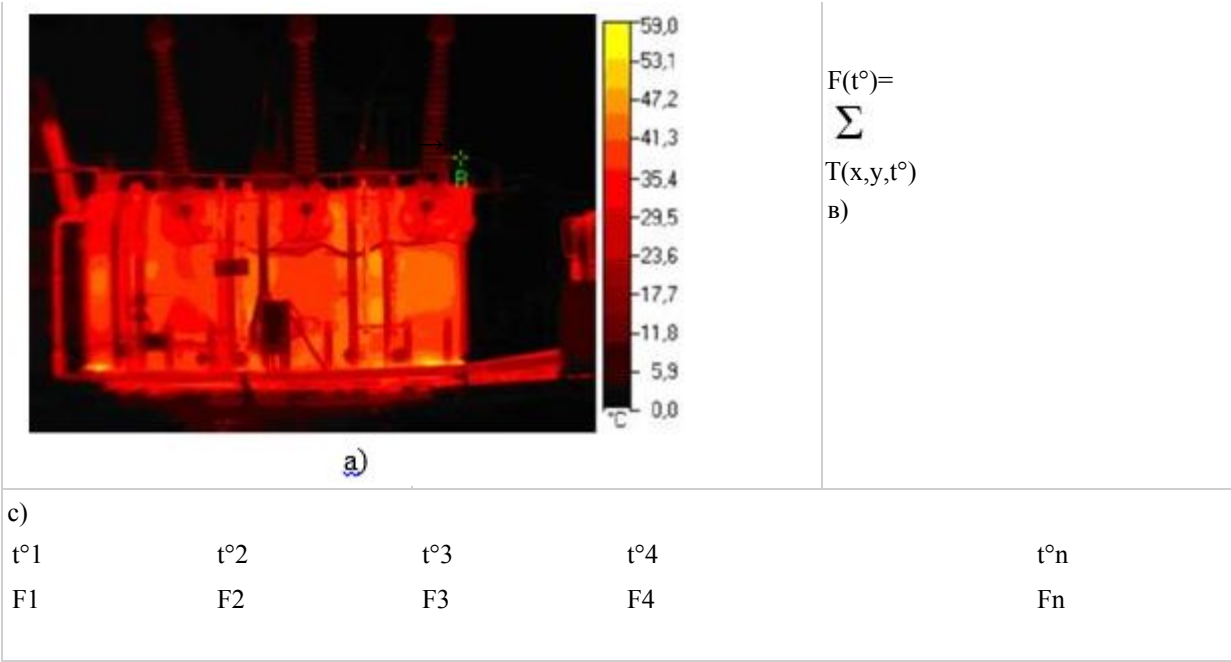


Рисунок 1. Операция преобразования термограммы (поз. "а") в координатах [x1x2; y1y2] с помощью программы [Micron] в упорядоченный ряд (поз. "с").

Исходная функция двумерного распределения температуры по поверхности элемента контроля $T(x, y)$ представляется термограммой. Полученная термограмма (рисунок 1 "а") интегрируется в пределах $[x1, x2]$ $[y1, y2]$ для получения упорядоченного массива данных, представленного таблицей, рисунок 1 "в".

Параметры таблицы:

t – температура;

F_n – относительный размер поверхности зоны с температурой $t^\circ n$.

Построение термографической информационной функции

Информационная таблица (рисунок 1 "с") с помощью прикладной программы Micron преобразуется в термографическую функцию, рисунок 2.

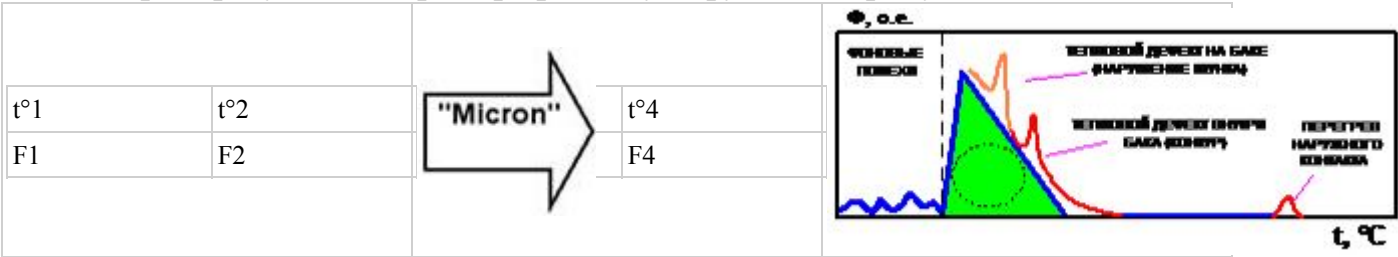


Рисунок 2 – Алгоритм преобразования "информационной таблицы" в термографическую функцию

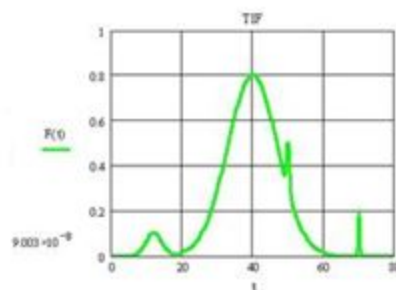
При проведении описанного преобразования предварительно производится выделение элемента или его фрагмента из термограммы.

Информационные характеристики термографической функции

термографическую функцию в виде функции $F(t^\circ)$ представлена на рисунке 3. Указанная функция $F(t^\circ)$ имеет информационные признаки:



а)



б)

Рисунок 3. Иллюстрация преобразования информации из тепловизионной картины "а" в термографическую информационную функцию "б" для термограммы фрагмента бака автотрансформатора при наличии фона:

0-20 °С – зона фоновых помех, не учитываемая при анализе;

20-60 °С – ядро функции, определяющее тепловое состояние элемента (бак, фрагмент бака), то есть разность между процессами выделения тепла и охлаждения;

50 °С – зона №1 соответствует наличию тепловой аномалии, то есть теплового дефекта в активной части;

70 °С – зона №2 указывает на наличие значительных перегревов небольших участков (в данном случае нагрев контактного соединения нулевого ввода).

Анализ термографической функции.

Значение $F(t^\circ)$ при данной величине температуры (рисунок 3 "в") характеризует относительный размер поверхности автотрансформатора с данной температурой t° . В качестве иллюстрации на рисунке 4 показана "термографическая функция" реального объекта при наличии некоторых тепловых аномалий.

Термографическая функция эталонного объекта формируется статистической обработкой и усреднением кривых на автотрансформаторах в "Норме". При недостатке статистических данных за эталонную функцию принимается функция объекта с минимальным тепловыделением из нескольких (не менее двух) автотрансформаторов в тождественных условиях (в случае нескольких однофазных автотрансформаторов) за эталонную функцию допускается принять значение с минимальным значением интеграла тепловых вариаций.

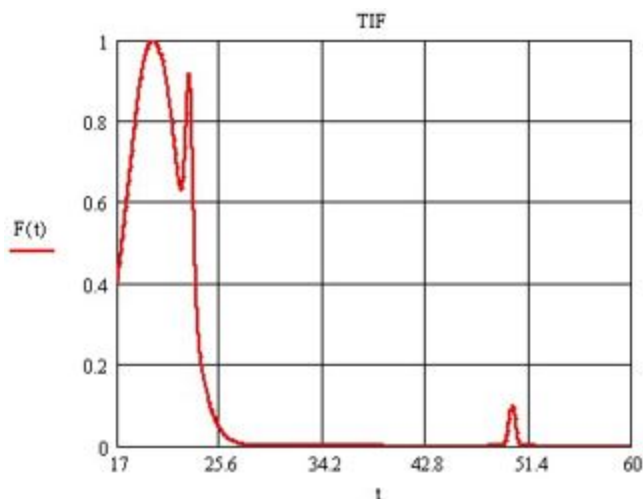


Рисунок 4 – Термографическая информационная функция реального автотрансформатора с тепловыми дефектами после обработки (локального усреднения излучательной способности поверхности аппроксимации).

Мощность процессов выделения тепла (в данном диапазоне температур t_1 , t_2) как всего автотрансформатора, так и отдельных элементов рассчитывается по формуле:

$$P = \int_{t_1}^{t_2} F(t) dt, \quad (1)$$

где t_1 , t_2 – интервал интегрирования по температуре;

$F(t)$ – функция эталонного и измеряемых автотрансформаторов.

6. Оценка технического состояния автотрансформатора по анализу термографических функций

Оценка технического состояния по анализу тепловых потерь в активной части автотрансформатора.

Анализ проводится по сопоставлению автотрансформатора, принимаемого за "эталон", рисунок 5, кривая 1, с испытуемым автотрансформатором, рисунок 5, кривая 2. В данном процессе исключается влияние системы охлаждения путем прямых измерений расхода масла и среднемассовых температурных перепадов на холодильнике.

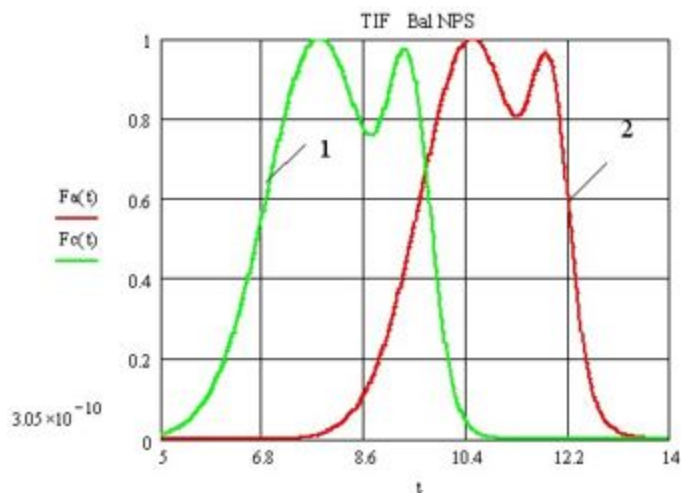


Рисунок 5 – Функция эталонного (кривая 1) и испытуемого (кривая 2) автотрансформаторов

В качестве критерия для оценки мощности явлений выделения тепла в автотрансформаторе используется коэффициент дефектности, определяемый по формулам:

$$k_{\text{дис}} = \frac{P_2 - P_1}{P_1},$$

$$\text{где } P_1 = \int_{t_1}^{t_2} F_1(t) dt, P_2 = \int_{t_1}^{t_2} F_2(t) dt$$

(2)

$$P_2 = \int_{t_1}^{t_2} F_2(t) dt$$

Расчет численных значений интегралов проводится по программе "Mathcad".

Оценка технического состояния по тепловыми параметрам проводится по коэффициенту Кдис в соответствии с таблицей 2.

Таблица 2

Оценка технического состояния	Норма	Оценка с отклонениями	Оценка со значительными отклонениями	Ухудшенное	Предаварийное
Кдис	До 1,2	1,2-1,4	1,4-1,6	1,6-2	Более 2

7. Классификация технического состояния при наличии локальных тепловых аномалий.

Анализ функции проводится по сопоставлению мощностей выделяемого тепла на ограниченной площади в зоне температурной аномалии в соответствии с подходом, указанным на рисунке 6.

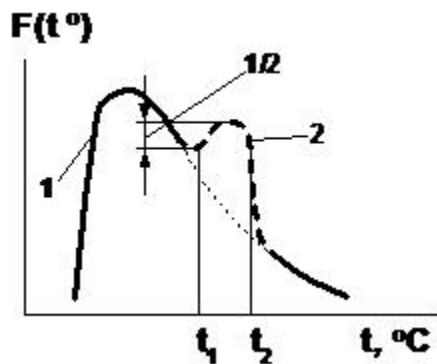


Рисунок 6. Иллюстрация процедуры оценки коэффициента дефектности при наличии локальной тепловой аномалии (кривая 2).

Расчет интегралов в программе "Mathcad" проводится в пределах t_1 и t_2 , определенных по полувысоте переднего фронта - кривой – 2 (рисунок 6).

В качестве критерия для оценки технического состояния используется коэффициент дефектности локальной тепловой аномалии, определяемый по формуле:

$$k_{\text{аном}} = \frac{P_2 - P_1}{P},$$

где $P_1 = \int_{t_1}^{t_2} F_1(t) dt$, $P_2 = \int_{t_1}^{t_2} F_2(t) dt$

(3)

$$P_2 = \int_{t_1}^{t_2} F_2(t) dt$$

Оценка степени развитости локального дефекта объекта контроля, производится аналогично в соответствии с таблицей 2.

8. Перечень рассматриваемых вопросов при анализе тепловых явлений при вариации мощности автотрансформатора.

Признаком "Нормы" является линейная зависимость уровня тепловых потерь определенной по сдвигу функции, от мощности нагрузки.

Нелинейный рост мощности тепловыделений, от мощности нагрузки трансформатора является признаком наличия дефекта.

9. Для определения технического состояния радиаторов или теплообменников системы охлаждения проводятся опыты при постоянной мощности автотрансформатора:

эталонной является функция при работе всей системы охлаждения;

измеряются параметры функции при работе:

без секции охлаждения №1;
без секции охлаждения №2 (с включенной секцией №1);
и так далее.

По полученным значениям Кдис и Каном дается оценка эффективности системы охлаждения и потребность ее ремонта.

Примечания о принципах метода.

1) источниками тепловыделения в автотрансформаторе являются:

магнитопровод, массивные металлическое части трансформатора, в том числе бак, прессующие кольца, экраны, шпильки, консоли, в которых тепло выделяется за счет потерь от вихревых токов, наводимых полями рассеивания;

токоведущие части вводов, где тепло выделяется за счет потерь в токоведущей части и переходных контактных соединениях отвода обмотки;

переходные контактные соединения регуляторов под нагрузкой.

Задачей диагностики является обнаружение слабых тепловыделений в указанных элементах и их проявление на поверхности.

2) отвод тепла от источников нагрева к маслу осуществляется путем конвекции, в связи с чем, температурные контрасты на поверхности бака имеют незначительную величину и размыты на относительно значительной поверхности. Учет данного физического эффекта положен в основу настоящего функционального метода обнаружения тепловых дефектов на автотрансформаторах.

10. При наличии ухудшения контактных элементов в РПН появляются дополнительные тепловыделения, приводящие к возрастанию температуры в автотрансформаторе в сопоставлении с другими автотрансформаторам аналогичного типа, работающими на данной станции при близких нагрузках. Значимыми являются перепады температур

Δ

$T \approx 1^\circ\text{C}$. При наличии превышения температур данный РПН требует проведения дополнительных обследований (измерение электроразрядной активности, анализ масла).

Приложение 6
к Методическим указаниям по
диагностике автотрансформаторов
и их вводов на рабочем напряжении

Контроль характеристик трансформаторного масла автотрансформаторов

1. Рекомендуется использовать газохроматографический анализ, как метод контроля состояния изоляции, дополняющий результаты измерений $R_{из}$, $tg\delta$, ЧР, термограмм, физико-химических и электрических характеристик масла. При этом: если обнаружено ухудшение одного из основных электрических, термографических и

физико-химических параметров, и при этом динамика изменения концентраций основных диагностических газов положительная, то состояние изоляции оценивается как "У".

2. Анализы проб масла из баков автотрансформаторов проводится по СТ РК ИЕС 60567-2013. Электрооборудование маслонаполненное. Отбор проб газов и анализ свободных и растворенных газов. Руководство.

В таблице 1 дана оценка технического состояния маслonaполненного электрооборудования по контролю проб масла по газохроматографии (далее – ГХ) и влагосодержанию.

Возможно проведение анализа мутности масла, концентрации ионола и наличие механических примесей.

3. Проведение контроля технического состояния РПН по отбору проб масла.

Отбор проб производится в соответствии с графиком;

В случае обнаружения роста более чем в 1,5 раза содержания газов (ацетилен, водород, метан, этан, этилен) по отношению к предыдущему анализу, при отсутствии переключения между отборами, делается переотбор пробы на подтверждение анализа. Если повышенное содержание газа подтверждается, то назначается учащенный анализ раз в месяц до планового ремонта с целью контроля за динамикой развития дефектов, ежемесячно проводятся дополнительные обследования (измерение разрядной активности и тепловизионный контроль).

Таблица 1. Оценка технического состояния трансформатора по результатам контроля проб масла на газохроматографию и влагосодержание

[illegible]

Неисправное состояние	Предаварийное состояние	Пределное состояние	Немедленный вывод из работы или эксплуатация в режиме специального контроля	согласно 4) пункта 2 настоящих Методических указаний: - концентрации, в несколько раз превышают граничные - относительная скорость нарастания концентрации одного или нескольких газов по результатам трех последовательных (через трое суток или чаще) отборов превышает 10%	согласно 4) пункта 2 настоящих Методических указаний: - концентрации в несколько раз превышают граничные; - характер дефекта определяется как электродуговой процесс.	согласно 4) пункта 2 настоящих Методических указаний: - локальный "перегрев твердой изоляции" $CO > 0,05\%$, $CO_2/CO < 5$; - "перегрев твердой изоляции" - $CO > 0,05\%$, старение твердой изоляции - превышение граничных концентраций по CO_2	Более
-----------------------	-------------------------	---------------------	---	---	---	---	-------

						25 г/тонна
Ухудшенное состояние	Критический дефект	Ограничение эксплуатации ных воздействий, учащенный контроль, планирование ремонта	согласно 4) пункта 2 настоящих Методических указаний: - концентрации одного или нескольких газов превышают граничные; - относительная скорость нарастания концентрации одного или нескольких газов по результатам трех последовательных (через месяц) отборов превышает 10%	согласно 4) пункта 2 настоящих Методических указаний: - концентрации порядка граничных или менее	согласно 4) пункта 2 настоящих Методических указаний: - локальный "перегрев твердой изоляции" $CO > 0,05\%$, $CO_2/CO < 5$.	15-25 г/тонна
ОСЗО	Значительный дефект	Ограничение по эксплуатации, дополнительная диагностика	согласно 4) пункта 2 настоящих Методических указаний: - концентрации одного или нескольких газов порядка граничных; - относительная скорость нарастания концентрации одного или нескольких газов по результатам не менее трех последовательных отборов не превышает 10% или имеет во времени нерегулярный характер.	согласно 4) пункта 2 настоящих Методических указаний: - концентрации менее граничных.	согласно 4) пункта 2 настоящих Методических указаний: - старение твердой изоляции, режимные перегрузки по мощности $CO_2/CO > 13$, превышение граничных концентраций по CO_2	10-15 г/тонна
ОСО	Малозначительный дефект	Эксплуатация с выполнением отдельных диагностических мероприятий	согласно 4) пункта 2 настоящих Методических указаний концентрации одного или нескольких газов порядка граничных			Менее 10 г/тонна

					Менее
Исправное состояние	Н	Отсутствия явных дефектов	Эксплуатация в соответствии с действующей эксплуатационной документацией	согласно 4) пункта 2 настоящих Методических указаний концентраций газов менее граничных	

Приложение 7
к Методическим указаниям по
диагностике автотрансформаторов
и их вводов на рабочем напряжении

Виброконтроль автотрансформаторов

Рекомендуется использовать виброконтроль для оценки снижения усилий прессовки обмоток и магнитопровода активной части автотрансформатора, и изменения вибрационных характеристик элементов системы охлаждения.

Виброконтроль проводится в части измерения вибрации автотрансформатора (приложение 6).

1. Методы проведения измерений.

Измерение вибрационных характеристик производят на поверхности бака вдоль периметра по его высоте на уровнях краев и середины обмоток. Точки измерений выбирают с использованием следующих принципов:

точки располагаются между ребрами жесткости трансформатора;

расстояние между точками не превышает 1 м;

точки расположены по малым осям автотрансформатора напротив обмоток вблизи от мест расположения активной части.

Измерения на дне бака проводят по большой оси автотрансформатора, по осям кареток со стороны ВН и НН, между ребрами жесткости под стержнями магнитопровода.

Характеристики, определяемые для каждой точки:

среднеквадратичное значение виброускорения;

среднеквадратичное значение виброскорости;

среднеквадратичное значение размаха виброперемещения;

спектр виброускорений;

спектр виброскоростей.

2. Критерии оценки.

Состояние автотрансформатора оценивают индивидуально с учетом состояния его фундамента, способа установки на фундамент, особенностей эксплуатации.

Дополнительный анализ проводится при измеренных значениях следующих параметров:

виброускорение – более 10 м/с^2 ;

виброскорость – более 20 мм/с ;

виброперемещение – более 100 мкм .

При проведении дополнительного анализа используются данные измерений:

измерение виброхарактеристик при одной нагрузке и различных температурах;

измерение виброхарактеристик при одной температуре и различных нагрузках;
результаты анализа изменения распределения среднеквадратичных значений виброхарактеристик вдоль бака;
изменения спектра виброхарактеристик.

При анализе результатов измерений учитывается характер следующих параметров:
изменение распределения среднеквадратичных значений виброхарактеристик вдоль бака;
изменение спектров виброхарактеристик в каждой точке.

При оценке механического состояния автотрансформатора, рекомендуется учитывать результаты измерений сопротивления короткого замыкания, переходных характеристик или частотного анализа.

Приложение 8
к Методическим указаниям по
диагностике автотрансформаторов
и их вводов на рабочем напряжении

Перечень рассматриваемых вопросов при анализе эксплуатационной документации и профиспытаний автотрансформаторов

1. Состав работ и общие положения.

Статистика отказов по трансформаторам показывает, что основными причинами повреждений являются:

наличие локальных дефектов в главной и продольной изоляции, приводящих к возникновению и развитию электроразрядных процессов (частичные разряды, разряды по поверхности, "тлеющий разряд");

наличие механических деформаций обмоток в результате электродинамических воздействий от протекания токов при коротком замыкании. на присоединениях.

Основное внимание при анализе эксплуатации уделяется:

- 1) маслобарьерной изоляции ВН, витковой изоляции обмоток;
- 2) наличию тепловых (электрических) явлений в магнитной системе и контактах;
- 3) состоянию вводов;
- 4) системе охлаждения;
- 5) заземляющим устройствам;
- 6) защитным системам;
- 7) регулятору под нагрузкой.

2. Накопление и обработка информации по особенностям эксплуатации оборудования.

Полученная в эксплуатации и после осмотра информация вносится в бланки, согласно таблице 1.

Выполняется анализ результатов и проводится заполнение Протокола с принятием решения по техническому состоянию и определению мероприятий по дальнейшей эксплуатации или ремонту.

Таблица 1 – Анализ эксплуатационной и ремонтной документации, результаты визуального осмотра

Объект обследования (автотрансформатор) Зав. № _____

Время проведения обследования с " ____ ". " ____ ". " ____ " по " ____ ". " ____ ". " ____ ".

Эксплуатирующая организация – (наименование организации)

Оперативное наименование на момент обследования

№ п/п	Наименование информационных и количественных данных по контролю автотрансформатора	Источник информации	Информация и основные параметры автотрансформатора	Допустимые значения, нормы	Оценка контролируемого параметра
1	2	3	4	5	6
1.	Паспортные данные и нормируемые параметры				
1.1.	Изготовитель				
1.2.	Г о д изготовления				
1.3.	Год ввода в эксплуатацию				
1.4.	Конструкция магнитопровода				
1.5.	Количество обмоток				
1.6.	Исполнение				
1.7.	Схема и группа соединения трансформатора.				
1.8.	Сочетание напряжений				
1.9.	Наличие встроенных трансформаторов тока				
1.10.	Наличие регулятора под нагрузкой				
1.11.	Марка залитого масла				

1.12.	Способ защиты масла				
1.13.	Охлаждение				
1.14.	Параметры холостого хода:				
	-потери холостого хода, кВт				
	-ток холостого хода, %				
1.15.	Параметры короткого замыкания:				
	-потери короткого замыкания, кВт				
	-напряжение короткого замыкания, %				
1.16.	Исполнение нейтрали обмотки ВН				
1.17.	Перегрузочная способность:				
	-допустимые пределы повышения напряжения				
	-кратность токов короткого замыкания				
	-перегрузка по мощности				
1.18.	Технические требования				
1.19.	Запорная арматура:				
	- к р а н " бак-расширитель "				

Продолжение таблицы 1

	-кран в верхней части бака для залива масла из бака				
	- предохранительный клапан между газовым				

	реле и расширителем				
	-фильтры в системе охлаждения				
1.20.	Воздухоосушитель расширителя				
1.21.	Указатель уровня масла				
1.22.	Окраска бака				
1.23.	Вес:				
	-полный, кг				
	-активной части, кг				
	-залитого масла, кг				
1.24.	Ремонтные работы				
	- капитальные ремонты, даты				
	- текущие ремонты, даты				
	- ремонты системы охлаждения, даты				
	- высоковольтных вводов, даты				
	Замена масла или заливка, дата. Сварочные работы на баке, дата. Смена силикагеля, дата . Дегазация масла, дата. Ремонт регулятора под нагрузкой, дата. Поломка маслонасоса, вентилятора обдува, дата.				
1.25.	Ввод кВ Фаза "А "				
	- тип				

	- заводской номер				
	- заводской чертеж				
	- вес, кг				
	дата выпуска емкости C1, C2, C3 tgd1, tgd2, tgd3 Риз уровень ЧР				
	- дата ввода в эксплуатацию				
	- марка залитого масла				
1.26.	Ввод ф. "В"				
	- тип				
	- заводской номер				
	- заводской чертеж				
	- вес, кг				
	дата выпуска емкости C1, C2, C3 tgd1, tgd2, tgd3 Риз уровень ЧР				
	- дата ввода в эксплуатацию				
	- марка залитого масла				
1.27.	Ввод ф. "С"				

Продолжение таблицы 1

	- тип				
	- заводской номер				
	- заводской чертеж				
	- вес, кг				
	дата выпуска емкости C1, C2, C3 tgd1, tgd2, tgd3 Риз уровень ЧР				

	- дата ввода в эксплуатацию				
	- марка залитого масла				
2.	Анализ статистики аварийности автотрансформатора				
2.1.	Данные по аварийности автотрансформатора				
3.	Анализ режимов эксплуатации, результаты эксплуатационных испытаний.				
3.1.	По напряжению: - режимные повышения напряжений, дата				
	- грозовые и коммутационные перенапряжения, дата				
3.2.	Загрузка по мощности, %				
	Короткие замыкания на присоединениях, дата, ток, кА. Срабатывание газовой защиты, дата. Изменение цвета силикагеля, дата. Повышенные вибрации, шумы, дата. Наличие протечек масла, дата.				
3.3.	Температура верхних слоев масла в баке. Перегрев масла, С, дата.				

3.4.	Маслоуказатель "бака расширителя" – уровня масла.				
3.5.	Система охлаждения: повреждение охладителя, дата .				
3.6.	Результаты эксплуатационных испытаний и измерений:				
3.6.1.	Результаты испытаний изоляции обмоток R0бм, R60, R15,R60/R15, tgd				
3.6.2.	Результаты испытаний холостого хода, Рх.х., Iх.х.				
3.6.3.	Результаты испытаний короткого замыкания, Zк (Uk%), даты.				

Окончание таблицы 1

3.7.	Параметры трансформаторного масла (из бака):				
3.7.1.	- ГХ анализ, дата				
3.8.	Состояние вводов:				
3.8.1.	- ввод фаза "А".				
	ГХ анализ				
	- физико-химические параметры (Упр., мех. прим. , кислотное число, реакция водной вытяжки , влагосодержание, Твспышки, и т. д.)				

	- диэлектрические характеристики.				
3.8.2.	- ввод фаза "В".				
	ГХ анализ				
	- физико-химичес кие параметры (Упр., мех. прим. , кислотное число, реакция водной вытяжки , влажностное содержи мо, Т вспышки, и т. д.)				
	- диэлектрические характеристики.				
3.8.3.	Состояние вводов:				
	- ввод 220 кВ фаза "С".				
	ГХ анализ				
	- физико-химичес кие параметры (Упр, мех. прим., кислотное число , реакция водной вытяжки, влажностное содержи мо, Т вспышки, и т. д.)				
	- диэлектрические характеристики.				
4.	Резкое изменение внешних условий, дата.				

Приложение 9
к Методическим указаниям по
диагностике автотрансформаторов
и их вводов на рабочем напряжении

Рекомендуемые процедуры диагностики автотрансформаторов при изменении их мощности, температуры масла

1. Процедура проведения измерений при варьировании мощности.

Процедура и величины изменений мощности, временные характеристики и объем выполняемых измерений даны в таблицах 1 и 2. В зависимости от фактического технического состояния изменяется число ступеней по режимам.

Таблица 1. Процедура измерений при уменьшении мощности

Уровень мощности	Объемная локация	Термографический анализ	Анализ масла
Максимальная мощность (70-100%)	Измерения в соответствии с Приложением 3 с выделением зон дефектов.	Термография в соответствии с Приложением 5 поверхностей бака и вводов с фиксированным положением камеры	Анализ масла (Проба №1)
Средняя мощность (40-60%)	Измерения в соответствии с Приложением 3. Определение характеристик дефектов и выделением зон их исчезновения с периодичностью 15 мин. до стабилизации измеряемых характеристик.		Не проводится
Минимальная мощность (10-30%)	Измерения в соответствии с Приложением 3. Определение динамики измерений характеристик дефектов и выделением зон их исчезновения.		Не проводится
Режим холостого хода	Измерения в соответствии с Приложением 3. Определение характеристик дефектов и выделением зон их существования.	Термография в соответствии с Приложением 5 поверхностей бака и вводов с фиксированным положением камеры	Не проводится

Таблица 2 – Процедура измерений при увеличении мощности

Уровень мощности	Объемная локация	Термографический анализ	Анализ масла
Режим холостого хода	Измерения в соответствии с Приложением 3 с выделением зон дефектов начального характера.	Не проводится	Не проводится
Минимальная мощность (10-30%)	Измерения в соответствии с Приложением 3. Определение роста дефектов и выделением		Не проводится

	зон образования новых дефектов.	Не проводится	
Средняя мощность (40-60%)	Измерения в соответствии с Приложением 3. Определение роста дефектов и выделением зон образования новых дефектов.	Не проводится	Не проводится
Максимальная мощность (70-100%)	Измерения в соответствии с Приложением 3. Фиксация характеристик дефектов и зон их существования в максимальной стадии развития.	Термография в соответствии с Приложением 5 поверхностей бака и вводов с фиксированным положением камеры	Не проводится

2. Процедура проведения измерений при варьировании температуры.

Процедура измерений при изменении температуры трансформаторного масла в баке, временные характеристики и объем измерений даны в таблицах 3 и 4. Во всех случаях величины температур и временные характеристики не превышает требований руководства по эксплуатации изготовителя.

Таблица 3 – Объемы измерений при уменьшении температуры

Уровень температуры	Объемная локация	Термографический анализ	Анализ масла
Максимальная температура	Измерения в соответствии с Приложением 3. Определение характеристик дефектов и зон их существования.	Термография в соответствии с Приложением 5 боковых поверхностей и вводов с фиксированным положением камеры	Отбор масла для анализа растворенной и связанной воды согласно 4) пункта 2 настоящих Методических указаний (Проба №2)
Уменьшение температуры до минимальной. Выдержка 6 часов до начала измерений			
Минимальная температура	Измерения в соответствии с Приложением 3. Определение изменения дефектов и выделением зон образования или исчезновения дефектов с периодичностью 15 мин. до стабилизации измеряемых характеристик.	Термография в соответствии с Приложением 5 боковых поверхностей и вводов с фиксированным положением камеры	Отбор масла для анализа растворенной и связанной воды согласно 4) пункта 2 настоящих Методических указаний (Проба №3)

Таблица 4 – Объемы измерений при увеличении температуры

--	--	--	--

Уровень температуры	Объемная локация	Термографический анализ	Анализ масла
Увеличение температуры до максимальной. Выдержка 6 часов до начала измерений			
Максимальная температура	Измерения в соответствии с Приложением 3. Определение роста дефектов и выделение зон образования новых дефектов с периодичностью 15 мин. до стабилизации измеряемых характеристик.	Проводится при стабилизации теплового режима трансформатора в соответствии с Приложением 5 с фиксированным положением камеры	Отбор масла для анализа растворенной и связанной воды согласно 4) пункта 2 настоящих Методических указаний (Проба №4)

Варьирование температуры трансформаторного масла осуществляется путем перекрытия части задвижек в системе охлаждения. Измерения частичных разрядов и тепловизионный контроль проводятся на нескольких ступенях мощности нагрузки с учетом конструкции трансформаторов.

3. Схемы охлаждения силовых трансформаторов.

Схема охлаждения автотрансформаторов связи:

Тип АОДЦТН-127000/500/220

Изменение температуры масла происходит путем отключения вентиляторов на радиаторах.

АТ имеют охлаждение масла – "дутье – циркуляция". Существует 6 групп радиаторов с вентиляцией:

- 1 группа – холостого хода;
- 3 группы – 40% нагрузки;
- 1 группа – 80% нагрузки;
- 1 группа – резервная.

На трансформаторе установлены 2 электрических термометра, чувствительные элементы которых находятся в верхней части бака (самой горячей точке).

Первый термометр – сигнал на центральный щит при превышении $t = 75\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Второй термометр – автоматическое включение резервной группы вентиляторов при $t = 55\text{ }^{\circ}\text{C} - 50\text{ }^{\circ}\text{C}$.

4. Анализируемые характеристики и оценка технического состояния

При проведении анализа рассматриваются наиболее вероятные механизмы активации дефектов, определяется степень их опасности, на основе локации определяется элемент трансформатора с дефектом, включая:

1) разряды в изоляции – дефекты и связанные с ними электроразрядные явления ЧР во вводах, в изоляции активной части трансформаторов.

2) разряды между металлическими частями – дефекты в элементах крепления магнитной системы, изоляционные элементы магнитных шунтов, дистанцирующие домкраты, зоны сопряжения днища с баком, вызывающие разрядные явления (искрения, дуговые процессы).

3) дефекты термического характера, вызывающие изменение температурных полей, фиксируемых по поверхностям баков трансформаторов.

5. Используемые методы диагностики при варьировании режима работы автотрансформатора позволяют определить наличие различных видов дефектов.

6. По результатам анализа испытаний, при варьировании режимов работы автотрансформатора, в зависимости от вида обнаруженных дефектов, по каждому из них определяется техническое состояние в соответствии с таблицами 5, 6, Приложениями 3 и 5.

Таблица 5 – Измеряемые характеристики и эффективность обнаружения дефектов с изменением мощности автотрансформатора

Виды измерений	Виды дефектов						
	Ч Р в обмотке и на барьерах	Частичные разряды во вводе и повышенные диэлектрические потери	Разряды в креплениях активной части (шпильки, домкраты, балки)	Искрения в шунтах, в пакете и креплениях магнитопровода	Искрения в контактах регулятора под нагрузкой	Определение состояния магнитной системы, ее потерь	Определение тепловых дефектов (контуры, магнитные шунты, контакты)
Метод "объемной локализации" (пункт 7, Приложение 3)	Возможна локация дефекта	Надежная локация дефекта	Возможна локация дефекта	Надежная локация дефекта		Не определяется	
Метод "термографических информационных функций" (пункт 6, Приложение 5)	Не определяется	Возможно обнаружение дефекта	Не определяется			Возможна локация дефекта	Надежная локация дефекта
Метод анализа трансформаторного масла с определением растворенных газов без контроля		Определяет наличие дефекта					

влагосодержания	Н е определяетс я	
-----------------	-------------------	--

Таблица 6 – Измеряемые характеристики и эффективность обнаружения дефектов с изменением температуры

Виды измерений	Виды дефектов							
	Ч Р в обмотке и на барьерах	Частичные разряды во вводе и повышенные диэлектрические потери	Разряды в креплениях активной части (шпильки, домкраты, балки)	Искрения в шунтах, в пакете и креплениях магнитопровода	Искрения в контактах регулятора под нагрузкой	Определение состояния магнитной системы, ее потерь	Определение теплового дефекта (контуры, магнитные шунты, контакты)	Увлажнение и изоляции трансформатора
Метод "объемной локации" (пункт 7, Приложение 3)	Изменения температуры влияют на ЧР, по факту их зажигания или погасания возможно уточнение вида дефекта и его зоны		Возможны неустойчивые искровые процессы между металлическими частями из-за теплового расширения конструктивных элементов			Не определяется		
Метод "термографических информационных функций" (пункт 6, Приложение 5)	Не определяется					Определяет наличие дефекта		Не определяется
Метод анализа трансформаторного масла с определением его растворенной и связанной воды.	Не определяется							Позволяет провести оценку влагосодержания в обмотке по разности концентраций

Приложение 10
к Методическим указаниям по
диагностике автотрансформаторов
и их вводов на рабочем напряжении

Заключение о техническом состоянии

Техническое состояние автотрансформатора по результатам обследования
Автотрансформатор

Диспетчерский номер _____ Фаза _____ Заводской номер _____

[illegible][illegible]

1) описание порядка и объема проведения контрольно-измерительных и диагностических операций для повышения вероятности выявления на ранней стадии дефектов в изоляции активной части силовых трансформаторов и их вводов;

2) определение текущего технического состояния и ресурса трансформаторов для обеспечения их надежной эксплуатации, для выработки мероприятий для обеспечения надежной эксплуатации при истечении у трансформатора срока службы, согласно Правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 246 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10949);

3) определение сроков и объемов ремонтных мероприятий.

Глава 3. Виды и объемы обследований

5. Применение различных методов обнаружения и выявления дефектов на стадиях их возникновения и развития обусловлено физическими механизмами образования дефектов и скоростью их развития до выхода оборудования в предельное состояние, требованием охвата контролем большого парка оборудования в работе, при ограничениях на их отключение для проведения измерений электрических параметров.

6. В данных Методических указаниях применяются подходы, обеспечивающие приемлемую надежность диагноза трансформаторов при минимальных затратах на их выполнение за счет видов диагностики:

1) контрольного – измерения при рабочем напряжении в контрольных точках и режимах (100% охват всего парка оборудования);

2) расширенного – с измерением набора характеристик по используемым видам диагностики при рабочем напряжении;

3) комплексного – включающего измерения при рабочем напряжении и на отключенном трансформаторе.

Глава 4. Требования к средствам измерений

7. Для испытаний трансформаторов используются поверенные средства измерений.

8. Программное обеспечение для используемых измерительных средств позволяет анализ и обработку полученных результатов, и выпуск протоколов.

9. Для проведения термографических измерений используются инфракрасные тепловизоры длинноволнового диапазона 8-12 микрометр (далее – мкм), чувствительностью 0,06-0,1°C, временной стабильностью не ниже 0,1°C/час, угловым разрешением не ниже 1,5 мегарадиан (далее – мрад).

10. Программное обеспечение термографа обеспечивает возможность коррекции излучательной способности объекта, получение температур в точке, линии

сканирования, максимальных, средних минимальных значений по выделенной области, построение гистограмм, передачу термограмм во внешние программные приложения.

11. Требования к системе измерений частичных разрядов:

- 1) чувствительность системы измерений не ниже 10 мегавольт (далее – мВ) (5 пКл);
- 2) диапазон измерений амплитуды импульса 10-105 (мВ);
- 3) временное разрешение при анализе однократных импульсов 10⁻⁷ секунд (далее – с);
- 4) программная возможность проведения статистической обработки для построения кривой распределения потока импульсов $n(Q)$.

12. К требованиям по проведению хроматографического анализа газов относится анализ, производимый аппаратурой, обеспечивающей предел обнаружения в масле газов не более:

для водорода	0,0005% об;
для метана, этилена, этана	0,0001% об;
для ацетилена	0,00005% об;
для оксида и диоксида углерода	0,002% об;
для воды	0,05% об;
общее газосодержание	0,01% об.

13. К требованиям по электрическим испытаниям относятся измерения электрических параметров поверенными электроизмерительными средствами производимых на выведенных из эксплуатации трансформаторах.

14. Требования к условиям проведения тепловизионных измерений по состоянию окружающей среды:

- 1) измерения частичных разрядов проводятся в сухую погоду при температуре не ниже -10°C;
- 2) проведение тепловизионных измерений выполняется в сухую безветренную погоду при температуре окружающей среды выше 5°C в ночные часы, спустя 3 часа после захода солнца.

Указанная температура окружающей среды при проведении различных видов измерений связана с предельной температурой изоляции, приемлемой для измерений или сопутствующих им процедур.

Проведение измерений в дневное время при наличии устойчивой плотной облачности допускается, при этом выполнение обследования при повышенной влажности, выпадении росы, инея, дождя и мокрого снега, наличия тумана нецелесообразно из-за большой погрешности измерений.

Для повышения чувствительности и лучшего распознавания характера дефекта, измерения проводятся в режиме холостого хода и при близких к номинальным токовым нагрузкам трансформатора.

15. Программы обследований трансформаторов, объем испытаний, набор контролируемых характеристик разрабатываются в соответствии с настоящими Методическими указаниями, утверждаются техническим руководителем эксплуатирующей организации.

Глава 5. Требования по безопасности

16. В требования к персоналу относится, что к производству работ по оценке технического состояния допускается соответствующий аттестованный персонал. Все виды работ с испытаниями и измерениями выполняются в соответствии с требованиями безопасности и в том числе по электробезопасности.

Измерения трансформаторов, находящихся под рабочим напряжением, проводятся бригадой не менее 2-х человек в соответствии с требованиями проведения организационных и технических мероприятий по электробезопасности.

Глава 6. Методы диагностики

17. Используемые методы диагностики, согласно приложениям 3, 9 к настоящим Методическим указаниям.

18. Определение технического состояния трансформаторов и их систем производится на основании результатов нескольких независимых видов диагностики:

1) контроля уровня электроразрядной активности, согласно приложению 3 настоящих Методических указаний, при вариации мощности и температуры, согласно приложению 9 настоящих Методических указаний;

2) средства измерений характеристик разрядной активности, согласно приложению 4 настоящих Методических указаний;

3) тепловизионного контроля, согласно приложению 5 настоящих Методических указаний, при вариации мощности, согласно приложению 9 настоящих Методических указаний;

4) контроля параметров трансформаторного масла, согласно приложению 6 настоящих Методических указаний;

5) вибродиагностики, согласно приложению 7 настоящих Методических указаний;

6) анализа эксплуатационной документации и профилактических испытаний, согласно приложению 8 настоящих Методических указаний;

7) образец типового заключения о техническом состоянии, согласно приложению 10 настоящих Методических указаний.

При этом выполняются обследования активной части трансформатора (магнитопровод, обмотки), высоковольтных вводов, регулятор под нагрузкой (далее – РПН) или ПБВ и систем охлаждения, по типовой программе обследований трансформаторов.

19. В случае имевшихся в эксплуатации близких коротких замыканий возможно проведение обследований при зондировании обмотки низковольтными импульсами.

Глава 7. Принципы, используемые для определения технического состояния и обоснования объема мероприятий по дальнейшей эксплуатации

20. Процедура определения технического состояния трансформатора выполняется в соответствии с подходами многопараметрической диагностики.

В приложениях 3, 4, 5, 6, 7, 8 и 9 настоящих Методических указаний, в зависимости от вида диагностики, для зафиксированных характеристик обнаруженного дефекта даны критерии, на основании которых проводится оценка технического состояния по пятиуровневой шкале, согласно приложению 10 настоящих Методических указаний.

21. При определении технического состояния с учетом нескольких видов диагностики рассматривают ситуации:

- 1) все методики дают одинаковую классификацию;
- 2) часть независимых методик дает одинаковую классификацию.

Итоговая классификация при различающихся классификациях по разным методам проводится по худшей оценке. Объемы мероприятий по условиям эксплуатации и корректирующим мероприятиям, согласно приложению 1 к настоящим Методическим указаниям.

Глава 8. Виды обследований и объемы работ при их проведении

22. Контрольное обследование проводится при рабочем напряжении и включает контроль разрядной активности по баку, вводам и узлу РПН, анализ эксплуатационной документации. Измерения характеристик частичного разряда (далее – ЧР), согласно приложению 3 к настоящим Методическим указаниям. Анализ эксплуатационной документации, согласно приложению 8 к настоящим Методическим указаниям.

23. Анализ результатов обследований и оценка технического состояния Принятие решения о техническом состоянии по результатам контроля разрядной активности производится по анализу распределений $n(Q)$, полученных при измерениях, путем их сопоставления с критериальными кривыми, согласно рисункам 2, 3 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям. При этом техническое состояние оценивается как "Норма", "Оценка с отклонениями", "Оценка со значительными отклонениями".

24. Рекомендации по результатам обследований.

1) при оценке "Норма" осуществляется дальнейшая эксплуатация без увеличения объема обследований;

2) при оценке технического состояния, как "Оценка с отклонениями" (далее – ОСО), выполняются повторные измерения;

3) при оценке технического состояния, как "Оценка со значительными отклонениями" (далее – ОСЗО), проводится расширенное обследование.

По результатам контрольного обследования составляется протокол с фактическими данными и Акт, в которых отражается техническое состояние трансформатора, его узлов и рекомендации по определению сроков дальнейшей эксплуатации.

25. Расширенное обследование проводится при рабочем напряжении и включает большее число измеряемых характеристик, чем контрольное обследование и предусматривает полный анализ эксплуатационной документации, результатов профилактических, заводских, пусконаладочных испытаний по оборудованию, имеющему зафиксированные дефекты, определенные при контрольном обследовании. Результаты расширенного обследования используются для определения сроков проведения ремонта и дальнейшей эксплуатации. Расширенное обследование проводится в соответствии с графиком (текущее) или внеочередное.

26. Для контроля разрядной активности на оборудовании, рекомендованном к расширенному обследованию, проводятся измерения характеристик разрядных явлений в активной части трансформатора, вводах и РПН (Особенность определения технического состояния РПН, согласно приложениям 3 и 5 к настоящим Методическим указаниям), включая:

1) определение распределений $n(Q)$, для подтверждения факта повышенной активности, согласно приложению 3 к настоящим Методическим указаниям;

2) проведение объемной локализации для определения зоны с повышенной разрядной активностью, согласно приложению 3 к настоящим Методическим указаниям;

3) определение формы разрядного явления (частичный разряд в изоляции, искрения между витками, дуговые процессы), согласно приложению 3 к настоящим Методическим указаниям.

Для получения данных по диапазону изменений характеристик разрядных явлений указанные выше измерения выполняются при вариации мощности трансформатора и температуры масла, согласно приложению 9 к настоящим Методическим указаниям. При наличии искрений в пакете активной стали с учетом сроков эксплуатации проводится вибродиагностика, согласно приложению 7 к настоящим Методическим указаниям.

27. На оборудовании, рекомендованном к расширенному обследованию, проводится тепловизионный контроль с анализом термографических информационных функций, согласно приложению 3 к настоящим Методическим указаниям. Для уточнения характера тепловых процессов проводится вариация мощности трансформатора, согласно приложению 9 к настоящим Методическим указаниям. Проводится контроль элементов системы маслоохлаждения, перегревов маслонасосов.

28. Контроль параметров трансформаторного масла проводится в соответствии с приложением 6 к настоящим Методическим указаниям. Для оценки влагосодержания в

бумажной изоляции активной части проводится анализ влагосодержания масла при вариации температуры, согласно приложению 9 к настоящим Методическим указаниям

29. Вибрационный контроль проводится при наличии показаний (длительный срок эксплуатации без ремонта, наличие показаний). Виброконтроль проводится для оценки возможного снижения усилий прессовки обмотки и магнитопровода по определению аномальных зон вибраций (проводится на максимальной нагрузке). Контроль проводится, согласно приложением 7 к настоящим Методическим указаниям.

30. Анализ результатов обследований и оценка технического состояния по результатам расширенного обследования:

1) принятие решения по результатам контроля разрядной активности, согласно приложению 3 к настоящим Методическим указаниям.

2) принятие решения по результатам тепловизионного контроля, согласно приложению 5 к настоящим Методическим указаниям.

3) принятие решения по результатам контроля масла, согласно приложению 6 к настоящим Методическим указаниям.

4) принятие решения по виброконтролю, согласно приложению 7 к настоящим Методическим указаниям.

5) принятие решений по анализу эксплуатации, согласно приложению 8 к настоящим Методическим указаниям.

31. Рекомендации по результатам расширенного обследования:

1) дальнейшая эксплуатация выполняется периодичностью обследования согласно графика без увеличения объема обследований в случаях, если по контролю разрядной активности, по тепловизионному контролю и анализу масла состояние классифицируется не хуже, чем "ОСО";

2) если хотя бы по одному методу контроля зафиксирован дефект, классифицируемый как "ОСЗО", выполняются дополнительные измерения, согласно таблицей 1 приложения 7 к настоящим Методическим указаниям;

3) учащенный или непрерывный контроль разрядной активности проводится для определения динамики роста дефекта в тех случаях, когда в активной части, вводе или РПН зафиксирована разрядная активность на уровне "У", по другим методам состояние классифицируется не ниже, чем "ОСЗО", во всех случаях, когда оборудование не может быть выведено из работы с применением средств измерений, согласно приложению 2 к настоящим Методическим указаниям;

4) в объем комплексного обследования входят результаты расширенного обследования, измерения на отключенном трансформаторе. Трансформатор планируется к выводу из работы для профилактических испытаний, если при

выполнении дополнительных измерений в рамках расширенного обследования состояние узлов классифицировано как "ухудшенное", или, если в случае непрерывного контроля разрядная активность превышает "установленный критерий".

31. Документирование результатов расширенного обследования заносятся в протокол с фактическими данными в соответствии с приложением 10 к настоящим Методическим указаниям и Акт, в котором указывается оборудование с техническим состоянием "У" и рекомендации по его дальнейшей эксплуатации, сроки вывода трансформатора из эксплуатации для выполнения измерений на отключенном трансформаторе.

32. Определение срока дальнейшей эксплуатации и объем корректирующих мероприятий, согласно таблице 2 приложения 2 с учетом приложения 1 и таблицы 1 приложения 2 к настоящим Методическим указаниям.

33. В объем комплексного обследования входит как расширенное обследование при рабочем напряжении с учетом дополнительных измерений и результатов учащенного контроля, так и измерения на отключенном трансформаторе в объеме, определенном в программе в соответствии с настоящими указаниями. Комплексное обследование проводится для трансформаторов, имеющих значительные или критические дефекты, определенные расширенными обследованиями, в тех случаях, когда требуется обоснование срока и объема проведения ремонта.

34. Диагностика оборудования и анализ его технического состояния при комплексном обследовании проводится в полном объеме приложений 3, 4, 5, 6, 7, 8 и 9 к настоящим Методическим указаниям. Документирование результатов комплексных обследований

35. По результатам комплексных обследований составляется Заключение и Протокол с фактическими данными согласно приложению 10 к настоящим Методическим указаниям на основании приложения 1 и таблицы 1 приложения 2 с указанием мероприятий по условиям дальнейшей эксплуатации или вывода в ремонт.

36. Обследование при проведении ремонта трансформатора по показаниям выполняется, если техническое состояние соответствует "ОСЗО" по состоянию изоляции или "У" по другим узлам, согласно таблице 3 приложения 2 настоящим Методическим указаниям.

При этом проводятся предремонтные диагностические операции, измерения при проведении ремонта и послеремонтные мероприятия.

Назначаемый срок дальнейшей эксплуатации и условия ее обеспечения по результатам послеремонтной диагностики, согласно таблице 3 приложения 2 к настоящим Методическим указаниям.

Определение ресурса трансформатора на основе комплексного обследования и сроков проведения работ по оценке технического состояния и эксплуатационной

надежности трансформатора, согласно таблицам 2 и 3 приложения 2 к настоящим Методическим указаниям.

Приложение 1
к Методическим указаниям по
диагностике
силовых трансформаторов и их вводов
на рабочем напряжении

Определение технического состояния условий дальнейшей эксплуатации и назначенный срок эксплуатации, объемы корректирующих мероприятий

	Исправное	Неисправное			
По настоящим указанием	Н	ОСО	ОСЗО	У	Предаварийное
Рекомендации по дальнейшей эксплуатации и определение сроков надежной эксплуатации (при отсутствии неprojektных воздействий)	Эксплуатация в соответствии с действующей эксплуатационной документацией. Назначенный срок службы 3-5 лет в зависимости от времени эксплуатации трансформатора.	Эксплуатация с выполнением отдельных диагностических мероприятий. Назначенный срок службы 3 года.	Ограничение по эксплуатации, дополнительная диагностика. Назначенный срок службы 2 года.	Ограничение эксплуатационных воздействий, учащенный контроль, планирование ремонта. Назначенный срок службы 6 месяцев.	Немедленный вывод из работы и ли эксплуатации в режиме специального контроля с непрерывным или учащенным контролем электроразрядной активности, отбором проб масла через 7 дней.

Приложение 2
к Методическим указаниям по
диагностике
силовых трансформаторов и их вводов
на рабочем напряжении

Виды обследований и объемы работ при их проведении

Таблица 1 – Объем дополнительных измерений

Узел трансформатора	Метод	Классификация технического состояния по выполненным измерениям	Объем измерений, выполняемых дополнительно в рамках расширенного обследования при данной классификации технического состояния
	Локация разрядной активности	ОСЗО	Локация с вариацией мощности и температуры, при постоянной мощности 1 раз в 6 месяцев

Активная часть	Тепловизионный контроль	ОСЗО	Контроль с вариацией мощности
	Анализ масла	ОСО	Отбор проб – 1 раз в 6 мес.
		ОСЗО	Отбор проб – 1 раз в месяц
	Виброконтроль	ОСЗО – по результатам контроля искровые явления в пакете активной части	Измерения при вариации мощности
Вводы	Контроль разрядной активности	ОСЗО	Повтор измерений через 6 мес.
	Тепловизионный контроль	ОСЗО	Повтор измерений через 6 мес.
	Анализ масла	ОСЗО	Внеочередные измерения ЧР и тепловизионный контроль
РПН	Контроль разрядной активности	ОСЗО, интенсивное искрение	Учащенный контроль разрядной активности на узле РПН. Внеочередной анализ масла и тепловизионный контроль
	Тепловизионный контроль	ОСЗО	Повтор измерений через 6 мес.
	Анализ масла	ОСО	Отбор проб через 6 мес.
		ОСЗО	Дополнительно к учащенному анализу масла измерения ЧР и тепловизионный контроль

Таблица 2 – Определение условий дальнейшей эксплуатации и объемов корректирующих мероприятий для поддержания эксплуатационной надежности

Техническое состояние трансформатора и его отдельных узлов	Срок дальнейшей эксплуатации (при отсутствии нештатных воздействий, включая: коротких замыканий, прорыв газового импульса)	Условия дальнейшей эксплуатации и объем корректирующих мероприятий	
Общее техническое состояние трансформатора	Техническое состояние		Узел РПН
	Высоковольтная изоляция (обмотки, вводы)	Крепления (активной части) и состояние пакета	

Н	Н	ОСО	Н	Продолжение эксплуатации в соответствии с действующей документацией в течение 5 лет	Повторное обследование в объеме контрольного через 2-3 года (с учетом срока эксплуатации трансформатора)
ОСО	Н	ОСО	ОСО	Продолжение эксплуатации в соответствии с действующей документацией в течение 3 лет	Повторное обследование в объеме контрольного через 1 год
	ОСО	ОСО	ОСО		
ОСЗО	ОСО	ОСЗО	ОСО	Продолжение эксплуатации в соответствии с действующей документацией в течение 2 лет	Повторное обследование в объеме расширенного через 1 год. Контроль разрядной активности через 6 месяцев. Анализ масла через 1-6 месяцев
		ОСО	ОСЗО		
	ОСЗО	Н	Н		
		ОСО	Н		
		Н	ОСО		
		ОСЗО	Н (ОСО)		
У	Если любой из узлов трансформатора имеет технической состояние "У"			Эксплуатация в течении 1 года с планированием вывода в ремонт для проведения комплексного обследования.	Контроль разрядной активности системой постоянного контроля и отбор масла 1 раз в 3 месяца.
У	Если любой из узлов трансформатора имеет технической состояние "У"			Эксплуатация в течении 1 года с планированием вывода в ремонт для проведения комплексного обследования.	Контроль разрядной активности системой постоянного контроля и отбор масла 1 раз в 3 месяца.

Таблица 3 – Определение диагностических мероприятий при проведении ремонта трансформаторов

Пред ремонтные мероприятия	Выполнение ремонта	Послеремонтные мероприятия	Оценка состояния при	Результат послеремонтной	Назначаемый срок эксплуатации и
Техническое состояния до	Условия эксплуатации и объем	Условия проведения			

проведения ремонта	корректирующих мероприятий	ремонта	проведении ремонта	диагностики	условия ее обеспечения
ОСЗО	В течение 1 года , при условии учащенного периодического контроля		Возможно восстановление технического состояния	Н	Повторные обследования через 1 год
				ОСО	Повторные обследования через 6 месяцев
				ОСО	Эксплуатация при учащенном контроле
У	При условии применения непрерывного контроля разрядной активности переносными и л и постоянными системами мониторинга	По результатам комплексных обследований выдается протокол с определением узлов, имеющих потенциальные дефекты (пред ремонтная диагностика)	Имеют место необратимые явления деградации	ОСЗО	Эксплуатация при постоянном мониторинге. Проверка установок срабатывания защиты трансформатора д л я предотвращения развития аварии в случае повреждения трансформатора. Вывод из эксплуатации при достижении диагностируемо й характеристики предельного значения.
				У	Эксплуатация при постоянном мониторинге. Проверка установок срабатывания защиты трансформатора д л я предотвращения развития аварии в случае повреждения трансформатора. Вывод из эксплуатации при достижении диагностируемо й характеристики

					предельного значения. Планировать замену.
--	--	--	--	--	--

Приложение 3
к Методическим указаниям по
диагностике
силовых трансформаторов и их вводов
на рабочем напряжении

Методы, средства и обработка результатов по измерениям характеристик частичных разрядов в изоляции силовых трансформаторов и их вводов

Электроразрядная активность является индикатором числа и степени развитости дефекта в электрической изоляции. Характеристики разрядных явлений, главным образом, динамика (их цикличность, зависимость от температуры окружающей среды) при анализе всего потока импульсов при рабочем напряжении за длительный период времени (6-10 месяцев) позволяет оценивать техническое состояние изоляции.

1. Пояснения терминов, используемых в тексте

Термин	Пояснение
1. Частичный разряд	Электрический разряд, который шунтирует лишь часть изоляции между электродами, находящимися под разными потенциалами.
2. Заряд частичного разряда Q ЧР	Заряд, переносимый по каналу разряда при каждом частичном разряде в диэлектрике
3. Нормированная интенсивность частичных разрядов	Предельно допустимое численное значение какой-либо характеристики интенсивности частичных разрядов, установленное для данного объекта испытаний стандартом на электрооборудование конкретного типа.
4. Нормированное напряжение частичных разрядов	Напряжение, для которого установлена нормированная интенсивность частичных разрядов.
5. Кажущийся заряд Q частичного разряда	Абсолютное значение такого заряда, при мгновенном введении которого между электродами испытуемого объекта напряжение между его электродами кратковременно изменится на такое же значение, на какое изменилось бы при частичном разряде.
6. Частота следования n частичных разрядов	Среднее количество частичных разрядов за 1 с, в настоящих указаниях принято число импульсов за период промышленной частоты (имп/пер).
7. Средний ток I частичных разрядов	Сумма абсолютных значений кажущихся зарядов q_i частичных разрядов, взятых за определенный временной интервал T, деленная на этот временной интервал (Кл/с, А).
	Наименьшее значение напряжения, при котором интенсивность частичных разрядов становится

8. Напряжение возникновения частичных разрядов U_i	равной или превышает нормированную интенсивность при повышении напряжения на объекте испытаний.
9. Напряжение погасания частичных разрядов U_e	Наименьшее значение напряжения, при котором интенсивность частичных разрядов становится равной или меньше нормированной интенсивности при снижении напряжения на объекте испытаний.
10. Помехи	Электромагнитные процессы, воздействующие на измерительную схему, вносящие искажения в показания измерительного устройства и ограничивающие его чувствительность.
10.1 Внешние помехи	Помехи независимые от напряжения, приложенного к объекту испытаний, и вызываемые коммутационными процессами в посторонних цепях, излучениями радиопередающих устройств, работой вращающихся машин и т.п.
10.2 Внутренние помехи	Помехи, зависящие от приложенного к объекту испытаний напряжения, обычно возрастающие при увеличении напряжения и вызываемые разрядами в элементах схемы (например, в испытательном трансформаторе, соединительном конденсаторе, на соединениях высокого напряжения) или искрением в местах некачественного заземления близко расположенного постороннего оборудования.
11. Нижняя и верхняя частоты полосы пропускания f_1 и f_2 измерительной схемы	Частоты, при которых частотная характеристика изменяется не более чем на 3 дБ от ее значения в горизонтальной части.
12. Амплитуда импульса от ЧР – Q	Максимальное значение амплитуды импульса в Вольтах, используется при измерениях на рабочем напряжении, когда нет возможности проведения градуировки.

2. Контролируемые характеристики

1. Измеряемые характеристики.

Разрядные явления количественно характеризуются кажущимися зарядами Q единичных разрядов и частотой их следования n . Методические Указания предусматривают измерения частоты следования импульсов напряжения разрядов – n_i с амплитудами напряжений. В результате измерений формируется распределение числа импульсов от ЧР в единицу времени от величины амплитуды напряжения, то есть $n(Q)$.

Количественные соотношения между измеренными амплитудами напряжения и кажущимся зарядом разрядов устанавливаются с помощью градуировки:

$$Q_i = A_q \cdot U_{\max},$$

где A_q – градуировочный коэффициент, (Кл/В)

$U_{\max}$ – амплитудное значение напряжения импульса разряда, (В).

2. Рассчитываемые характеристики.

Для оценки состояния изоляции определяются:

средняя мощность ЧР (Вт), рассчитываемая как:

$$P = \frac{U \cdot \sum_{i=1}^n n_i \cdot Q_i}{0,02},$$

$$P = U \cdot \sum_{i=1}^n Q_i \quad (2)$$

где U – значение фазного напряжения, при котором производились измерения параметров разрядов, в Вольтах.

изменения мощности $P(t)$, величины зарядов $Q(t)$.

3. Измерения характеристик ЧР при рабочем напряжении с применением переносных датчиков и измерительных приборов

Средства измерений характеристик разрядной активности указаны в Приложении 4.

3. Программное обеспечение согласно Программному обеспечению DIACS ООО "Диагностические комплексы и системы".

"DIACS Expert" – выполнена в системе "Windows". Программа выполняет расчет по разделу 2, включая: управление измерениями при использовании анализатора по заданной временной программе; расчет распределений $n(Q)$; пересчет шкалы амплитуд в единицы заряда; расчет мощности разрядов – P ; сравнение результатов, построение зависимости изменений мощности разрядов от времени – $P(t)$; подготовку протокола испытаний; архивацию результатов.

"DIACS PD Book" – в системе "Windows" для анализатора типа PDA-1B. Ручным вводом данных по q и по n позволяет выполнять: расчет распределений $n(Q)$; пересчет шкалы амплитуд в единицы заряда; расчет мощности разрядов – P .

"DIACS Expert 2002" – выполнена в системе "Windows" 95/ 98/ Me/NT/2000. Программа включает: расчет распределений $n(Q)$; расчет мощности разрядов – P ; сравнение результатов, построение зависимости изменений мощности разрядов от времени – $P(t)$; подготовку протокола испытаний; архивацию результатов

4. Градуировка.

Градуировка выполняется на отключенном оборудовании с использованием градуировочного генератора и градуировочного конденсатора.

5. Практически достигаемые уровни чувствительности.

При измерениях в машинном зале – не ниже 20 пКл.

При измерениях на ОРУ напряжением до 220 кВ – не ниже 30 пКл.

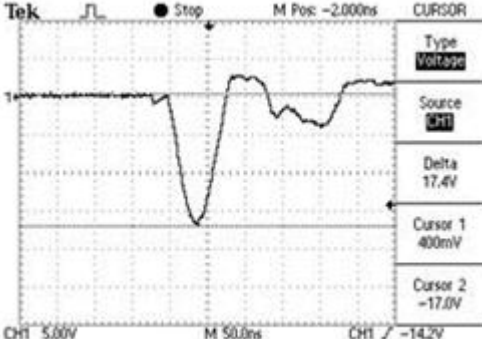
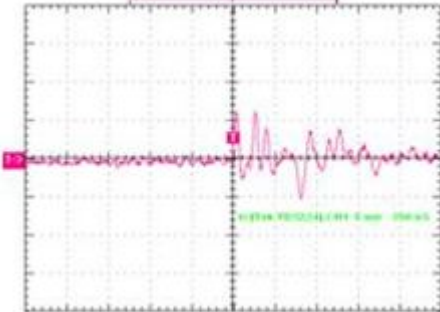
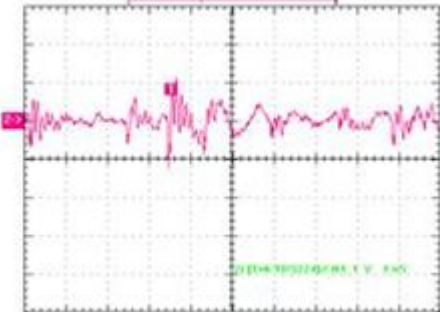
Для ОРУ более 330 кВ – не ниже 100 пКл.

4. Формы разрядных явлений

Определение формы разрядного явления, обнаруженного при проведении измерений на рабочем напряжении, проводится по структуре импульса от разряда.

Структуры импульсов для ЧР, искры и дуги с описанием их особенностей даны в таблице 1.

Таблица 1 – Формы разрядных явлений

Типичная осциллограмма	Описание явлений
Частичный разряд в изоляции	
 ЧР в витковой изоляции обмотки СН трансформатора 500/220 кВ	"Частичный разряд" происходит в расслоениях изоляции, в газовых включениях и т.д. Частичные разряды имеют место только в том случае, если имеется электрическое поле. Поверхностные ЧР происходят вдоль поверхности диэлектрика под действием тангенциальной составляющей электрического поля. Из структуры импульса видно, что это одиночный выброс, обусловленный явлениями ионизации и далее, рекомбинацией, нейтрализациями и т.д. (задний фронт, длина – сотни нс). После заднего фронта следует колебательная структура, зависящая от схемы вывода сигнала из объекта испытаний и резонансных свойств его электрической схемы.
Искрения между металлическими частями.	
 Осциллограмма искровых явлений в пакете магнитопровода (искрения между листами U-2,5 В, I = 10 А)	"Искрения" - разрядные явления с большим током между металлическими деталями, перенос зарядов в контакте происходит не за счет ионизации (образования электронных лавин), а за счет электролитических, тепловых и иных механизмов в контактном слое между двумя пластинами. Искрения имеют место в том случае, если протекают большие (хотя бы в импульсе) токи. Импульс высокочастотный (характерная частота ~3-10 МГц) имеет структуру "цуга волн", длина цуга 0,5-1,5 нс.
Дуговые явления.	
 Осциллограмма, полученная при моделировании в момент зажигания дугового разряда (70 В, 100 А)	"Дуга" Дуговые явления инициируются при наличии плотной равновесной плазмы между контактами, при токах – более нескольких ампер при падении напряжения ~12 В. Дуга возникает при образовании контура с разрывом. Характер горения дуги зависит от параметров этой цепи. При неустойчивом горении пакет импульсов синхронен с частотой переменного тока, при этом в моменты перехода через ноль ток дуги отсутствует.

5. Проведение измерений

Принципиальная схема измерений представлена на рисунке 1. После установки датчиков производятся замеры:

разрядной активности по контрольным точкам по распределениям $n(Q)$;

выполняется локация зон разрядов по анализу осциллограмм.

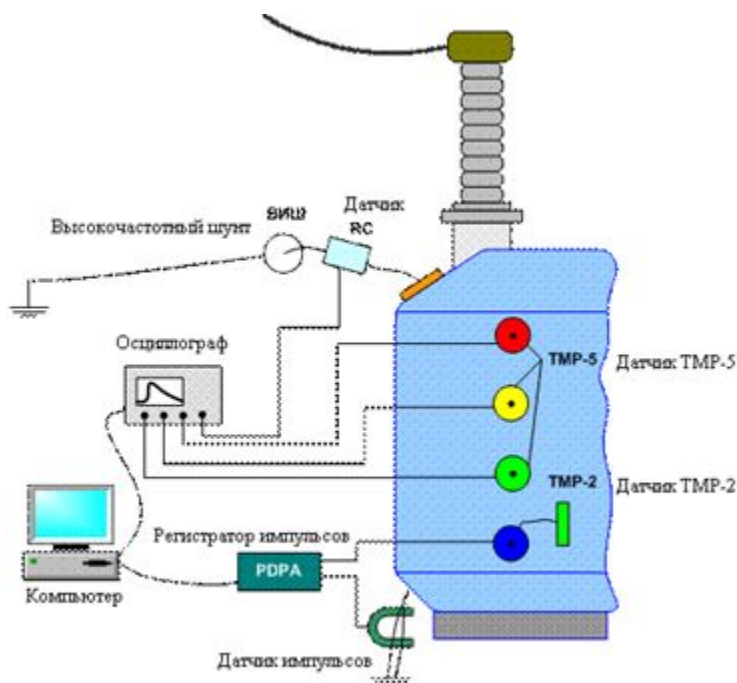


Рисунок 1 – Применение измерительного комплекса ДКЧР для контроля разрядной активности и локации.

Расшифровка датчиков приведена в Приложении 4.

6. Анализ технического состояния по результатам измерений разрядной активности

В зависимости от характера $n(Q)$ трансформаторы разделяются на три группы (рисунок 2) (Приведенные критериальные кривые являются достоверными для указанных типов трансформаторов. В зависимости от конструкции, изготовителя, режима эксплуатации кривая будет иметь отличия.):

1) с состоянием изоляции, соответствующей "Н" – если $Q_{\max}$ менее принятого уровня помех и ниже кривой №1 (область, ограниченная сверху кривой №1).

2) с состоянием изоляции, соответствующей "ОСО" и "ОСЗО" – если $Q_{\max}$ лежит в области между кривыми №1 и №2.

3) с состоянием изоляции, соответствующем "У" – если полученная зависимость $n(Q)$ превышает критериальную (область, лежащая выше кривой №2).

Анализ технического состояния по измерениям разрядной активности является предварительным методом. На основании измерений ЧР далее проводится полный объем мероприятий.

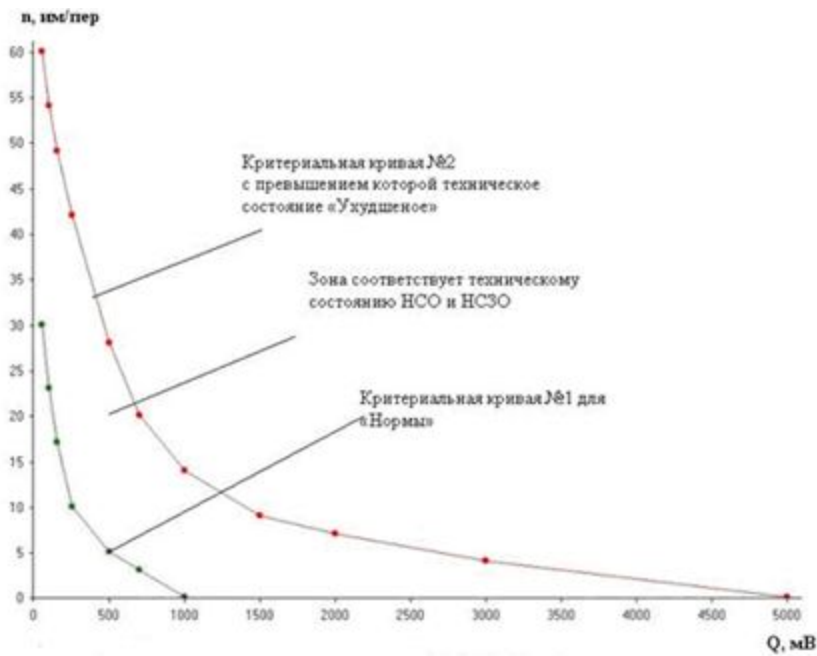


Рисунок 2 – Критерияльные кривые для трансформаторов

7. Проведение объемной локации

Блок-схема измерений дана на рисунке 3. Состав оборудования приведен в подрисуночной надписи. Для идентичности измерений все используемые датчики имеют одинаковые частотные характеристики, а соединительные кабели тождественную электрическую длину, выровненную с точностью до 1нс, что позволяет обеспечить точность поверхностной локации 0,2-0,3 м. Каждый измерительный канал (датчик ТМР-5) состоит из датчика и измерительного кабеля длиной не менее 10 м, размещенного на транспортной катушке, имеющей маркировку следующими цветами: 1-й канал - "красный", 2-й канал – "желтый", 3-й канал - " зеленый", 4-й канал - "синий"

Особенности установки датчиков ЧР на трансформатор:

1) особенности установки элементов схемы измерений приведены на рисунке 4. Датчик ТМР-5 ("красный", "желтый", "зеленый", "синий") устанавливается на баке трансформатора, в четырех точках в узлах координатной сетки.

2) прокладка кабелей от транспортных катушек к измерительным приборам осуществляется параллельно без образования "барашков". Кабель с катушек сматывать полностью.

3) точки установки датчиков, при измерениях параметров частичных разрядов, на трансформаторы.

4) для трансформаторов первоначально производится анализ потока импульсов электроразрядной активности с использованием "Анализатора частичных разрядов". После этого выполняется процедура осциллографирования сигналов от ЧР.

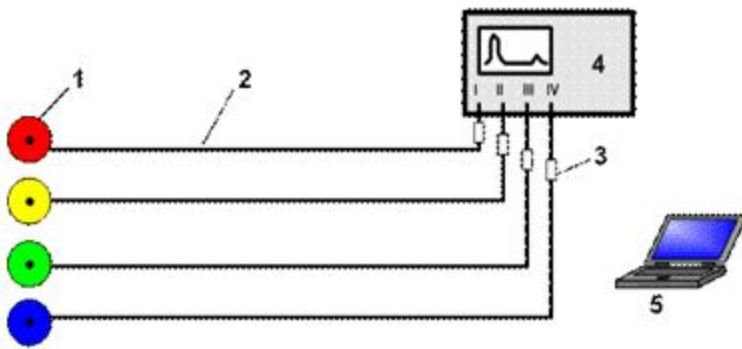


Рисунок 3 – Блок-схема (1 – датчики ЧР типа ТМР-5, 2 – кабельная линия (кабель РК50), 3 – встроенный декодер, 4 – осциллограф, 5 – компьютер).

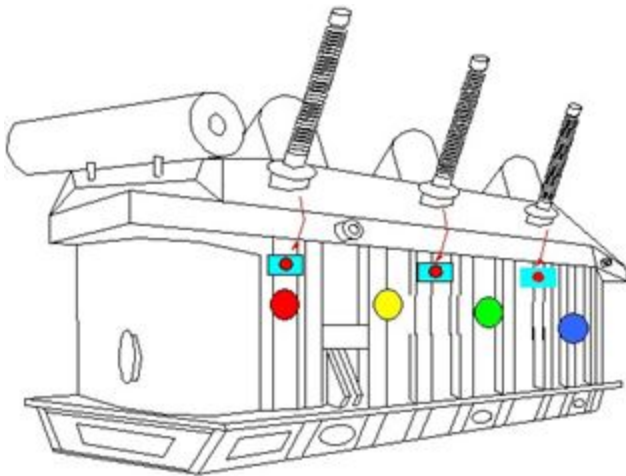


Рисунок 4 – Установка датчиков измерений разрядной активности на баке трансформатора для проведения объемной локации (слева-направо красный, желтый, зеленый, синий).

6. Измеряемые характеристики и анализ результатов:

1) характеристики потока импульсов.

Измерения распределений $n(Q)$, характеризующих поток импульсов, проводятся с каждого датчика, устанавливаемого в соответствующие точки бака трансформатора.

2) анализ осциллограмм.

Осциллограммы являются наиболее информативной характеристикой, так как показывают, какие разновидности сигнала имеются. Осциллограммы свидетельствуют о временных особенностях электроразрядного процесса.

3) установка датчиков на бак трансформатора проводится с учетом анализа конструктивного исполнения изоляции трансформатора, расположения узлов, имеющих повышенную вероятность образования дефектов.

4) определение типа разрядного явления по структуре осциллограммы:

Измерения осциллограмм выполняются на нескольких развертках, позволяющих оценить, как структуру всего сигнала, так и отдельных его составляющих.

Обязательным является панорамирование сигналов ЧР на длинных развертках (0,5 – 1 мкс/дел), это позволяет оценить общий характер сигналов. Далее измерения производятся с повышенным временным разрешением до 10-100 нс/дел, это дает возможность определить тонкую структуру сигналов и провести их сопоставление с имеющимися данными. Для определения типа разрядного явления осциллограммы, полученные с разных точек установки датчиков для определения типа дефекта, сопоставляются со стандартными или определяются экспертным путем.

7. Размещения датчиков на баке трансформатора при проведении объемной локации

Многообразие явлений и конструктивных вариантов исполнения трансформаторов не позволяет рассмотреть все возможные ситуации, возникающие на практике. Выделяются наиболее характерные области:

1) электроразрядные явления в изоляции ввода.

2) электроразрядные явления и искрения в месте крепления проводника ввода к обмотке.

3) электроразрядные явления в изоляции обмоток.

4) искрения в элементах крепления магнитопровода.

С учетом указанных обстоятельств контроль разрядной активности проводят по 30 зонам поверхности бака трансформатора (рисунок 5).

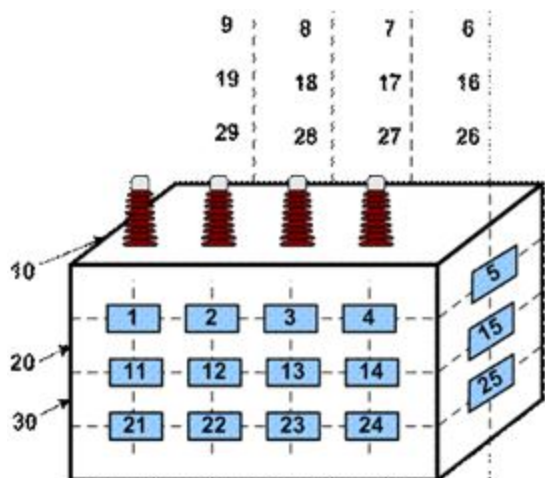


Рисунок 5 – Расположение точек съема электроразрядной активности с бака трансформатора. Точка № 1 находится со стороны ВН в верхней части слева

Порядок проведения измерений на однофазных трансформаторах.

На трансформаторах датчики ЧР размещаются следующим образом:

1-й ("красный") датчик (I канал) размещается под вводом ВН;

2-й ("желтый") датчик (II канал) размещается под вводом НН ф.В;

3-й ("зеленый") и 4-й ("синий") датчики размещают в областях верхней и нижней ярмовых балок магнитопровода (III и IV каналы измерений) соответственно.

Порядок проведения измерений на трехфазных трансформаторах:

Начальное размещение датчиков:

1-й ("красный"), 2-й ("желтый"), 3-й ("зеленый") датчики размещаются под вводами фаз "А", "В" и "С";

4-й ("синий") датчик размещают в область бака с повышенной электроразрядной активностью, измеренной до проведения процедуры осциллографирования.

Далее датчики переставляются около зоны дефекта для уточнения узла изоляции, имеющего разрядные явления.

Проведение амплитудно-временной селекции для групп однофазных трансформаторов. При использовании групп однофазных трансформаторов, высоковольтные шлейфы проходят параллельно друг другу, являясь антеннами для распространения помех на соседнее оборудование.

Во избежание ошибок при определении дефектов проводится амплитудно-временная селекция между баками трансформаторов. Датчики устанавливаются в одинаковые зоны на баках разных фаз (соответственно). Затем по амплитуде и времени прихода сигнала на вход осциллографа определяют фазу, в которой находится источник сигнала. Дальнейшее обследование проводится по п.6.

Проведение амплитудно-временной селекции для трансформаторов подключенных по стороне ВН или СН высоковольтным кабелем.

Во избежание ошибок при диагностике трансформаторов, подключенных по сторонам ВН или СН высоковольтным кабелем с использованием соединения высоковольтных вводов и концевых муфт кабеля открытым способом (воздушная линия) или закрытым (в масляном баке), проводится амплитудно-временная селекция, для отделения сигналов собственно трансформатора от сигналов приходящих из кабеля . В этом случае расстановка датчиков выглядит следующим образом.

1-й ("красный") датчик (I канал) размещают под вводом ВН;

2-й ("желтый") датчик (II канал) размещают под вводом СН;

3-й ("зеленый") датчик (III канал) – размещают под вводом НН ф.В;

4-й ("синий") датчик (IV канал) на элементы крепления кабеля в кабельной шахте.

Указанная расстановка датчиков используется и для сухих трансформаторов с кабельными соединениями.

8. Принятие решений по результатам локации зон дефектов.

Признаки типичных дефектов приведены на осциллограммах таблице 2.

Дефекты в верхней части бака. Типичными дефектами трансформатора являются разряды в изоляции узла "ввод-соединения-выход обмотки ВН". Признаками этих дефектов являются (осциллограммы П1, П2 таблица 2):

сигналы, кроме одного, ослаблены;

наличие задержки во времени относительно сигнала, фиксируемого датчиком, расположенным вблизи дефектного ввода.

Зона на баке. В случае наличия электроразрядных явлений в активной части, датчик, регистрирующий опережающий сигнал, будет наиболее близко расположен к дефекту, место которого в последствии уточняется путем перемещения датчика в окрестности аномальной зоны бака.

Дефектами в баке могут быть ЧР в изоляции (осциллограммы П3 П5), искрения или дуговые явления (осциллограммы П6 П8).

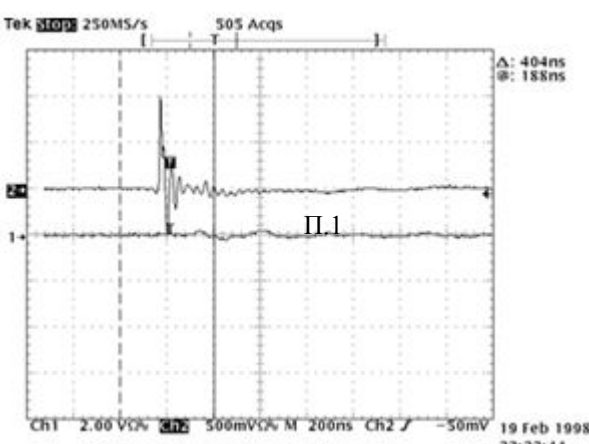
Узел РПН. Типичным дефектом РПН является искрение в контактах предизбирателя и главного контакта, в болтовых контактах, фиксируемых на осциллограммах. Для контроля изменения интенсивности явлений в РПН целесообразно применять измерительный комплект (таблица 1) для непрерывных измерений в течение нескольких дней.

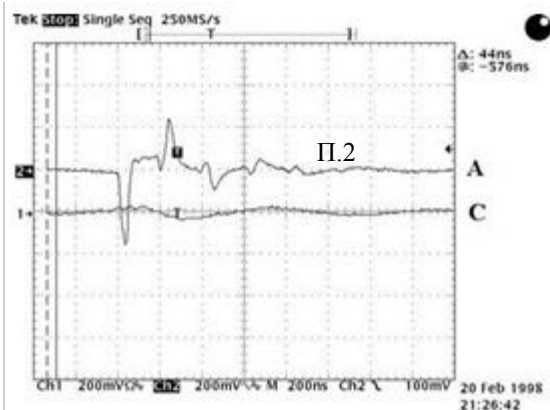
По результатам анализа данных определяется форма разрядного явления и дефектные узлы. Учитывая величину амплитуды и интенсивность по таблице 3, дается заключение о техническом состоянии.

9. Оформление протокола по результатам объемной локации осуществляется внесением результатов измерений в протокол:

- 1) расположение датчиков, схема измерений;
- 2) распределения $n(Q)$ для всех положений датчиков;
- 3) результаты осциллографирования;
- 4) таблицы по всем типам дефектов;
- 5) типичные осциллограммы по всем дефектам.

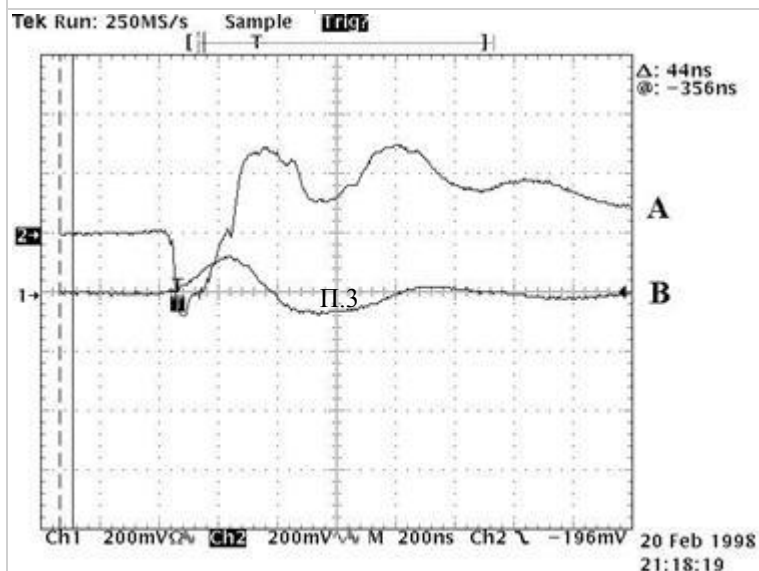
Таблица 2 – Типовые осциллограммы сигналов от частичных разрядов, в трансформаторах

ЧР в изоляции узла ввода	
	ЧР в изоляции ввода или в бумажно-масляной изоляции около ввода (верхний луч) и на соседнем вводе (нижний луч).

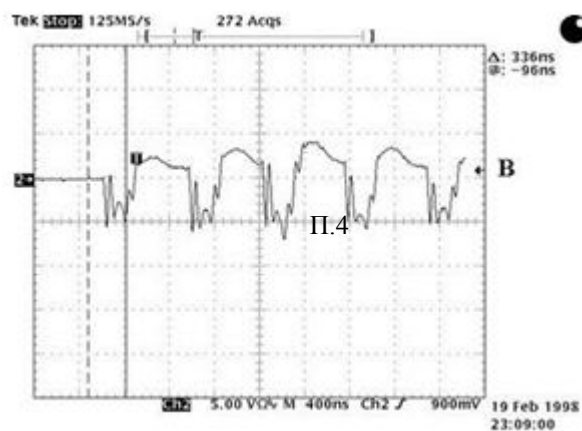


Однополярный (короткий ~50 нс) импульс на одной из фаз (А) – верхний луч, импульс короткий, последующих колебаний нет. Наведенный сигнал на другую фазу (С) практически отсутствует.

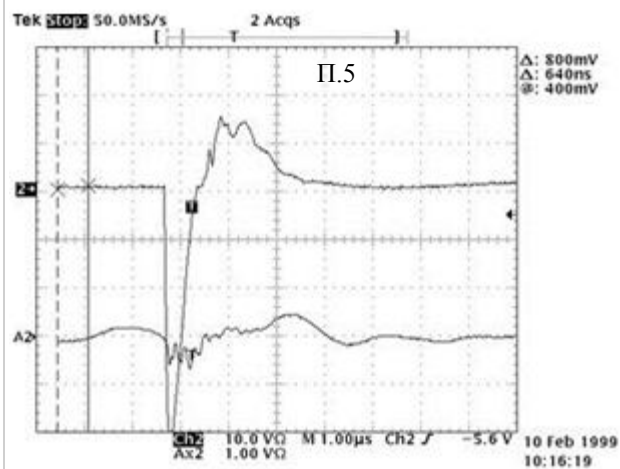
ЧР в изоляции обмотки



Импульс однополярный, длинный (более 200 нс) с последующими колебаниями – верхний луч, заметен наведенный сигнал на другой фазе В.

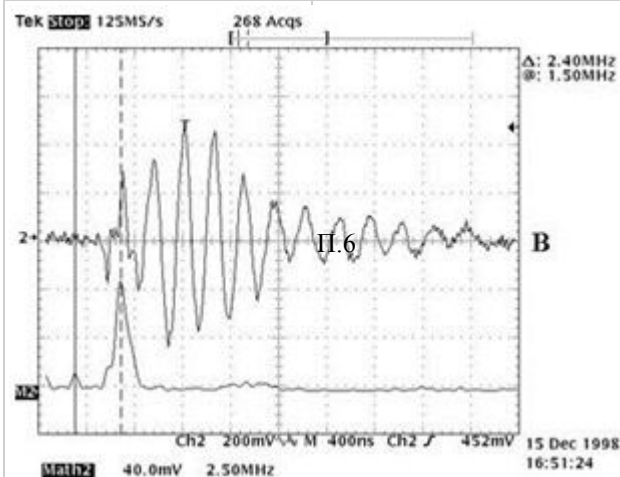


Разряд по поверхности бумажной изоляции.

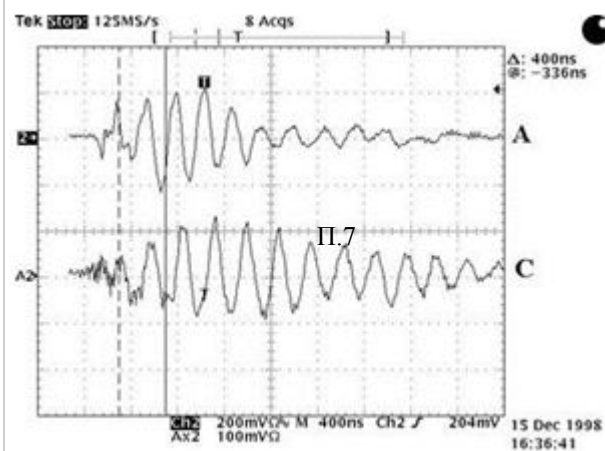


тлеющий разряд –
 верхний луч, нижний луч
 – сигнал на соседней
 фазе.

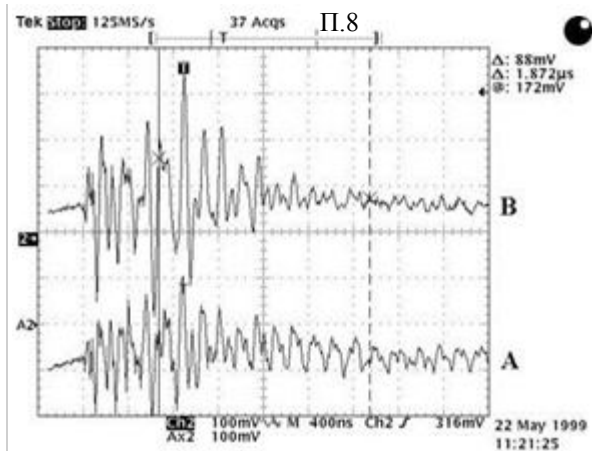
Искровые и дуговые явления в конструкциях крепления магнитопровода



Разрядное явление –
 верхний луч.
 Нижний луч --
 преобразование Фурье
 импульса, видно, что
 основная частота ~5 МГц
 .



Сигналы с ф. "А" и ф. "С" примерно одинаковые.
 Это соответствует искрению в магнитопроводе в
 окрестности фазы "В".



Искровой разряд на фазе "В" – верхний луч.
Нижний луч – сигнал с соседней фазы.

Таблица 3 – Определение технического состояния изоляции трансформаторов по результатам контроля разрядных явлений

Состояние	Классификация технического состояния	Степень развития дефекта	Величины максимальных амплитуд частичных разрядов, Кл			Величины амплитуд искровых или дуговых явлений, В	
			В обмотках и между катушками	Главная изоляция, барьеры	Вводы	Разряды в креплениях активной части	Разряды в пакете и магнитных шунтах
Неисправное состояние	Предаварийное	Предельное состояние	более 5 нКл	более 100 нКл	более 10 нКл	-	
	У	Критический дефект	до 2,5 нКл	5-25 нКл	0,5-2,5 нКл	искровые явления более 10 В	дуговые явления
	ОСЗО	Значительный дефект	до 500 пКл	1-5 нКл	до 500 пКл	искровые явления до 2 В	
Исправное состояние	ОСО	Малозначительный дефект	до 100 пКл	до 1000 пКл	до 100 пКл	искровые явления до 0,5 В	
	Н	Отсутствие явных дефектов		до 100 пКл	-	отсутствие разрядных явлений	

Приложение 4
к Методическим указаниям по
диагностике
силовых трансформаторов
и их вводов на рабочем напряжении

Средства измерений характеристик разрядной активности

1. Типы измерительных элементов

Для проведения измерений применяются датчики:

1) наружного исполнения, устанавливаемые на момент измерения по технологии используется в комплексах "ДИАКС":

измерение тока ЧР с помощью высокочастотного трансформатора тока СТ-45 (ДНГК 410120.001) ИЭ ставится на заземляемые токоведущие элементы (см. рисунок 1);

измерение магнитного поля от тока ЧР с помощью магнитного диполя (ДИКС 418121.004, ИЭ 1L), измерительный элемент устанавливается вблизи токоведущих элементов на безопасном расстоянии;

измерения характеристик ЧР через соединительный конденсатор с помощью измерительного комплекса (ДИКС 418121.005, ИЭ ПВИ-24), конденсатор соединяется с токоведущим элементом обмотки;

измерения разности потенциалов на заземленных токоведущих элементах, ТМР-2 (ДНГК 410113.001), ТМР-5 (ДНГК 410114.001) – устанавливается на магнитном креплении, рисунки 2 и 3;

измерения напряжения от ЧР при использовании емкостей (ДИКС 419121.003, ИЭ SWG-3 устанавливаются на магнитном креплении).



Рисунок 1 – Высокочастотный трансформатор тока "СТ-45" с разомкнутым сердечником.

Высокочастотный трансформатор тока "СТ-45" с разомкнутым сердечником предназначен для измерения разрядных явлений по шинам заземления, пучкам кабеля.



Рисунок 2 – Датчик электромагнитного типа ТМР-2, предназначенный для измерений на всех узлах.

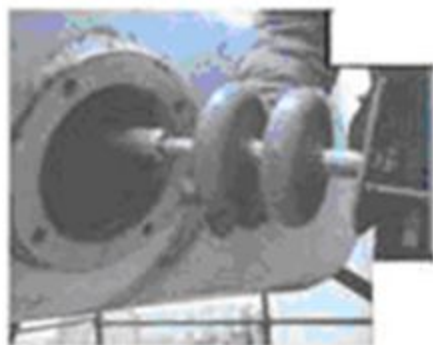


Рисунок 3 – Датчик повышенной чувствительности ТМР-5, предназначенный для локации зон разрядной активности.

2) встраиваемые в конструкцию, которые используются западными компаниями. Например, размещение соединительного конденсатора показано на рисунке 4.



а) соединительный конденсатор, подключаемый к линейному вводу трансформатора



б) датчик с соединительными конденсаторами в токопроводе у трансформатора

Рисунок 4 – Типы датчиков встраиваемой конструкции для измерений разрядной активности



Рисунок 5 – Установка "аналогового порогового индикатора" на корпус трансформатора

Аналоговый пороговый индикатор предназначен для длительного (недели) контроля разрядной активности.

2. Типы измерительных устройств:

1) измерительные приборы:

компьютеризированный цифровой осциллограф для регистрации одиночных импульсов ЧР и объемной локации;

анализ импульсов, дающий распределение числа импульсов в единицу времени от величины амплитуды импульса ЧР $n(Q)$, типа компьютеризированный ДИКС 411168.001 или аналоговый ДНГК 422142.004.

2) пороговые индикаторы:

для длительных (сутки-недели) измерений разрядной активности в узле электрооборудования. Используются пороговые индикаторы, рисунок 5. Его особенностью является то, что в ДНГК.713701.002 в одном блоке объединены измерительные элементы и устройства.

3) программное обеспечение:

"DIACS Expert" – выполнена в системе "Windows". Программа обработки $n(Q)$ – "DIACS Expert" выполняет расчет, включая:

управление измерениями при использовании анализатора по заданной временной программе;

расчет распределений $n(Q)$;

пересчет шкалы амплитуд в единицы заряда;

расчет мощности ЧР – P ;

сравнение результатов, построение зависимости изменений мощности разрядов ЧР от времени – $P(t)$;

подготовку протокола испытаний.

"DIACS PD Book" – в системе "Windows". Ручным вводом данных по Q и по n позволяет выполнять:

расчет распределений $n(Q)$;

пересчет шкалы амплитуд в единицы заряда;

расчет мощности ЧР – Р.

3. Системы и комплексы для контроля разрядных явлений

1) комплексы для периодического контроля.

В комплексах для периодической диагностики трансформаторов применяются:

устанавливаемые на момент измерений датчики;

переносные средства измерений.

Практическое применение комплексов для периодической диагностики приведено в таблицах 1 и 2:

переносной диагностический компьютеризированный комплекс типа ДКЧР-2 (таблица 1);

переносной аналоговый комплекс "КАД" (таблица 2).

2) система периодического диагностического мониторинга.

Для непродолжительных измерений (месяцы) используется переносная система мониторинга, перманентно устанавливаемая на объект испытаний без его отключения или изменения режима работы. В данной системе датчики на магнитной основе ставятся на бак, измерительная аппаратура размещается в боксе (пример такого решения – на рисунке 5). Измерения данной системой проводятся в течение нескольких месяцев. После измерений система демонтируется и переносится на следующий трансформатор.

3) система постоянного диагностического мониторинга.

Система постоянного диагностического мониторинга применяется для постоянного контроля технического состояния критического трансформатора. Измерительная аппаратура для систем непрерывного мониторинга размещается в боксах, в различных вариантах конструкции разных изготовителей.



Рисунок 6 – Внешний вид прибора периодической диагностики (мониторинга) типа СПК.



Рисунок 7 – Размещение анализатора в герметичном боксе системы "DIACS-Monitor"

Внешний вид управляющих блоков систем постоянного непрерывного диагностического мониторинга (производства "ДИАКС") показан на фото рисунок 7.

4. Аттестация средств измерений электроразрядной активности

Таблица 1 – Комплектация переносного компьютеризированного комплекса типа ДКЧР-2

Состав	Чертеж	Назначение
1. Измерительные приборы:		Измерение электроразрядной активности в высоковольтной изоляции:
1.1 Осциллограф цифровой типа Tektronix TDS-2014, 4-кан, 100 МГц в комплекте		Осциллографирование сигналов от частичных разрядов (форма импульсов)
1.2 Анализатор потока импульсов от ЧР типа PDPA-1	ДИКС 422149.001	Цифровая автоматическая регистрация характеристик потока импульсов от частичных разрядов в изоляции.
1.3 Индикатор растекания заряда типа ИРЗ-3	ДНГК 422142.002	Измерение характеристик потока импульсов от частичных разрядов в изоляции.
1.4 Регистратор импульсов ЧР пороговый типа РИП-1	ДНГК 713701.001	Длительное измерение разрядной активности.
2. Измерительные средства:		Характеристики датчиков съема сигналов от ЧР в изоляции электрооборудования, находящегося в эксплуатации.
2.1 Датчик ЧР типа TMP-5	ДНГК 410113.001	Измерение ЧР-активности по корпусу силовых трансформаторов.
2.2 Датчик ЧР типа TMP-2	ДНГК 410113.002	Локация максимумов ЧР-активности по корпусу трансформаторов.
2.3 Датчик ЧР типа RC-1	ДИКС 434754.006	Измерение волны зарядов на каждом выводе фазы на корпусах трансформаторов.

2.4 Датчик ЧР типа RC-2	ДНГК 410114.001	Датчик для подключения к ВИШ в виде коаксиального кабеля с емкостным съемом сигнала. Для трансформаторов.
2.5 Датчик ЧР типа СТ-45	ДНГК 410120.001	Измерение импульса тока от ЧР с поводка заземления корпуса.
2.6 Блок сопряжения осциллографа и датчиков типа БС-2	ДНГК 410116.001	Устройство выделения рабочей полосы частоты для фиксации измерительными системами.
2.7 Катушки с кабелем типа РК-75, 10 м		Обеспечение передачи аналогового сигнала от датчиков на измерительную аппаратуру.
3. Приспособления		
3.1 Чемодан защитный типа Pelican™		Безопасное хранение и транспортировка. - Для измерительной аппаратуры - Для датчиков и приспособлений.
3.2 Высокочастотный шунт типа ВИШ-1	ДНГК 410115.001	- для датчика RC-1
3.3 Высокочастотный шунт типа ВИШ-2	ДНГК 410115.002	- для датчика RC-2 на катушке 10 м
3.4 Клещи специальные		Обеспечение регистрации импульсного тока от ЧР
3.5 Кабель интерфейсный, тип RS-232		Обеспечение передачи данных в компьютер.
3.6 Разъемы коаксиальные типа CP-50		
4. Оргтехника и программное обеспечение		
4.1 Компьютер переносной типа Notebook с предустановленной ОС Windows XP	Обработка результатов измерений, подготовка протоколов измерений, хранение результатов измерений.	
4.2 ПО "DIACS-Expert"	Программа для проведения и обработки измерений электроразрядной активности в изоляции силовых трансформаторов.	
4.3 Принтер цветной струйный типа HP	Распечатка данных измерений и итоговых протоколов	

Таблица 2 – Комплектация переносного комплекса типа КАД

Состав	Чертеж	Назначение
А. Измерительные приборы:		Измерение электроразрядной активности от частичных разрядов в высоковольтной изоляции, временных параметров импульсов.
1. Индикатор растекания заряда типа ИРЗ-3	ДНГК 422142.002	Измерение характеристик потока импульсов от частичных разрядов в изоляции.

2. Регистратор импульсов ЧР пороговый типа РИП-1	ДНГК 713701.001	Длительное измерение разрядной активности.
3. Осциллограф цифровой типа Tektronix TDS-2014, 4-кан, 100 МГц в комплекте		Осциллографирование сигналов от частичных разрядов (форма импульсов).
Б. Измерительные средства:		Съем сигналов от ЧР в изоляции трансформаторов, находящегося в эксплуатации.
1. Датчик ЧР типа TMP-5	ДНГК 410113.001	Измерение ЧР-активности по корпусу силовых трансформаторов.
2. Датчик ЧР типа TMP-2м	ДНГК 410113.002	Локация максимумов ЧР-активности по корпусу трансформаторов.
3. Датчик ЧР типа СТ-45	ДНГК 410120.001	Измерение импульса тока от ЧР с поводка заземления корпусов трансформаторов.
4. Катушки с кабелем типа RG-174 , 10 м		Обеспечение передачи аналогового сигнала от датчиков на измерительную аппаратуру
В. Приспособления		
1. Чемодан защитный типа Pelican™		Безопасное хранение и транспортировка. - измерительной аппаратуры - датчиков и приспособлений.
Г. Оргтехника и программное обеспечение		
1. Программное обеспечение "DIACS-Expert" на жестком носителе		Программа для обработки измерений электроразрядной активности в изоляции.
Д. Документация		
1. Паспорт "КАД"		
2. Паспорт "ИРЗ-3"		
3. Паспорт "РИП-1"		

Приложение 5
к Методическим указаниям по
диагностике
силовых трансформаторов
и их вводов на рабочем напряжении

Методы, средства и обработка результатов тепловизионного контроля силовых трансформаторов и их вводов

Данный раздел относится к измерению температурных полей поверхностей баков силовых трансформаторов и их вводов. Измерения выполняются при рабочем напряжении в условиях эксплуатации.

1. Пояснения терминов, используемых в тексте

1) превышение температуры – разность между измеренной температурой нагрева и температурой окружающего воздуха;

2) избыточная температура – превышение измеренной температуры контролируемого элемента над температурой аналогичных элементов, находящихся в одинаковых условиях;

3) термографическая информационная функция $F(t^\circ)$ – пространственное изображение термограммы;

4) коэффициент дефектности – отношение измеренного превышения температуры контактного соединения к превышению температуры, измеренному на целом участке шины (провода), отстоящем от контактного соединения на расстоянии не менее 1 м;

5) аномалия – местное изменение температуры (избыточная температура) на некотором малом участке поверхности бака, характеризуется средней и максимальной температурой пятна;

6) наиболее вероятное значение температуры – значение температуры в максимуме термографической информационной функции.

2. Используемая аппаратура

При тепловизионном контроле электрооборудования применяются тепловизоры с разрешающей способностью не ниже $0,1^\circ\text{C}$, предпочтительно со спектральным диапазоном 8-12 мкм (область относительной спектральной прозрачности атмосферы).

3. Методические аспекты

Оценка теплового состояния трансформаторов и токоведущих частей проводится путем сравнения измеренных значений температуры в пределах фазы, между фазами, с заведомо исправными участками, в зависимости от условий работы и конструкции и осуществляется:

по нормированным температурам нагрева (превышениям температуры);

по избыточной температуре;

по коэффициенту дефектности;

по динамике изменения температуры во времени.

Значительный объем практических измерений, выполненный на трансформаторах при различных погодных условиях показывает, что в плане повышения способности выявления дефектных элементов требуется соблюдение целого ряда условий. Последнее связано с чрезвычайно низким уровнем тепловыделений в конструкции изоляции и низким температурным контрастом обусловленным, как предельной чувствительностью тепловизоров и их временной нестабильностью, так и влиянием оптических свойств поверхности и воздействием окружающей среды.

При выполнении обследований руководствоваться положениями:

тепловизор ориентируется относительно нормали к поверхности измерения:

для металлических поверхностей – в пределах $0-40^\circ$;

для окрашенных поверхностей и диэлектриков – в пределах $0-60^\circ$;

измерения проводятся в сухую безветренную погоду при положительных температурах в наиболее жаркий период 20-25°C и скорости ветра не более 2 м/с;

в предшествующие измерениям сутки не выпадали осадки, а день измерений солнечный;

термографирование трансформаторов проводится не ранее 3 часов после захода солнца (установление режима регулярного теплообмена), допускается проведение измерений в дневное время при наличии плотной облачности;

токовая нагрузка по линии в предшествующий измерениям период 10-12 часов возможно более близкая к номинальному значению;

анализ термограмм и термографических информационных функций проводится по тождественным областям поверхности бака и фарфоровой крышки;

если элементы конструкций баков окрашены, учитывается коэффициент излучения красочного покрытия.

Сноска. Пункт 3 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

4. Тепловизионный контроль контактных соединений

Оценка состояния контактных соединений производится путем сравнения температуры однотипных контактов, находящихся в одинаковых условиях по нагрузке и охлаждению, сравнением температуры контактного соединения и сплошных участков токоподводов:

1) при контроле контактных соединений тепловизор располагается возможно ближе к ним, расстояние 30...40 м является предельным при такого рода измерениях, или пользоваться объективами с углом обзора 7°;

2) измерения не рекомендуется проводить во время дождя, при скорости ветра более 4 м/сек. При больших скоростях ветра вносятся поправки;

3) измеренные значения температур или перегрева корректируются с учетом нагрузки, излучательной способности измеренных объектов и атмосферных условий;

4) выявление дефектов контактных соединений проводится при нагрузках, близких к номинальному значению. При $I_{нагр} < 0,5 I_{ном}$ измерения проводить не рекомендуется ;

5) рекомендуемая периодичность проведения измерений – один раз в год, после проведения ремонта оборудования и ревизии контактных соединений;

6) характеристикой контакта, определяющей его техническое состояние, является "Превышение температуры";

При отбраковке контактных соединений рекомендуется для эксплуатирующего персонала использовать критерии отбраковки, данные в таблице 1.

Таблица 1 – Температурные критерии оценки технического состояния контактных соединений

Техническое состояние	Критерии оценки состояния	Предельный срок устранения дефекта контактного соединения
"Н"	DT менее 5 °C	
"ОСО"	DT в пределах 5 °C – 35 °C	Во время очередного ремонта
"ОСЗО"	DT в пределах 35 °C – 85 °C	В течение 6 месяцев

5. Метод анализа термографических функций

Первичной информацией являются термограммы трансформаторов, полученные с боковых поверхностей с помощью тепловизоров, имеющих выход исходной информации в цифровом виде.

1) основные положения.

Метод анализа термографических информационных функций позволяет при рабочем напряжении выявлять в активной части трансформаторов скрытые дефекты следующих видов:

появление магнитных полей рассеяния за счет нарушения изоляции отдельных элементов магнитопровода, возникновение контуров тока по баку (ярмовые балки, дистанцирующие домкраты, консоли, шпильки и др.);

нарушения в работе охлаждающих систем (маслонасосы, фильтры, двигатели вентиляторов, теплообменники);

изменения в циркуляции масла в баке (образование застойных областей) в результате конструктивных недоработок, появления шлама, разбухания или смещения изоляции обмоток (актуально для трансформаторов со значительным сроком службы);

нагревы внутренних контактных соединений обмоток с выводами;

витковые замыкания встроенных трансформаторов тока;

дефекты контактной системы РПН, ПБВ;

повышенные диэлектрические потери в изоляции вводов, разгерметизацию высоковольтных вводов.

Первичной информацией являются термограммы трансформаторов, полученные с боковых поверхностей и с крышки бака, термограммы вводов, масляных насосов, маслоохладителей, адсорбционных фильтров.

2) обработка термограмм.

Распределение температур по поверхности трансформатора $T(x,y)$ несет информацию следующего характера:

о наличии распределенных источников тепловыделения в активной части;

об эффективности системы охлаждения;

о наличии локальных температурных аномалий, обусловленных скрытым дефектом термического характера.

При анализе термограмм учитываются статистические свойства излучаемой поверхности, особенности конструкции и учет конструктивных элементов частично

экранирующих объект контроля и т.д. Таким образом, функция $T(x,y)$ содержит информацию обо всех указанных выше явлениях.

Обработка термограмм.

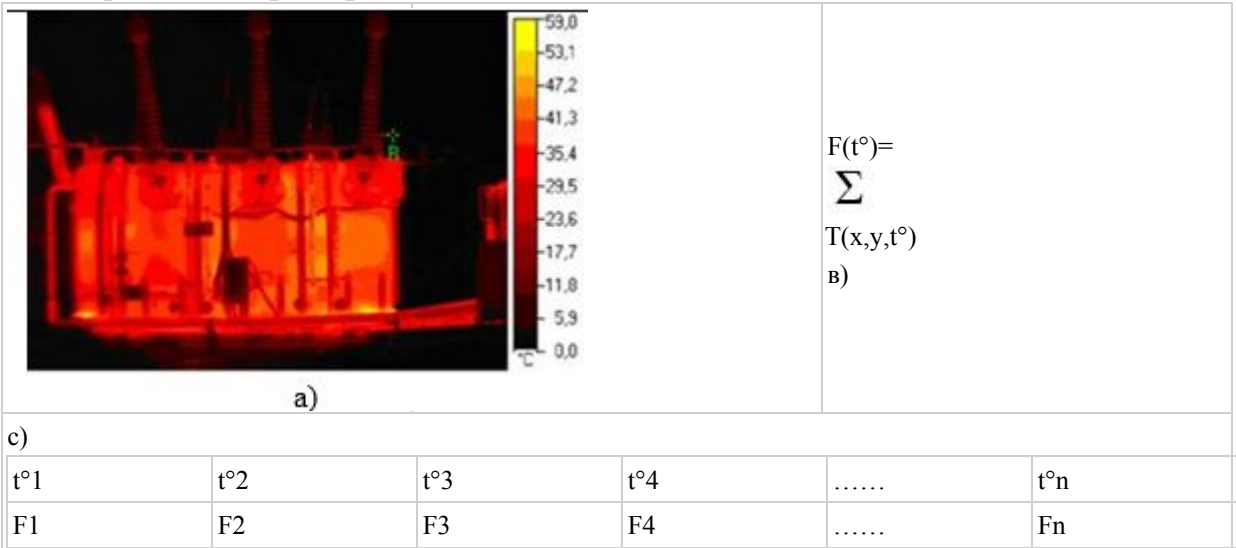


Рисунок 1. Операция преобразования термограммы (поз. "а") в координатах $[x1x2; y1y2]$ с помощью программы [Micron] в упорядоченный ряд (поз. "с")

Исходная функция двумерного распределения температуры по поверхности объекта контроля $T(x,y)$ представляется термограммой. Полученная термограмма (рисунок 1 "а") интегрируется в пределах $[x1, x2] [y1, y2]$ для получения упорядоченного массива, представленного таблицей, рисунка 1 "в".

- Параметры таблицы:
- t – температура;
- F_n –относительный размер поверхности зоны с температурой $t^{\circ}n$.
- Построение термографической информационной функции

Информационная таблица (рисунок 1 "с") с помощью прикладной программы Micron преобразуется в термографическую функцию, рисунок 2.

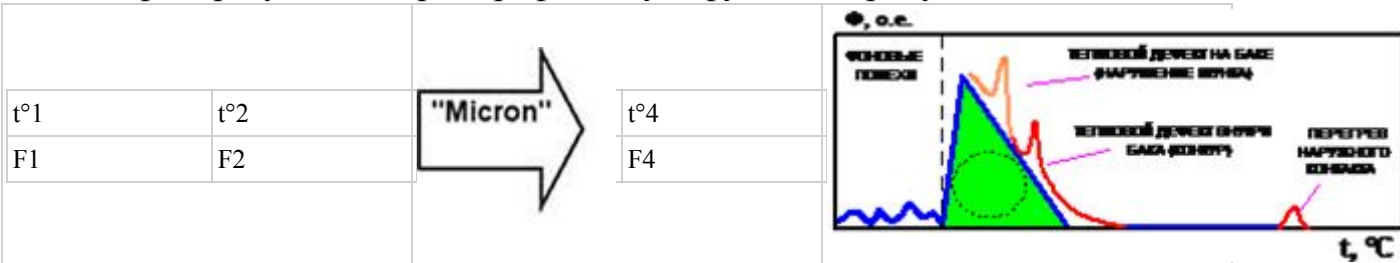


Рисунок 2. Алгоритм преобразования "информационной таблицы" в термографическую функцию

При проведении описанного преобразования предварительно производится выделение объекта или его фрагмента из термограммы.

Информационные характеристики термографической функции.

Стилизованная термографическая функция в виде функции $F(t^{\circ})$ представлена на рисунке 3. Указанная функция $F(t^{\circ})$ имеет информационные признаки:

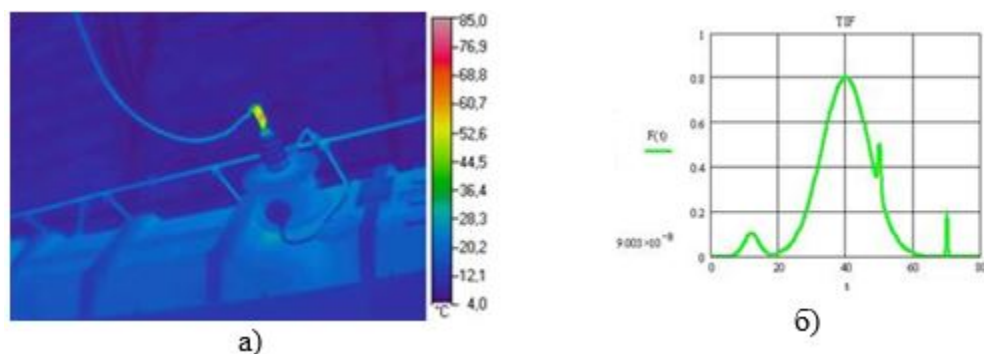


Рисунок 3. Иллюстрация преобразования информации из тепловизионной картины "а" в термографическую информационную функцию "б" для термограммы фрагмента бака трансформатора при наличии фона:

0-20°C – зона фоновых помех, не учитываемая при анализе;

20-60°C – ядро функции, определяющее тепловое состояние объекта (бак, фрагмент бака), то есть разность между процессами выделения тепла и охлаждения;

50°C – зона №1 соответствует наличию тепловой аномалии, то есть теплового дефекта в активной части;

70°C – зона №2 определяет наличие значительных перегревов небольших участков (в данном случае нагрев контактного соединения нулевого ввода).

Анализ термографических функций.

Значение $F(t^{\circ})$ при данной величине температуры (рисунок 3 "в") характеризует относительный размер поверхности трансформатора с данной температурой t° . В качестве иллюстрации на рисунке 4 показана термографическая функция реального трансформатора при наличии некоторых тепловых аномалий.

Термографическая функция эталонного трансформатора формируется путем статистической обработки и усреднения кривых на трансформаторах в "Н". При недостатке статистических данных за эталонную термографическую функцию принимается термографическая функция трансформатора с минимальным тепловыделением из нескольких (не менее двух) трансформаторов в тождественных условиях в случае нескольких однофазных трансформаторов за эталонную функцию допускается принять значение с минимальным значением интеграла тепловых колебаний.

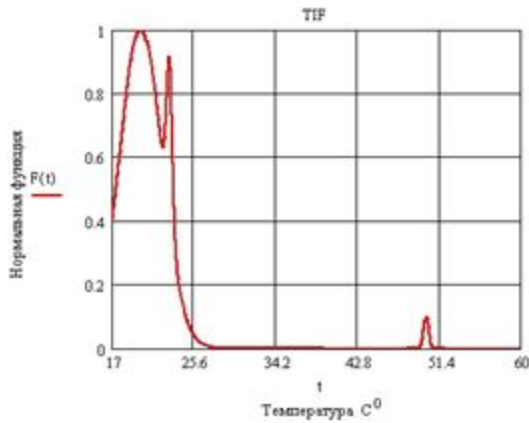


Рисунок 4 – Термографическая информационная функция реального трансформатора с тепловыми дефектами после обработки (локального усреднения излучательной способности поверхности трансформатора и теплового рассеивания).

Уровень мощности тепловых процессов рассеивания (в данном диапазоне температур t_1 , t_2) как всего трансформатора, так и отдельных элементов рассчитывается из выражения:

$$P = \int_{t_1}^{t_2} F(t) dt$$

$$P = \int_{t_1}^{t_2} F(t) dt$$

(1)

где t_1 , t_2 – интервал интегрирования по температуре t_1 , t_2 ;

$F(t)$ – термографическая функция эталонного и измеряемых трансформаторов.

6. Оценка технического состояния трансформатора по анализу термографических функций:

Оценка технического состояния по анализу тепловых потерь в активной части трансформатора.

Анализ проводится по сопоставлению трансформатора, принимаемого за "эталон", рисунок 5, кривая 1, с испытуемым трансформатором, рисунок 5, кривая 2. В данном процессе первоначально исключается влияние системы охлаждения путем прямых измерений расхода масла и среднемассовых температурных перепадов на холодильнике.

В качестве критерия для оценки мощности явлений рассеивания в трансформаторе используется коэффициент дефектности, определяемый соотношением:

$$k_{\text{дис}} = \frac{P_2 - P_1}{P_1} \quad (2)$$

где

$$P_1 = \int_{t_1}^{t_2} F_1(t) dt \quad , \quad P_2 = \int_{t_1}^{t_2} F_2(t) dt$$

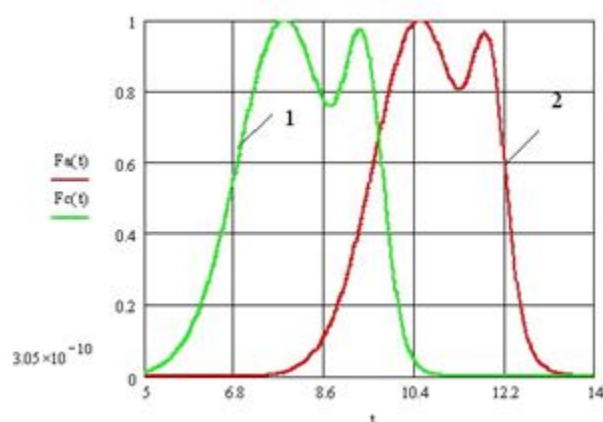


Рисунок 5 – Термографическая функция эталонного (кривая 1) и испытуемого (кривая 2) трансформаторов

Расчеты интегралов до численных значений проводятся по программам "Mathcad".

Оценка технического состояния по тепловыми условиям производится по уровню коэффициента Кдис в соответствии с таблицей 2.

Таблица 2

Оценка технического состояния	Н	ОСО	ОСЗО	У	Предаварийное
К _{дис}	До 1,2	1,2-1,4	1,4-1,6	1,6-2	Более 2

7. Классификация технического состояния по наличию локальных тепловых аномалий.

Анализ термографической функций проводится по сопоставлению мощностей рассеивания на ограниченной площади в зоне температурной аномалии в соответствии с подходом, указанным на рисунке 6.

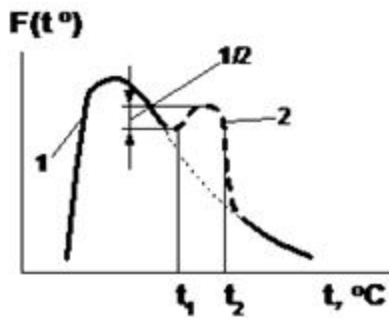


Рисунок 6 – Иллюстрация процедуры оценки коэффициента дефектности при наличии локальной тепловой аномалии (кривая 2)

Расчет интегралов в программе "Mathcad" проводится в пределах t_1 и t_2 , определенных по полувысоте переднего фронта - кривой – 2 (рисунок 6.).

В качестве критерия для оценки технического состояния используется коэффициент дефектности локальной тепловой аномалии (Каном.), определяемый соотношением (3):

$$k_{\text{аном}} = \frac{P_2 - P_1}{P}, \quad (3)$$

где

$$P_1 = \int_{t_1}^{t_2} F_1(t) dt \quad P_2 = \int_{t_1}^{t_2} F_2(t) dt$$

Оценка степени развитости локального дефекта трансформатора контроля, производится аналогично в соответствии с таблицей 2.

8. Перечень рассматриваемых вопросов при анализе тепловых явлений при вариации мощности трансформатора.

Признаком "Н" является линейная зависимость уровня тепловых потерь, определенная по сдвигу термографической функции, от мощности нагрузки.

Нелинейный рост мощности тепловыделений, от мощности нагрузки трансформатора является признаком существования дефекта.

9. Для определения технического состояния радиаторов или теплообменников системы охлаждения проводятся опыты при постоянной мощности трансформатора:

эталонным является термографическая функция при работе всей системы охлаждения;

измеряемыми являются термографические функции при работе:

без секции охлаждения №1;

без секции охлаждения №2 (с включенной секцией №1);

По полученным значениям $K_{\text{дис.}}$ и $K_{\text{аном.}}$ дается оценка о эффективности системы охлаждения и потребности в ремонте.

Примечания о принципах метода.

1) источниками тепловыделения в трансформаторе являются:

магнитопровод, массивные металлическое части трансформатора, в том числе бак, прессующие кольца, экраны, шпильки, консоли, в которых тепло выделяется за счет потерь от вихревых токов, наводимых полями рассеяния;

токоведущие части вводов, где тепло выделяется за счет потерь в токоведущей части и переходных контактных соединениях отвода обмотки;

переходные контактные соединения РПН и ПБВ.

Задачей диагностики является обнаружение слабых тепловыделений в указанных элементах и их проявление на поверхности. Это выполняется применением термографической функции.

2) отвод тепла от источников нагрева к маслу осуществляется путем конвекции, в связи с чем, температурные контрасты на поверхности бака имеют незначительную величину и размыты на относительно значительной поверхности. Учет данного физического эффекта положен в основу настоящего функционального метода обнаружения тепловых дефектов на силовых трансформаторах.

10. При наличии ухудшения контактных узлов в РПН появляются дополнительные тепловыделения, которые приводят к возрастанию температуры в данном трансформаторе в сопоставлении с другими трансформаторам аналогичного типа, работающими на данной станции при близких нагрузках. Значимыми являются перепады температур $\Delta T \approx 1^\circ\text{C}$. При наличии превышения температур данный РПН требует проведения дополнительных обследований (измерение электроразрядной активности, анализ масла).

Приложение 6
к Методическим указаниям по
диагностике
силовых трансформаторов и их вводов
на рабочем напряжении

Контроль характеристик трансформаторного масла

1. Рекомендуется использовать газохроматографический анализ, как метод контроля состояния изоляции, дополняющий результаты измерений $R_{из}$, $tg\delta$, ЧР, термограмм, физико-химических и электрических характеристик масла. При этом: если обнаружено ухудшение одного из основных электрических, термографических и

физико-химических параметров, и при этом динамика изменения концентраций основных диагностических газов положительная, то состояние изоляции оценивается как "У".

2. Анализы проб масла из баков трансформаторов проводятся по СТ РК ИЕС 60567-2013. Электрооборудование маслонаполненное. Отбор проб газов и анализ свободных и растворенных газов. Руководство.

В таблице 1 дана оценка технического состояния маслonaполненного электрооборудования по контролю проб масла по газохроматографии и влагосодержанию.

Допускается проведение анализа мутности масла, концентрации ионола и наличие механических примесей.

3. Проведение контроля технического состояния РПН по отбору проб масла:

отбор проб производится в соответствии с графиком;

в случае обнаружения роста более чем в 1,5 раза содержания газов (ацетилен, водород, метан, этан, этилен) по отношению к предыдущему анализу, при отсутствии переключения между отборами, делается переотбор пробы на подтверждение анализа. Если повышенное содержание газа подтверждается, назначается учащенный анализ раз в месяц до очередного ремонта с целью контроля за динамикой развития дефектов, ежемесячно проводятся дополнительные обследования (измерение разрядной активности и тепловизионный контроль).

Таблица 1 – Оценка технического состояния трансформатора по результатам контроля проб масла по газохроматографии и влагосодержанию

[illegible]

Неисправное состояние	Предаварийное состояние	Пределное состояние	Немедленный вывод из работы или эксплуатация в режиме специального контроля	согласно 5) пункта 5 настоящих Методических указаний: - концентрации, в несколько раз превышающие граничные; - относительная скорость нарастания концентрации одного или нескольких газов по результатам трех последовательных (через трое суток или чаще) отборов превышает 10%	согласно 5) пункта 5 настоящих Методических указаний: - концентрации в несколько раз превышают граничные; - характер дефекта определяется как электродуговой процесс.	согласно 5) пункта 5 настоящих Методических указаний: - локальный "перегрев твердой изоляции" $CO > 0,05\%$, $CO_2/CO < 5$; - "перегрев твердой изоляции" - $CO > 0,05\%$, старение твердой изоляции - превышение граничных концентраций по CO_2	Более
-----------------------	-------------------------	---------------------	---	--	---	---	-------

						25 г/тонна
Ухудшенное состояние	Критический дефект	Ограничение эксплуатации ных воздействий, учащенный контроль, планирование ремонта	согласно 5) пункта 5 настоящих Методических указаний: - концентрации одного или нескольких газов превышают граничные; - относительная скорость нарастания концентрации одного или нескольких газов по результатам трех последовательных (через месяц) отборов превышает 10%	согласно 5) пункта 5 настоящих Методических указаний: - концентрации порядка граничных или менее	согласно 5) пункта 5 настоящих Методических указаний: - локальный "перегрев твердой изоляции" $CO > 0,05\%$, $CO_2/CO < 5$.	15-25 г/тонна
ОСЗО	Значительный дефект	Ограничение по эксплуатации, дополнительная диагностика	согласно 5) пункта 5 настоящих Методических указаний: - концентрации одного или нескольких газов порядка граничных; - относительная скорость нарастания концентрации одного или нескольких газов по результатам не менее трех последовательных отборов не превышает 10% или имеет во времени нерегулярный характер.	согласно 5) пункта 5 настоящих Методических указаний: - концентрации менее граничных.	согласно 5) пункта 5 настоящих Методических указаний: - старение твердой изоляции, режимные перегрузки по мощности $CO_2/CO > 13$, превышение граничных концентраций по CO_2	10-15 г/тонна

Продолжение таблицы 1

Исправное состояние	ОСО	Малозначительный дефект	Эксплуатация с выполнением отдельных диагностических мероприятий	согласно 5) пункта 5 настоящих Методических указаний концентрации одного или нескольких газов порядка критических	Менее 10 г/тонна
	Н	Отсутствие явных дефектов	Эксплуатация в соответствии с действующей эксплуатационной документацией	согласно 5) пункта 5 настоящих Методических указаний концентрация газов менее критических	Менее 5 г/тонна

Виброконтроль силовых трансформаторов

Рекомендуется использовать виброконтроль для оценки снижения усилий прессовки обмоток и магнитопровода активной части трансформатора, и изменения вибрационных характеристик элементов системы охлаждения.

Виброконтроль проводится в части измерения вибрации трансформатора (Приложение 6 настоящих Методических указаний).

1. Методы проведения измерений.

Измерение вибрационных характеристик производят на поверхности бака вдоль периметра по его высоте: на уровнях краев и середины обмоток. Точки измерений выбирают с использованием принципов:

точки располагаются между ребрами жесткости трансформатора;

расстояние между точками не более 1 м;

точки расположены по малым осям трансформатора напротив обмоток вблизи от мест расположения активной части.

Измерения на дне бака проводятся по большой оси трансформатора, по осям кареток со стороны ВН и НН, между ребрами жесткости под стержнями магнитопровода.

Характеристики, определяемые для каждой точки:

среднеквадратичное значение виброускорения;

среднеквадратичное значение виброскорости;

среднеквадратичное значение размаха виброперемещения;

спектр виброускорений;

спектр виброскоростей.

2. Критерии оценки.

Состояние каждого трансформатора оценивают индивидуально с учетом состояния его фундамента, способа установки на фундамент, особенностей эксплуатации.

Потребность в дополнительном анализе определяют, исходя из измеренных значений параметров:

виброускорение – более 10 м/с^2 ;

виброскорость – более 20 мм/с ;

виброперемещение – более 100 мкм .

При проведении дополнительного анализа допускается использовать данные измерений:

измерение виброхарактеристик при одной нагрузке и различных температурах;

измерение виброхарактеристик при одной температуре и различных нагрузках;

результаты анализа изменения распределения среднеквадратичных значений виброхарактеристик вдоль бака;

изменения спектра виброхарактеристик.

При анализе результатов измерений учитывается характер параметров:

изменение распределения среднеквадратичных значений виброхарактеристик вдоль бака;

изменение спектров виброхарактеристик в каждой точке.

При оценке механического состояния трансформатора, рекомендуется учитывать результаты измерений сопротивления короткого замыкания, переходных характеристик или частотного анализа.

Приложение 8
к Методическим указаниям по
диагностике
силовых трансформаторов и их вводов
на рабочем напряжении

Перечень рассматриваемых вопросов при анализе эксплуатационной документации и профиспытаний трансформаторов

1. Состав работ и общие положения

Статистика отказов по трансформаторам показывает, что основными причинами повреждений являются:

наличие локальных дефектов в главной и продольной изоляции, приводящих к возникновению и развитию электроразрядных процессов (частичные разряды, разряды по поверхности, "тлеющий разряд");

наличие механических деформаций обмоток в результате электродинамических воздействий от протекания токов при коротких замыканиях на присоединениях.

Основное внимание при анализе эксплуатации уделяется:

- 1) маслобарьерной изоляции ВН, СН, витковой изоляции обмоток.
- 2) наличию тепловых (электрических) явлений в магнитной системе и контактах.
- 3) состоянию вводов.
- 4) системе охлаждения.
- 5) заземляющим устройствам.
- 6) защитным системам.
- 7) РПН.

2. Накопление и обработка информации по особенностям эксплуатации оборудования.

Полученная в эксплуатации и после осмотра информация вносится в бланки, указанные в таблице 1.

Выполняется анализ результатов и проводится заполнение Протокола с принятием решения по техническому состоянию и определению мероприятий.

Таблица 1. Анализ эксплуатационной и ремонтной документации, результатов визуального осмотра

Тип трансформатора _____ Зав. № (номер трансформатора)

Время проведения обследования с " ____ ". " ____ ". " ____ " по " ____ ". " ____ ". " ____ ".

Эксплуатирующая организация – (наименование организации)

Оперативное наименование на момент обследования

№ п/п	Наименование информационны х и количественных данных по объекту контроля	Источник информации	Информация и основные параметры контроля	Допустимые значения, нормы	Оценка контролируемого параметра
1	2	3	4	5	6
1.	Паспортные данные и нормируемые параметры				
1.1.	Изготовитель				
1.2.	Г о д изготовления				
1.3.	Год ввода в эксплуатацию				
1.4.	Конструкция магнитопровода				
1.5.	Количество обмоток				
1.6.	Исполнение				
1.7.	Схема и группа соединения трансформатора.				
1.8.	Сочетание напряжений				
1.9.	Наличие встроенных трансформаторо в тока				
1.10.	Наличие РПН				
1.11.	Марка залитого масла				
1.12.	Способ защиты масла				
1.13.	Охлаждение				
1.14.	Параметры холостого хода:				

	-потери холостого хода, кВт				
	-ток холостого хода, %				
1.15.	Параметры короткого замыкания:				
	-потери короткого замыкания, кВт				
	-напряжение короткого замыкания, %				
1.16.	Исполнение нейтрали обмотки ВН				
1.17.	Перегрузочная способность:				
	-допустимые пределы повышения напряжения				
	-кратность токов короткого замыкания				
	-перегрузка по мощности				
1.18.	Технические требования				
1.19.	Запорная арматура:				
	- кран бак-расширитель"				
	-кран в верхней части бака для залива масла из бака				
	- предохранительный клапан между газовым реле и расширителем				
	-фильтры в системе охлаждения				

1.20.	Воздухоосушитель расширителя				
1.21.	Указатель уровня масла				
1.22.	Окраска бака				
1.23.	Вес:				
	-полный, кг				
	-активной части, кг				
	-залитого масла, кг				
1.24.	Ремонтные работы				
	- капитальные ремонты, даты				
	- текущие ремонты, даты				
	- ремонты системы охлаждения, даты				
	- высоковольтных вводов, даты				
	Замена масла или заливка, дата. Сварочные работы на баке, дата. Смена силикагеля, дата. . Дегазация масла, дата. Ремонт РПН, дата. Поломка маслососа, вентилятора обдува, дата.				
1.25.	Ввод кВ Фаза "А"				
	- тип				
	- номер изготовителя				
	- заводской чертеж				
	- вес, кг				

	дата выпуска емкости С1, С2, С3 tgd1, tgd2, tgd3 R из уровень ЧР				
	- дата ввода в эксплуатацию				
	- марка залитого масла				
1.26.	Ввод ф. "В"				
	- тип				
	- н о м е р изготовителя				
	- заводской чертеж				
	- вес, кг				
	дата выпуска емкости С1, С2, С3 tgd1, tgd2, tgd3 R из уровень ЧР				
	- дата ввода в эксплуатацию				
	- марка залитого масла				
1.27.	Ввод ф. "С"				
	- тип				
	- н о м е р изготовителя				
	- заводской чертеж				
	- вес, кг				
	дата выпуска емкости С1, С2, С3 tgd1, tgd2, tgd3 R из уровень ЧР				
	- дата ввода в эксплуатацию				
	- марка залитого масла				
2.	Анализ статистики аварийности трансформатора в данного типа				
	Данные по аварийности				

2.1.	трансформатора типа.....				
3.	Анализ режимов эксплуатации, результаты эксплуатационн ых испытаний.				
3.1.	По напряжению: - режимные повышения напряжений, дата				
	- грозовые и коммутационны е перенапряжения , дата				
3.2.	Загрузка по мощности, %				
	Короткие замыкания на присоединениях, дата, ток, кА. Срабатывание газовой защиты, дата. Изменение ц в е т а силикагеля, дата . Повышенные вибрации, шумы , дата. Наличие протечек масла, дата.				
3.3.	Температура верхних слоев масла в баке. Перегрев масла, С, дата.				
3.4.	Маслоуказатель " б а к а расширителя" – уровни масла.				
3.5.	Система охлаждения: повреждение охладителя, дата .				
3.6.	Результаты эксплуатационн ых испытаний и измерений:				

3.6.1.	Результаты испытаний изоляции обмоток Робм, R60, R15, R60/R15, tgd				
3.6.2.	Результаты испытаний холостого хода, Рх.х., Iх.х.				
3.6.3.	Результаты испытаний короткого замыкания, Zк(Uк%), даты.				
3.7.	Параметры трансформаторного масла (из бака):				
3.7.1.	- газохроматографический анализ (далее – ГХ) анализ, дата				
3.8.	Состояние вводов:				
3.8.1.	- ввод фаза "А".				
	ГХ анализ				
	- физико-химические параметры (Упр., мех. прим., кислотное число, реакция водной вытяжки, влагосодержание, Твспышки)				
	- диэлектрические характеристики.				
3.8.2.	- ввод фаза "В".				
	ГХ анализ				
	- физико-химические параметры (Упр., мех. прим., кислотное число, реакция водной вытяжки,				

	влагосодержани е, Т вспышки, и т. д.)				
	- диэлектрические характеристики.				
3.8.3.	Состояние вводов:				
	- ввод 220 кВ фаза "С".				
	ГХ анализ				
	- физико-химичес кие параметры (Упр, мех. прим., кислотное число , реакция водной вытяжки, влагосодержани е, Т вспышки, и т. д.)				
	- диэлектрические характеристики.				
4.	Резкое изменение внешних условий, дата.				

Выводы (пример):

1. По баку: требуется тепловизионное обследование для уточнения зон локальных перегревов, связанных с неравномерным распределением потоков рассеяния магнитной индукции.

2. По магнитной системе: отсутствие объема данных по испытаниям холостого хода в связи с большим объемом монтажных работ по расшиновке трансформатора требует проведения диагностики по газохроматографическим показателям.

3. По обмоткам: имели место короткие замыкания на отходящих линейных выводах с кратностями тока порядка предельно допустимых кратностей токов (обмотки ВН, СН, НН) для данного типа трансформатора, требуется проведение диагностики состояния опрессовки обмоток и витковой изоляции по методу зондирования низковольтным импульсом и измерения значения напряжения короткого замыкания $U_k\%$.

4. По основной изоляции: данные по физико-химическим параметрам масла и результаты электрических испытаний не указывают на наличие дефектов; для получения информации об интенсивности и величине ЧР проводится диагностика по характеристикам электромагнитных импульсов от ЧР.

5. По вводам: неблагоприятная статистика по аварийности вводов 220 – 750 кВ требует проведения уточняющих измерений по:

характеристикам электромагнитных импульсов от ЧР;
тангенсу диэлектрических потерь;
газохроматографическим показателям;
тепловизионного контроля.

6. По системе охлаждения: в связи с тем, что трансформатор работает в режиме покрытия пиковых нагрузок (значительную часть времени в режимах по нагрузке в два раза ниже номинала или на холостом ходу), эксплуатация возможна при проведении ежегодной чистки теплообменников системы охлаждения. При длительной работе на номинальном режиме предусматриваются меры по повышению надежности работы системы охлаждения. Мероприятия по повышению эффективности системы охлаждения утверждаются техническим руководителем организации.

7. По заземляющим устройствам: исполнение и окраска заземляющих устройств выполнены в соответствии с проектом.

Приложение 9
к Методическим указаниям по
диагностике
силовых трансформаторов и их вводов
на рабочем напряжении

Рекомендуемые процедуры диагностики трансформаторов при изменении их мощности, температуры масла

1. Процедура проведения измерений при варьировании мощности

Процедура и величины изменений мощности, временные характеристики и объем выполняемых измерений даны в таблицах 1 и 2. При этом, в зависимости от фактического технического состояния, число ступеней по режимам допускается изменить.

Таблица 1 – Процедура измерений при уменьшении мощности

Уровень мощности	Объемная локация	Термографический анализ	Анализ масла
Максимальная мощность (70-100%)	Измерения в соответствии с Приложением 3 с выделением зон дефектов.	Термография в соответствии с Приложением 5 поверхностей бака и вводов с фиксированным положением камеры	Анализ масла
Средняя мощность (40-60%)	Измерения в соответствии с Приложением 3. Определение характеристик дефектов и выделением зон их исчезновения с		Не проводится

	периодичностью 15 мин. до стабилизации измеряемых характеристик.		
Минимальная мощность (10-30%)	Измерения в соответствии с Приложением 3 Определение динамики измерений характеристик дефектов и выделением зон их исчезновения.		Не проводится
Режим холостого хода	Измерения в соответствии с Приложением 3 Определение характеристик дефектов и выделением зон их существования.	Термография в соответствии с Приложением 5 поверхностей бака и вводов с фиксированным положением камеры	Не проводится

Таблица 2 – Процедура измерений при увеличении мощности

Уровень мощности	Объемная локация	Термографический анализ	Анализ масла
Режим холостого хода	Измерения в соответствии с Приложением 3 с выделением зон дефектов начального характера.	Не проводится	Не проводится
Минимальная мощность (10-30%)	Измерения в соответствии с Приложением 3. Определение роста дефектов и выделением зон образования новых дефектов.	Не проводится	Не проводится
Средняя мощность (40-60%)	Измерения в соответствии с Приложением 3. Определение роста дефектов и выделением зон образования новых дефектов.	Не проводится	Не проводится
Максимальная мощность (70-100%)	Измерения в соответствии с Приложением 3. Фиксация характеристик дефектов и зон их существования в максимальной стадии развития.	Термография в соответствии с Приложением 5 поверхностей бака и вводов с фиксированным положением камеры	Не проводится

2. Процедура проведения измерений при варьировании температуры

Процедура изменений температуры трансформаторного масла в баке, временные характеристики и объем измерений даны в таблицах 3 и 4. Во всех случаях величины температур и временные характеристики не превышают требований руководства изготовителя по проведению измерений и указываются в "Технической программе".

Таблица 3 – Объемы измерений при уменьшении температуры

Уровень температуры	Объемная локация	Термографический анализ	Анализ масла
Максимальная температура	Измерения в соответствии с Приложением 3. Определение характеристик дефектов и зон их существования.	Термография в соответствии с Приложением 5 боковых поверхностей и вводов с фиксированным положением камеры	Отбор масла для анализа растворенной и связанной воды согласно 5) пункта 5 настоящих Методических указаний (Проба №2)
Уменьшение температуры до минимальной. Выдержка 6 часов до начала измерений			
Минимальная температура	Измерения в соответствии с Приложением 3. Определение изменения дефектов и выделением зон образования или исчезновения дефектов с периодичностью 15 мин. до стабилизации измеряемых характеристик.	Термография в соответствии с Приложением 5 боковых поверхностей и вводов с фиксированным положением камеры	Отбор масла для анализа растворенной и связанной воды согласно 5) пункта 5 настоящих Методических указаний (Проба №3)

Таблица 4 – Объемы измерений при увеличении температуры

Уровень температуры	Объемная локация	Термографический анализ	Анализ масла
Увеличение температуры до максимальной. Выдержка 6 часов до начала измерений			
Максимальная температура	Измерения в соответствии с Приложением 3. Определение роста дефектов и выделение зон образования новых дефектов с периодичностью 15 мин. до стабилизации измеряемых характеристик.	Проводится при стабилизации теплового режима трансформатора в соответствии с Приложением 5 с фиксированным положением камеры	Отбор масла для анализа растворенной и связанной воды согласно 5) пункта 5 настоящих Методических указаний (Проба №4)

Варьирование температуры трансформаторного масла осуществляется путем перекрытия части задвижек в системе охлаждения согласно раздела 3. Измерения

частичных разрядов и тепловизионный контроль проводятся на нескольких ступенях мощности нагрузки с учетом конструкции трансформаторов.

3. Схемы охлаждений силовых трансформаторов

Схема охлаждения блочных трансформаторов:

Тип ТНЦ-630000/220/24

изменение температуры масла трансформатора осуществляется посредством переключения задвижек на 4-х маслоохладителях (см. схему системы охлаждения, рисунок 1).

диапазон температуры масла – от +15 °С до +70 °С.

изменения охлаждения масла осуществляются путем вывода из работы маслоохладителей (одного, двух, трех или всех).

особенность вывода охладителя: проток масла через охладитель остается, перекрывается задвижка по воде на выходе из охладителя.

На трансформаторе устанавливаются 3 электрических термометра, чувствительные элементы которых находятся в верхней части бака (самой горячей точке).

Первый – термометр сигнала на блочный щит при превышении $t = 60\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Второй – термометр для автоматики отключения пускового насоса, включение рабочих насосов $t = 15\text{ }^{\circ}\text{C} - 10\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Третий – термометр для отключения блочных трансформаторов с выдержкой времени по превышению $t = 70\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Схема охлаждения блочных трансформаторов ТЦ-630000/500/24 точно такая же, но ограничение по температуре масла от +15 °С до +65 °С, схема охлаждения прилагается.

Схема охлаждения резервных трансформаторов:

Тип ТРДЦН-63000/220/6

Изменение температуры масла происходит путем отключения вентиляторов на радиаторах.

На трансформаторе устанавливаются 2 электрических термометра, чувствительные элементы которых находятся в верхней части бака (самой горячей точке).

Первый термометр – сигнал на центральный щит при превышении $t = 75^{\circ}\text{C}$.

Второй термометр – автоматическое включение резервной группы вентиляторов – $t = 55\text{ }^{\circ}\text{C} - 50\text{ }^{\circ}\text{C}$.

4. Анализируемые характеристики и оценка технического состояния

При проведении анализа рассматриваются наиболее вероятные механизмы активизации дефектов, определяется степень их опасности, на основе локации определяется элемент трансформатора с дефектом, включая:

1) разряды в изоляции – дефекты и связанные с ними электроразрядные явления ЧР во вводах, в изоляции активной части трансформаторов;

2) разряды между металлическими частями – дефекты в элементах крепления магнитной системы, изоляционные элементы магнитных шунтов, дистанцирующие

Таблица 5 – Измеряемые характеристики и эффективность обнаружения дефектов с изменением мощности трансформатора

Виды измерений	Виды дефектов						
	ЧР в обмотке и на барьерах	Частичные разряды во вводе и повышенные диэлектрические потери	Разряды в креплениях активной части (шпильки, домкраты, балки)	Искрения в шунтах, в пакете и креплениях магнитопровода	Искрения в контактах РПН	Определение состояния магнитной системы, ее потерь	Определение теплового дефекта (контуры, магнитные шунты, контакты)
Метод "объемной локации" (пункт 7, Приложение 3)	Возможна локация дефекта	Надежная локация дефекта	Возможна локация дефекта	Надежная локация дефекта		Не определяется	
Метод "термографических информационных функций" (пункт 6, Приложение 5)	Не определяется	Возможно обнаружение дефекта	Не определяется			Возможна локация дефекта	Надежная локация дефекта
Метод анализа трансформаторного масла с определением растворенных газов без контроля влагосодержания	Не определяется	Определяет наличие дефекта					

Таблица 6 – Измеряемые характеристики и эффективность обнаружения дефектов с изменением температуры

Виды измерений	Виды дефектов							
	ЧР в обмотке и на барьерах	Частичные разряды во вводе и повышенные диэлектрические потери	Разряды в креплениях активной части (шпильки, домкраты, балки)	Искрения в шунтах, в пакете и креплениях магнитопровода	Искрения в контактах РПН	Определение состояния магнитной системы, ее потерь	Определение теплового дефекта (контуры, магнитные шунты, контакты)	Увлажнение изоляции трансформатора
Метод "объемной"	Изменения температуры влияют							

Методические указания по диагностике шунтирующих реакторов и их вводов на рабочем напряжении

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по диагностике шунтирующих реакторов и их вводов на рабочем напряжении (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) амплитуда импульса от частичного разряда Q – максимальное значение амплитуды импульса в Вольтах, используется при измерениях на рабочем напряжении, когда нет возможности проведения градуировки;

2) нижняя и верхняя частоты полосы пропускания f_1 и f_2 измерительной схемы – частоты, при которых частотная характеристика изменяется не более чем на 3 дБ от ее значения в горизонтальной части;

3) заряд частичного разряда $Q_{\text{ЧР}}$ – заряд, переносимый по каналу разряда при каждом частичном разряде в диэлектрике;

4) кажущийся заряд Q частичного разряда – абсолютное значение заряда, при мгновенном введении которого между электродами испытуемого объекта, напряжение между его электродами кратковременно изменится на такое же значение, на какое изменилось бы при частичном разряде;

5) напряжение возникновения частичных разрядов – наименьшее значение напряжения, при котором интенсивность частичных разрядов становится равной или превышает нормированную интенсивность при повышении напряжения на объекте испытаний;

6) напряжение погасания частичных разрядов – наименьшее значение напряжения, при котором интенсивность частичных разрядов становится равной или меньше нормированной интенсивности при снижении напряжения на объекте испытаний;

7) помехи – электромагнитные процессы, воздействующие на измерительную схему, вносящие искажения в показания измерительного устройства и ограничивающие его чувствительность;

8) средний ток частичных разрядов – сумма абсолютных значений кажущихся зарядов q_i частичных разрядов, взятых за определенный временной интервал T , деленная на этот временной интервал (Кл/с);

9) частичный разряд–электрический разряд, который шунтирует лишь часть изоляции между электродами, находящимися под разными потенциалами.

10) частота следования частичных разрядов n –среднее количество частичных разрядов за 1 секунду, в настоящих Методических указаниях принято число импульсов в один период промышленной частоты.

Глава 2. Область применения

3. Настоящие Методические указания рекомендованы для организаций, эксплуатирующих шунтирующие реакторы и их вводы.

4. Рекомендации охватывают основные организационные и технические мероприятия по эксплуатации, обслуживанию и ремонту шунтирующих реакторов.

5. Настоящие Методические указания:

1) описывают процедуры и объем проведения контрольно-измерительных и диагностических операций по выявлению на ранней стадии развивающихся дефектов в изоляции активной части шунтирующих реакторов и их вводов;

2) определение сроков и объемов проведения ремонтов.

В рекомендациях приводятся различные методы выявления дефектов на стадии возникновения, скорости их развития до выхода оборудования в предельное состояние.

6. Для испытаний реакторов используются средства измерения, допущенные к применению в Республики Казахстан и производится поверенными электроизмерительными средствами.

Программное обеспечение для используемых измерительных средств обеспечивает проведение анализа и обработку полученных результатов, формирование отчетов.

7. Для проведения термографических измерений используются тепловизоры инфракрасного длинноволнового диапазона 8-12 микрометр (далее – мкм), с чувствительностью 0,06-0,1С, временной стабильностью не ниже 0,1С/час, с угловым разрешением не менее 1,5 мегарадиан (далее – мрад).

Программное обеспечение термографа обеспечивает возможность коррекции излучательной способности объекта, получение значения температуры в точке, линии сканирования, максимальных, средних минимальных значений температур в выделенной области, построение гистограмм, вывод термограмм во внешние программные приложения (Excel, Mathcad).

8. Требования к системе измерений частичных разрядов:

1) чувствительность системы измерений не ниже 10 мегавольт (далее мВ);

2) диапазон измерений амплитуды импульса 10-10⁵ мВ.

9. Состав газов в масле производится аппаратурой, обеспечивающей предел обнаружения. Методические рекомендации по диагностике электрических аппаратов, распределительных устройств электростанций и подстанций:

для водорода	0,0005% об;
для метана, этилена, этана	0,0001% об;
для ацетилена	0,00005% об;
для оксида и диоксида углерода	0,002% об;
для воды	0,05% об;
общее газосодержание	0,01% об.

10. Требования к условиям проведения измерений (состояние окружающей среды):

1) проведение тепловизионных измерений выполняется в сухую безветренную погоду при температуре окружающей среды выше 5С в ночное время;

2) измерения частичных разрядов допускается проводить в сухую погоду при температуре не ниже – 10С;

3) допустимая температура окружающей среды для проведения различных видов измерений связана с предельной температурой изоляции, для измерений или сопутствующих им процедур:

отбор масла, производится при температуре изоляции $t \geq 5\text{С}$. (допускается отбор проб при более низких температурах);

для сопоставления различных результатов измерений обеспечивается, чтобы температура изоляции при этих измерениях отличалась не более, чем на 5 С. При больших отличиях эти данные приводятся (пересчитываются) к единой базе при нормальных условиях (20С, 760 мм.рт.ст.). Пересчет выполняется по формулам представленным в руководствах по эксплуатации изготовителей и стандартах на конкретные виды оборудования;

4) влажность атмосферы при проведении измерений и испытаний внешней изоляции не приводит к выпадению росы или инея на поверхности. Во время дождя испытания проводить не рекомендуется;

5) для повышения чувствительности и лучшего распознавания характера дефекта, измерения проводятся при близких к номинальным токовым нагрузкам и в режиме холостого хода.

11. К производству работ по оценке технического состояния допускается аттестованный персонал.

12. Программы обследований конкретных объектов, объем испытаний, набор контролируемых характеристик, разрабатывается в соответствии с настоящими Методическими указаниями, утверждаются техническим руководителем станции.

Глава 3.Обеспечение безопасности

13. Безопасность при производстве работ обеспечивается, согласно Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066).

14. Испытания и измерения характеристик реакторов проводятся с учетом особенностей технологии диагностики. Измерения на рабочем напряжении проводятся бригадой не менее 2-х человек по распоряжению.

Глава 4. Методы диагностики

15. Методы, средства и способы обработки результатов приведены в приложении 1 к настоящим Методическим указаниям.

При выполнении Методических указаний применяются:

- 1) методы, средства и способы обработки результатов;
- 2) средства измерений характеристик разрядной активности;
- 3) тепловизионный контроль при вариации мощности;
- 4) контроль параметров трансформаторного масла;
- 5) вибродиагностика.

16. Процедура определения технического состояния указана в приложении 1 настоящим Методическим указаниям, в зависимости от вида диагностики, для зафиксированных характеристик обнаруженного дефекта даны критерии, на основании которых проводится оценка технического состояния по пятиуровневой шкале, согласно таблице 11 приложения 2 к настоящим Методическим указаниям.

17. Принятие заключения о техническом состоянии осуществляется при определении технического состояния с учетом нескольких видов диагностики итоговая квалификация проводится по худшей оценки.

18. Объемы мероприятий по условиям эксплуатации и корректирующим мероприятиям, согласно таблице 11 приложения 2 к настоящим Методическим указаниям.

Глава 5. Виды обследований и объемы работ при их проведении

19. Контрольное обследование проводится при рабочем напряжении и включает контроль разрядной активности по баку, вводам и узлу регулировки под нагрузкой, анализ эксплуатационной документации. Измерения характеристик частичного разряда (далее – ЧР) проводятся в соответствии с приложением 1 к настоящим Методическим указаниям.

20. Анализ результатов обследований и оценка технического состояния это принятие решения о техническом состоянии по результатам контроля разрядной

активности производится по анализу распределений $n(Q)$, полученных при измерениях, путем их сопоставления с критериальными кривыми, согласно приложения 1 к настоящим Методическим указаниям. При этом техническое состояние может оцениваться как "Норма", "Норма с отклонениями", "Норма со значительными отклонениями".

21. Рекомендации по результатам обследований:

- 1) эксплуатация без увеличения объема обследований. При оценке "Норма" дальнейшая эксплуатация выполняется в соответствии с технической документацией;
- 2) выполнение повторных измерений. Если при выполнении обследования получена "Норма с отклонениями", то выполняются повторные измерения;
- 3) эксплуатация с увеличенным объемом обследований. Если техническое состояние оборудования соответствует "Норме со значительными отклонениями" для данного оборудования проводится расширенное обследование.

22. По результатам контрольного обследования составляется протокол с фактическими данными и Акт, в которых отражается техническое состояние шунтирующего реактора (далее – ШР), его узлов, рекомендации по режиму дальнейшей эксплуатации и рекомендуемый срок эксплуатации до ремонта.

23. Расширенное обследование проводится при рабочем напряжении и включает большее число измеряемых характеристик, чем контрольное обследование, предусматривает полный анализ эксплуатационной документации и результатов профилактических, заводских, пусконаладочных испытаний по ШР, имеющему зафиксированные дефекты, определенные при контрольном обследовании. Результаты расширенного обследования используются для определения необходимости и сроков проведения ремонта и определения сроков надежной эксплуатации. Расширенное обследование проводится в соответствии с графиком (текущее) или внеочередное.

24. На оборудовании, рекомендованном к расширенному обследованию, проводятся измерения характеристик разрядных явлений ШР, включая:

- 1) определение распределений $n(Q)$, для подтверждения факта повышенной активности, проводится в соответствии с приложением 1 к настоящим Методическим указаниям;
- 2) проведение объемной локализации для определения зоны с повышенной разрядной активностью, согласно приложению 1 к настоящим Методическим указаниям;
- 3) определение формы разрядного явления (частичный разряд в изоляции, искрение между витками, дуговые процессы).

Для получения данных по диапазону изменений характеристик разрядных явлений указанные выше, измерения могут выполняться при вариации мощности ШР и температуры масла. При наличии искрений в пакете активной стали с учетом сроков эксплуатации, возможно проведение вибродиагностики, согласно приложению 1 к настоящим Методическим указаниям.

25. Тепловизионный контроль осуществляется на оборудовании, рекомендованном к расширенному обследованию и проводится с анализом термографических функций. Для уточнения характера тепловых процессов проводится вариация мощности ШР. Проводится контроль узлов системы маслоохлаждения, перегревов маслонасосов.

26. Контроль параметров трансформаторного масла проводится, согласно приложению 1 настоящим Методическим указаниям и соответствует IEC 60599 Edition 2 Mineral Oil-Impregnated Electrical Equipment in Service Interpretation of Dissolved and Free Gas Analysis. 1999. (Международная электротехническая комиссия, "Минеральное масло, Электротехника в службе интерпретации растворенного и свободного газового анализа"). Для оценки влагосодержания в бумажной изоляции активной части проводится анализ влагосодержания масла при вариации температуры.

27. Вибрационный контроль проводится при наличии показаний (длительный срок эксплуатации без ремонта). Виброконтроль проводится для оценки возможного снижения усилий прессовки обмотки и магнитопровода по определению аномальных зон вибраций (проводится при максимальной нагрузке).

28. Анализ результатов обследований и оценка технического состояния.

Классификация технического состояния по результатам расширенного обследования проводится, согласно приложению 1 к настоящим Методическим указаниям:

- 1) принятие решения по результатам контроля разрядной активности;
- 2) принятие решения по результатам тепловизионного контроля;
- 3) принятие решения по результатам контроля масла;
- 4) принятие решения по виброконтролю;
- 5) принятие решений по анализу эксплуатации.

29. Рекомендации по результатам расширенного обследования:

1) эксплуатация без увеличения объема обследований выполняется без увеличения объема обследований в случаях, если по контролю разрядной активности, по тепловизионному контролю и анализу масла состояние классифицируется не ниже чем "норма с отклонениями". Периодичность обследований определяется графиком;

2) показания к проведению дополнительных измерений в рамках расширенного обследования. Если хотя бы по одному методу контроля зафиксирован дефект, классифицируемый как "норма со значительными отклонениями", выполняются дополнительные измерения;

3) показания к применению учащенного или непрерывного контроля разрядной активности дефектного узла. Учащенный или непрерывный контроль разрядной активности проводится для определения динамики роста дефекта, когда в активной части, на вводе или регуляторе под нагрузкой зафиксирована разрядная активность на

уровне "ухудшенного" состояния, по другим методам состояние классифицируется не ниже, чем "норма со значительными отклонениями", во всех случаях, когда оборудование не может быть выведено из работы;

4) в объем комплексного обследования входят результаты расширенного обследования, измерения на отключенном ШР. ШР планируется к выводу из работы для профилактических испытаний, если при выполнении дополнительных измерений в рамках расширенного обследования состояние узлов классифицировано как "ухудшенное", или, в случае непрерывного контроля разрядная активность превышает "установленный критерий".

30. По результатам обследований составляется протокол с фактическими данными и Акт, в котором указывается ШР с техническим состоянием "ухудшенное" и рекомендациями по его дальнейшей эксплуатации, сроков вывода ШР из эксплуатации для выполнения измерений на отключенном ШР.

31. Определение срока службы ШР осуществляется на основе расширенных обследований. Сроки эксплуатации и объемы корректирующих мероприятий, согласно таблице 12 с учетом таблиц 10 и 11 приложения 2 к настоящим Методическим указаниям.

32. В объем комплексного обследования входит расширенное обследование при рабочем напряжении с учетом дополнительных измерений и результатов учащенного контроля, измерения на отключенном ШР. Комплексное обследование проводится для ШР, имеющих значительные или критические дефекты, определенные расширенными обследованиями, в случаях, когда требуется обоснование сроков и объемов проведения ремонта. Диагностика оборудования и анализ его технического состояния при комплексном обследовании проводится в полном объеме.

33. По результатам комплексных обследований составляется Заключение и Протокол с фактическими данными с указанием мероприятий по условиям дальнейшей эксплуатации или вывода в ремонт.

34. Обследование при проведении ремонта ШР выполняется по показаниям, если техническое состояние соответствует "норме со значительными отклонениями" по состоянию изоляции или "ухудшенному" по другим элементам. При этом проводятся предремонтные диагностические операции, измерения при проведении ремонта и послеремонтные мероприятия. По таблице 13 приложения к настоящим Методическим указаниям определяется назначаемый срок эксплуатации и условия ее обеспечения по результатам послеремонтной диагностики.

Определение сроков проведения работ оценки технического состояния и эксплуатационной надежности ШР, согласно таблицам 11 и 12 приложения 2 к настоящим Методическим указаниям.

Методы, средства и обработка результатов по измерениям характеристик частичных разрядов в изоляции шунтирующих реакторов и их вводов

1. Электроразрядная активность является индикатором числа и степени развитости дефекта в электрической изоляции. Техническое состояние изоляции оценивается на основе анализа всего потока импульсов при рабочем напряжении за 6-10 месяцев.

2. Разрядные явления количественно характеризуются величиной заряда Q единичных разрядов и частотой их следования n . Рекомендации предусматривают измерение частоты следования импульсов разрядов – n_i с амплитудами напряжений. В результате измерений формируется распределение числа импульсов разряда в единицу времени от величины заряда, т.е. $n(Q)$.

Количественные соотношения между измеренными амплитудами напряжения и зарядами разрядов устанавливаются с помощью градуировки:

$$Q_i = A_q \cdot U_{\max}, \quad (1)$$

где A_q – градуировочный коэффициент;

$U_{\max}$ – амплитудное значение напряжения импульса разряда.

3. Для оценки состояния изоляции рассчитывается средняя мощность частотного разряда, рассчитываемая по формуле:

$$P = \frac{U \cdot \sum_{i=1}^m n_i \cdot Q_i}{0,02} \text{ (Вт)}, \quad (2)$$

где U – значение фазного напряжения, при котором производились измерения параметров разрядов, В;

$Q(t)$ – величина каждого заряда от 1 до n , КлВ;

n_i – количество импульсов зарядов.

4. Измерения характеристик частотных разрядов на рабочем напряжении с применением переносных датчиков и измерительных приборов. Средства измерений характеристик разрядной активности приведены ниже.

5. Возможно использование программного обеспечения DIACS ООО "Диагностические комплексы и системы":

1) "DIACS Expert" – выполнена в системе "Windows". Программа выполняет расчет по требованиям к средствам измерения в пункте 9 настоящих Методических указаний, рассчитывая:

управление измерениями при использовании анализатора по заданной временной программе; расчет распределений $n(Q)$;
пересчет шкалы амплитуд в единицы заряда;
расчет мощности разрядов – P ;
сравнение результатов, построение зависимости изменений мощности разрядов от времени – $P(t)$;
подготовку протокола испытаний;
архивацию результатов.

2) "DIACS PD Book" – программное обеспечение используется для анализатора типа PDA-1B. Ручным вводом данных по Q и по n позволяет выполнять: расчет распределений $n(Q)$, пересчет шкалы амплитуд в единицы заряда, расчет мощности разрядов – P .

3) "DIACS Expert 2002" – выполнена в системе "Windows 95/ 98/ Me/NT/2000". Программа включает: расчет распределений $n(Q)$, расчет мощности разрядов – P , сравнение результатов, построение зависимости изменений мощности разрядов от времени – $P(t)$, подготовку протокола испытаний, архивацию результатов.

6. Градуировка выполняется на отключенном оборудовании с использованием градуировочного генератора и градуировочного конденсатора.

7. Практически достигаемые уровни чувствительности.

При измерениях в машинном зале – не ниже 20 пКл.

При измерениях на ОРУ напряжением до 220 кВ - не ниже 30 пКл.

Для ОРУ более 330 кВ – не ниже 100 пКл.

8. Формы разрядных явлений. Определение формы разрядного явления, обнаруженного при проведении измерений на рабочем напряжении, проводится по структуре импульса от разряда.

9. Принципиальная схема измерений представлена на рисунке 1.

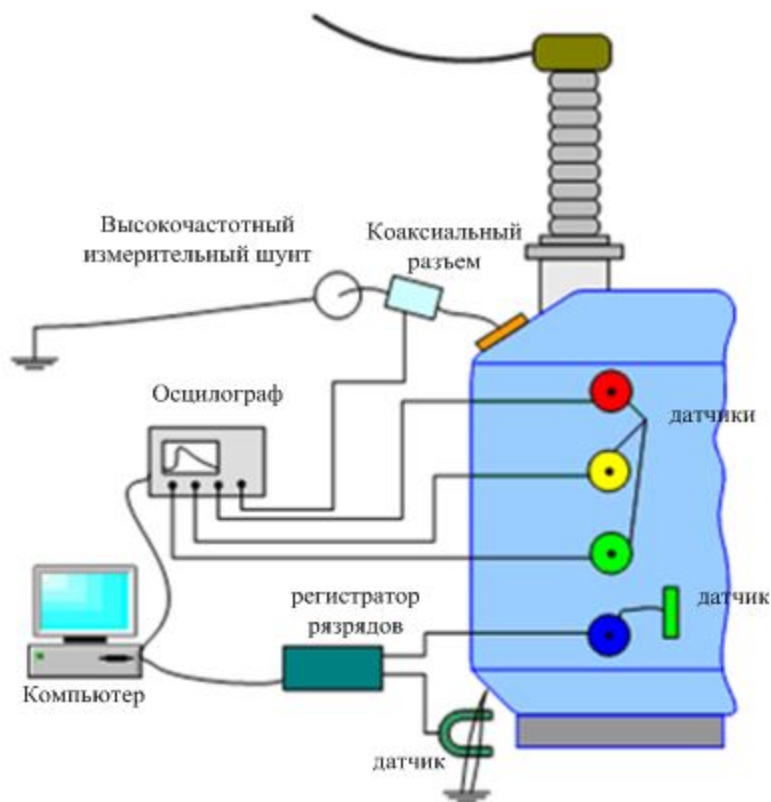


Рисунок 1 – Схема применения измерительного комплекса ДКЧР для контроля разрядной активности и их локации.

После установки датчиков производятся замеры:

- 1) распределения разрядной активности $n(Q)$ по контрольным точкам;
- 2) выполняется анализ осциллограмм по локации зон разрядов.

Расшифровка датчиков приведена в пункте 18 приложения 1 настоящих Методических указаний.

10. Анализ технического состояния по результатам измерений разрядной активности. В зависимости от характера $n(Q)$ реакторы разделяются на три группы (приведенные критериальные кривые на рисунке 2 приложения 1 настоящих Методических указаний являются достоверными для указанных типов оборудования. В зависимости от конструкции, изготовителя, режима эксплуатации кривая будет иметь отличия):

- 1) с состоянием изоляции, соответствующей "норме" – если $Q_{\max}$ менее принятого уровня помех и расположена в области, ограниченной сверху кривой №1;
- 2) с состоянием изоляции, соответствующей "норме с отклонениями" и "норме со значительными отклонениями" если Q расположена в области между кривыми №1 и №2;
- 3) с состоянием изоляции, соответствующем "ухудшенному" если Q расположено в области, лежащей выше кривой №2.

Анализ технического состояния по измерениям разрядной активности является предварительным методом. На основании измерений ЧР проводится полный объем мероприятий.

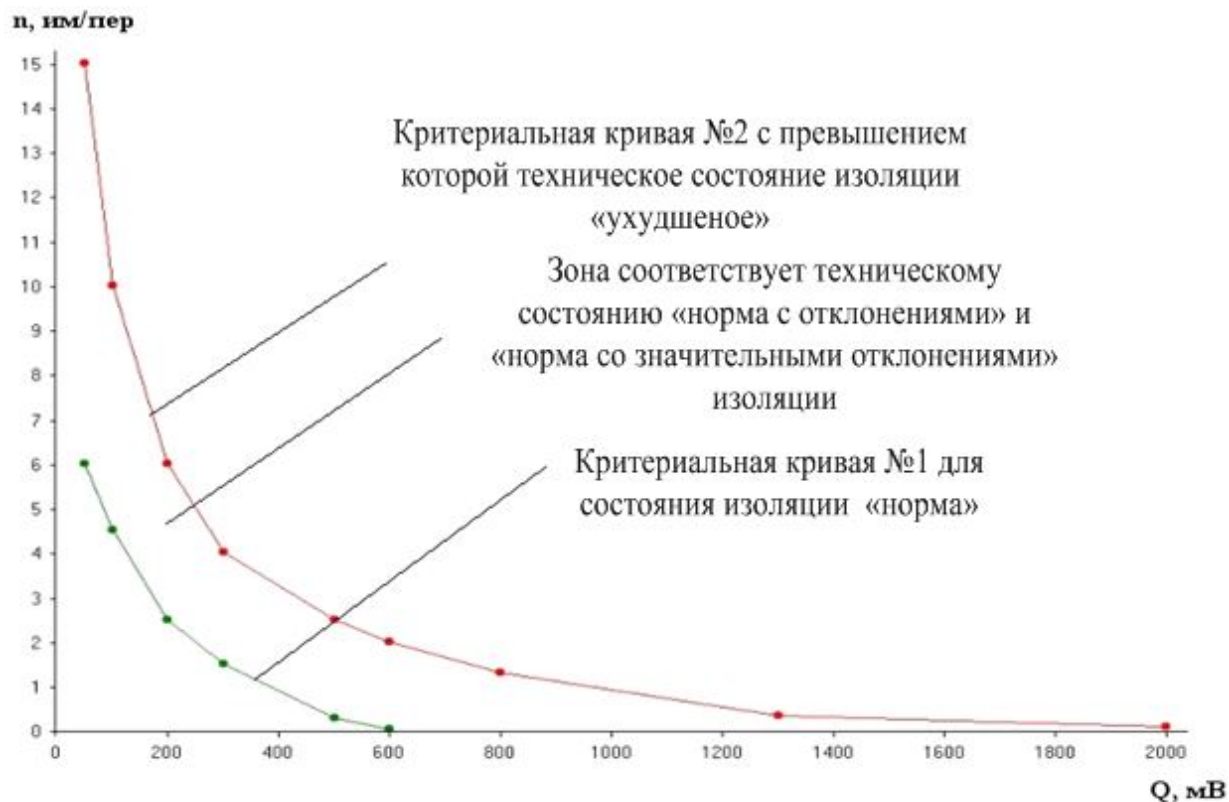


Рисунок 2 – Критерияльные кривые для реакторов

11. Проведение объемной локации.

Блок-схема измерений дана на рисунке 3 приложения к настоящим Методическим указаниям, где 1 – датчики ЧР типа ТМР-5, 2 – кабельная линия (кабель РК50), 3 – встроенный декодер, 4 – осциллограф, 5 – компьютер. Для получения адекватных измерений используются одинаковые частотные характеристики, а соединительные кабели имеют длину, выровненную с точностью до 1 нс позволяющую обеспечить точность поверхностной локации 0,2-0,3 м. Каждый измерительный канал (датчик ТМР-5) состоит из датчика и измерительного кабеля длиной не менее 10 м, размещенного на транспортной катушке, маркированной цветами 1-й канал "красный", 2-й канал – "желтый", 3-й канал "зеленый", 4-й канал - "синий".

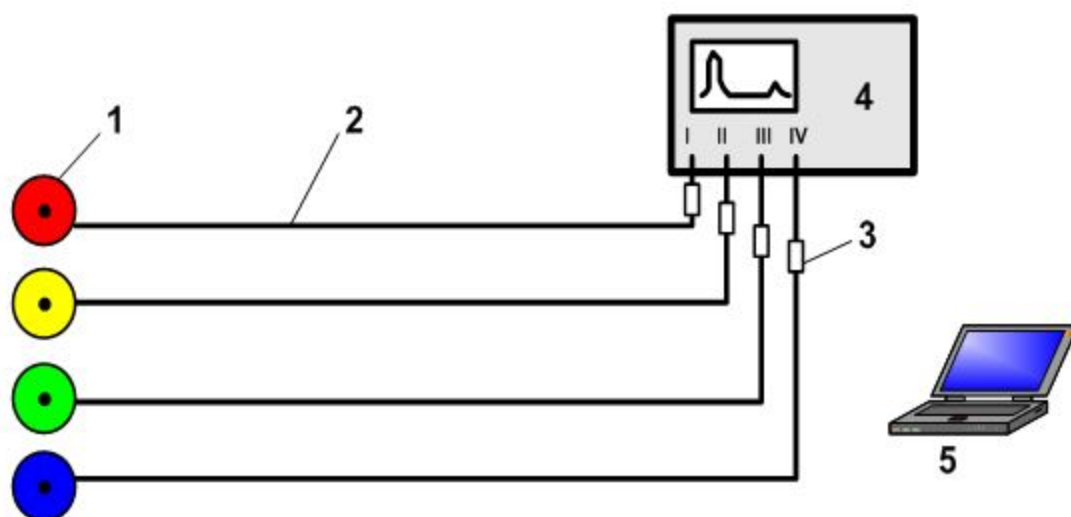


Рисунок 3 – Блок-схема

Прокладка кабелей с транспортных катушек к измерительным приборам осуществляется параллельно без образования "барашков". Кабель с катушек сматывается полностью.

Точки установки датчиков на ШР аналогичен как при измерениях параметров частичных разрядов.

Первоначально производится анализ потока импульсов электроразрядной активности с использованием "Анализатора частичных разрядов". После этого выполняется процедура осциллографирования сигналов ЧР.

12. Измеряемые характеристики и анализ результатов:

1) измерения распределений $n(Q)$, характеризующих поток импульсов, проводятся с каждого датчика, устанавливаемого в соответствующие точки бака ШР;

2) осциллограммы является наиболее информативной характеристикой показывающей разновидности сигналов. Осциллограммы, которые свидетельствуют о временных особенностях электроразрядного процесса;

3) установка датчиков на бак проводится с учетом анализа конструктивного исполнения изоляции ШР и учитывает расположение элементов, имеющих повышенную вероятность образования дефектов;

4) определение типа разрядного явления по структуре осциллограммных измерений выполненных на нескольких развертках, позволяют оценить как структуру всего сигнала, так и отдельных его составляющих.

Проводятся панорамирование сигналов ЧР на длинных развертках (0,5 – 1 мкс/дел), что позволяет оценить общий характер сигналов. Далее измерения производятся с повышенным временным разрешением до 10-100 нс/дел, это дает возможность определить структуру сигналов и провести их сопоставление с имеющимися данными. Для определения типа разрядного явления осциллограммы, полученные с разных точек

установки датчиков для определения типа дефекта, сопоставляются со стандартными или определяются экспертным путем.

13. Многообразие явлений и конструктивных вариантов исполнения реакторов не позволяет рассмотреть все возможные ситуации, возникающие на практике. Выделяются наиболее характерные области:

- 1) электроразрядные явления в изоляции ввода;
- 2) электроразрядные явления и искрение в месте крепления проводника ввода к обмотке;
- 3) электроразрядные явления в изоляции обмоток;
- 4) искрения в элементах крепления магнитопровода.

С учетом указанных обстоятельств контроль разрядной активности проводят по 12 зонам бака ШР (рисунок 4 приложения к настоящим Методическим указаниям) с размещением датчиков на реакторе при проведении объемной локации.

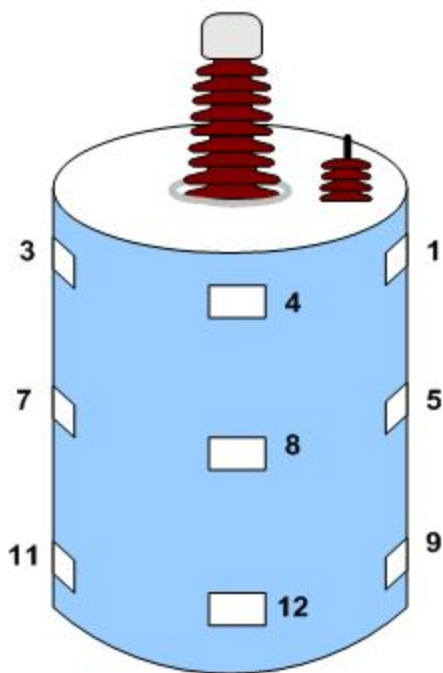


Рисунок 4 – Расположение точек съема электроразрядной активности с бака ШР. Точка 1 – около нулевого вывода в верхней части

14. Порядок проведения измерений на ШР:

1-й ("красный") датчик (I канал) размещается в области "0" вывода обмотки реактора;

2-й ("желтый") датчик (II канал) размещается в средней части бака (область соединения ввода), ориентированный в направлении прохождения шлейфа;

3-й ("зеленый") датчик (III канал) – размещается в области днища ШР со стороны шлейфа;

4-й ("синий") датчик (IV канал) размещается в зоне с предварительно установленной областью повышенной активности разрядов на поверхности бака реактора.

При наличии нескольких зон повышенной активности 4-й датчик устанавливается последовательно по отмеченным зонам.

15. Проведение амплитудно-временных измерений для групп однофазных реакторов. При использовании групп однофазных ШР, высоковольтные шлейфы проходят параллельно друг другу, являясь антеннами для распространения помех на соседние фазы ШР в соответствии с Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 246 "Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей".

Во избежание ошибок при определении дефектов проводятся амплитудно-временные измерения между баками реакторов. Датчики устанавливаются в одинаковые зоны на баках разных фаз (соответственно). Затем по амплитуде и времени прихода сигнала на вход осциллографа определяют фазу, в которой находится источник сигнала.

16. Признаки типичных дефектов:

1) дефекты в верхней части бака: сигналы, кроме одного, ослаблены, наличие задержки во времени относительно сигнала фиксируемого с датчика расположенного вблизи дефектного ввода;

2) зона на баке. В случае наличия электроразрядных явлений в активной части, датчик, регистрирующий опережающий сигнал, будет наиболее близко расположен к дефекту, место которого в последствии уточняется путем перемещением датчика в окрестности аномальной зоны бака;

3) дефектами в ШР могут быть ЧР в изоляции, искрения или дуговые явления.

По результатам анализа данных определяется форма разрядного явления и дефектные элементы. Учитывая величину амплитуды и интенсивность в таблице 1 приложения к настоящим Методическим указаниям делается заключение о техническом состоянии.

17. При оформлении протокола по результатам объемной локации вносятся следующие результаты измерений:

1) расположение датчиков;

2) схема измерений;

3) распределения $n(Q)$ для всех положений датчиков;

4) результаты осциллографирования таблицы по всем типам дефектов и типичные осциллограммы по всем дефектам.

18. Измерения характеристик разрядной активности могут использоваться следующие типы измерительных датчиков.

Для проведения измерений применяются датчики устанавливаемые на момент измерения согласно технологии используемой в комплексах "DIACS"):

1) при измерении тока ЧР с помощью высокочастотного трансформатора тока СТ-45 (ДНГК 410120.001) датчики устанавливаются на заземляемые токоведущие элементы;

2) при измерении магнитного поля от тока ЧР с помощью магнитного диполя (ДИКС 418121.004), датчик устанавливается вблизи токоведущих элементов на безопасном расстоянии;

3) при измерении характеристик ЧР через соединительный конденсатор с помощью измерительного комплекса (ДИКС 418121.005, ПВИ-24), конденсатор соединяется с токоведущим элементом обмотки;

4) при измерении разности потенциалов на заземленных токоведущих элементах с применением датчиков ТМР-2 (ДНГК 410113.001), ТМР-5 (ДНГК 410114.001) – на магнитном креплении;

5) при измерении напряжения от ЧР при использовании конструктивных емкостей (ДИКС 419121.003, SWG-3) применяются датчики на магнитном креплении.

Также применяются датчики встроенные в конструкцию ШР.

19. Типы измерительных устройств:

1) измерительные приборы: компьютеризированный цифровой осциллограф для регистрации одиночных импульсов ЧР и объемной локации, компьютеризированный РДРА (ДИКС 411168.001) или аналоговый ИРЗ-3 (ДНГК 422142.004) используется для анализа импульсов, дающих распределение числа импульсов в единицу времени от величины амплитуды импульса ЧР $n(Q)$;

2) пороговые индикаторы (ДНГК.713701.002) используются при продолжительных измерениях разрядной активности в данном элементе электрооборудования их особенностью является то, что в одном блоке объединены измерительные датчики и устройства;

3) программное обеспечение "DIACS Expert", производит обработку функций $n(Q)$, и выполняет расчет: управления измерениями при использовании анализатора по заданной временной программе, расчет распределений $n(Q)$, пересчет шкалы амплитуд в единицы заряда, расчет мощности ЧР – P , сравнение результатов, построение зависимости изменений мощности разрядов ЧР от времени – $P(t)$, подготовку протокола испытаний;

4) "DIACS PD Book" – в оболочке "Windows". Ручным вводом данных по Q и по n позволяет выполнять: расчет распределений $n(Q)$, пересчет шкалы амплитуд в единицы заряда, расчет мощности ЧР – P .

20. Системы и комплексы для контроля разрядных явлений:

1) комплексы для периодического контроля;

2) система периодического диагностического мониторинга;

3) система постоянного диагностического мониторинга.

21. В комплексах для периодической диагностики электрооборудования применяются: устанавливаемые на момент измерений датчики, переносные средства измерений.

Практическое применение комплексов для периодической диагностики приведено в таблицах 2 и 3 в приложении 1 к настоящим Методическим указаниям: переносной диагностический компьютеризированный комплекс типа ДКЧР-2 (таблица 2 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям), переносной аналоговый комплекс "КАД" (таблица 3 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям).

Таблица 1 – Определение технического состояние изоляции реакторов по результатам контроля разрядных явлений

Классификация в соответствии с "Объемом и нормами..."	Классификация технического состояния	Степень развития дефекта	Величины максимальных амплитуд частичных разрядов, Кл			Величины амплитуд искровых или дуговых явлений, В	
			В обмотках и между катушками	Главная изоляция, барьеры	Вводы	Разряды в креплениях активной части	Разряды в пакете и магнитных шунтах
Неисправное состояние	ПРЕДАВАРИЙНОЕ	Предельное состояние	более 5 нКл	более 100 нКл	более 10 нКл		
	УХУДШЕННОЕ	Критический дефект	до 2,5 нКл	5-25 нКл	0,5-2,5 нКл	искровые явления более 10 В	дуговые явления
	НОРМА с о значительными отклонениями	Значительный дефект	до 500 пКл	1-5 нКл	до 500 пКл	искровые явления до 2 В	
Исправное состояние	НОРМА с отклонениями	Малозначительный дефект	до 100 пКл	до 1000 пКл	до 100 пКл	искровые явления до 0,5 В	
	НОРМА	Отсутствие явных дефектов		до 100 пКл		отсутствие разрядных явлений	

Таблица 2 – Спецификация на переносные компьютеризированные комплексы типа ДКЧР-2

Состав	Чертеж	Назначение
1. Измерительные приборы:		Измерение электроразрядной активности в высоковольтной изоляции:
1.1 Осциллограф цифровой типа TektronixTDS-2014, 4-кан, 100 МГц в комплекте		Осциллографирование сигналов от частичных разрядов (форма импульсов)
	ДИКС	Цифровая автоматическая регистрация характеристик потока

1.2 Анализатор потока импульсов от ЧР типа PDPA-1	422149.001	импульсов от частичных разрядов в изоляции.
1.3 Индикатор растекания заряда типа ИРЗ-3	ДНГК 422142.002	Измерение характеристик потока импульсов от частичных разрядов в изоляции.
1.4 Регистратор импульсов ЧР пороговый типа РИП-1	ДНГК 713701.001	Длительное измерение разрядной активности.
2. Измерительные датчики:		Снятие сигналов ЧР в изоляции ШР, находящегося в эксплуатации.
2.1 Датчик ЧР типа TMP-1	ДИКС 434754.001	Локация максимумов ЧР-активности по корпусу ШР.
2.2 Датчик ЧР типа TMP-2	ДНГК 410113.002	Локация максимумов ЧР-активности по корпусу ШР.
2.3 Датчик ЧР типа RC-1	ДИКС 434754.006	Измерение серии зарядов на каждом выводе фазы на корпусе ШР
2.4 Датчик ЧР типа RC-2	ДНГК 410114.001	Датчик для подключения к высокочастотному измерительному шунту с емкостным съемом сигнала
2.5 Датчик ЧР типа СТ-45	ДНГК 410120.001	Измерение импульса тока от ЧР проводника для заземления корпуса реактора.
2.6 Блок сопряжения осциллографа и датчиков типа БС-2	ДНГК 410116.001	Устройство выделения рабочей полосы частоты для фиксации измерительными системами.
2.7 Катушки с кабелем типа РК-75, 10 м		Обеспечение передачи аналогового сигнала от датчиков к измерительной аппаратуре.
3. Комплектующие		
3.1 Чемодан защитный типа Pelican™		Безопасное хранение и транспортировка - измерительной аппаратуры; - датчиков и приспособлений.
3.2 Высокочастотный шунт типа ВИШ-1	ДНГК 410115.001	- для датчика RC-1
3.3 Высокочастотный шунт типа ВИШ-2	ДНГК 410115.002	- для датчика RC-2 на катушке с кабелем длиной 10 м
3.4 Клещи специальные		Обеспечение замеров протекающих импульсных токов от ЧР
3.5 Кабель интерфейсный, тип RS-232		Обеспечение передачи данных в компьютер.
3.6 Разъемы коаксиальные типа СР-50		Соединение коаксиальных кабелей
4. Оргтехника и программное обеспечение		

4.1 Компьютер переносной типа Notebook с установленной программой ОС WindowsXP	Обработка результатов измерений, подготовка протоколов измерений , хранение результатов измерений.
4.2 Принтер цветной струйный типа HP	Распечатка данных измерений и итоговых протоколов

Таблица 3 – Спецификация переносного комплекса типа КАД

Состав	Чертеж	Назначение
А. Измерительные приборы:		Измерение электроразрядной активности от частичных разрядов в высоковольтной изоляции, а также временных параметров импульсов.
1. Индикатор растекания заряда типа ИРЗ-3	ДНГК 422142.002	Измерение характеристик потока импульсов от частичных разрядов в изоляции.
2. Регистратор импульсов ЧР пороговый типа РИП-1	ДНГК 713701.001	Длительное измерение разрядной активности.
3. Осциллограф цифровой типа TektronixTDS-2014, 4-кан, 100 МГц в комплекте		Осциллографирование сигналов от частичных разрядов (форма импульсов).
Б. Измерительные средства:		Съем сигналов от ЧР в изоляции электрооборудования, находящегося в эксплуатации.
1. Датчик ЧР типа TMP-5	ДНГК 410113.001	Измерение ЧР-активности по корпусу реакторов.
2. Датчик ЧР типа TMP-2м	ДНГК 410113.002	Локация максимумов ЧР-активности по корпусу реакторов.
3. Датчик ЧР типа СТ-45	ДНГК 410120.001	Измерение импульса тока от ЧР с поводка заземления корпусов реакторов.
4. Катушки с кабелем типа RG-174 , 10 м		Обеспечение передачи аналогового сигнала от датчиков на измерительную аппаратуру
В. Приспособления		
1. Чемодан защитный типа Pelican™		Безопасное хранение и транспортировка. - Для измерительной аппаратуры - Для датчиков и приспособлений.
Г. Оргтехника и программное обеспечение		
1. ПО "DIACS-Expert" на жестком носителе		Программа для обработки измерений электроразрядной активности в изоляции.
Д. Документация		
1. Паспорт "КАД"		
2. Паспорт "ИРЗ-3"		
3. Паспорт "РИП-1"		

22. Система периодического диагностического мониторинга для непродолжительных измерений используется переносная система мониторинга, устанавливаемая на ШР без его отключения или изменения режима работы. В данной системе датчики на магнитной основе ставятся на ШР, измерительная аппаратура размещается в отдельном прилегающем помещении (боксе). Измерения данной системой проводится в течение 6 месяцев. После измерений система демонтируется и может быть перенесена на следующий ШР.

23. Система постоянного диагностического мониторинга применяется для контроля технического состояния ШР. Измерительная аппаратура систем непрерывного мониторинга размещается в отдельном прилегающем помещении (боксах), в зависимости от конструкции изготовителя.

24. Диагностическая аппаратура аттестованная и допущенная к применению в Республике Казахстан определяется по пункту 8 настоящих Методических указаний.

25. Методы, средства и обработка результатов тепловизионного контроля шунтирующих реакторов и их вводов измерения выполняются на рабочем напряжении в условиях эксплуатации. Тепловизионный контроль ШР проводится ежегодно, при решении вопроса о выводе в капитальный ремонт, при неудовлетворительных результатах хроматографического анализа масла и профилактических испытаний (соответствуют документу, указанному в подпункте 1 пункта 4 настоящих Методических указаний).

При проведении тепловизионного контроля вводов руководствоваться следующим, чтобы:

- 1) нагрев контактных соединений вводов не превышал 90°C , при рабочей температуре 50°C ;
- 2) ввода не имели локальных нагревов;
- 3) ввода не имели резких перепадов температуры по высоте.

26. При тепловизионном контроле применяются тепловизоры с разрешающей способностью не ниже $0,1\text{C}$, предпочтительно со спектральным диапазоном 8-12 нм (область относительной спектральной прозрачности атмосферы).

27. Оценка теплового состояния ШР и токоведущих частей проводится путем сравнения измеренных значений температуры в пределах фазы, между фазами, с заведомо исправными участками, в зависимости от условий работы, конструкции ШР и осуществляется: по нормированным температурам нагрева (превышениям температуры), по избыточной температуре, по коэффициенту дефектности, по динамике изменения температуры во времени.

Значительный объем практических измерений выполненный на ШР при различных погодных условиях показывает, что для выявления дефектных ШР требуется соблюдение ряда условий. Последнее связано с чрезвычайно низким уровнем тепловыделений в изоляции и низким температурным контрастом обусловленным

предельной чувствительностью тепловизоров, их временной нестабильностью, влиянием оптических свойств поверхности и воздействием окружающей среды.

28. При обследовании выполняются требования и соответствуют документу, указанному в подпункте 9 пункта 4 настоящих Методических указаний:

1) тепловизор настраивают относительно нормали к поверхности измерения: для металлических поверхностей – в пределах 0-40, для окрашенных поверхностей и диэлектриков – в пределах 0-60;

2) измерения проводятся в сухую безветренную погоду при положительных температурах, желательно в наиболее жаркий период при температуре окружающего воздуха 20-25 С°;

3) в предшествующие измерениям сутки не было осадков, день выбирается солнечным;

4) анализ термограмм и термографических информационных функций проводится по тождественным областям поверхности бака и фарфоровой покрышки;

5) если элементы конструкций баков окрашены, учитывается коэффициент излучающей способности покрытия.

Сноска. Пункт 28 - в редакции приказа Министерства энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

29. Тепловизионный контроль контактных соединений. Оценка состояния контактных соединений производится путем сравнения температуры однотипных контактов, находящихся в одинаковых условиях по нагрузке и охлаждению, сравнением температуры контактного соединения и сплошных участков проводников:

1) при контроле контактных соединений тепловизор располагается возможно ближе, расстояние 30÷40 м является предельным для такого рода измерений, или используются объективы с углом обзора 7°;

2) измерения не рекомендуется проводить во время дождя, при скорости ветра более 4 м/сек. При больших скоростях ветра вносятся поправки;

3) измеренные значения температуры корректируются с учетом нагрузки, излучательной способности поверхности ШР и атмосферных условий;

4) выявление дефектов контактных соединений проводится при нагрузках, близких к номинальному значению. При $I_{\text{нагр}} < 0,5 I_{\text{ном}}$ измерения проводить не рекомендуется;

5) рекомендуемая периодичность проведения измерений – один раз в год, после проведения ремонта, ревизии контактных соединений;

6) характеристикой контакта, определяющей его техническое состояние, является превышение температуры

Δ

T .

При отбраковке контактных соединений рекомендуется использовать критерии отбраковки, приведенные в таблице 4 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

Таблица 4 – Температурные критерии оценки технического состояния контактных соединений

Техническое состояние	Критерии оценки состояния	Предельный срок устранения дефекта контактного соединения
Норма	T менее 5 С	
Норма с отклонениями	T в пределах 5 С – 35 С	Во время ППР
Норма со значительными отклонениями	T в пределах 35 С – 85 С	В течение 6 месяцев

30. Метод анализа термографических функций. Первичной информацией являются термограммы контроля ШР полученные с боковых поверхностей с помощью тепловизоров, имеющих выход исходной информации в цифровом виде.

Метод анализа термографических функций проводится в следующем порядке:

1) основные положения. Метод анализа термографических функций позволяет при рабочем напряжении выявлять скрытые дефекты следующих видов:

появление магнитных полей рассеяния за счет нарушения изоляции отдельных элементов магнитопровода, возникновение контуров тока по баку (ярмовые балки, дистанцирующие домкраты, консоли, шпильки и др.);

нарушения в работе охлаждающих систем (маслонасосы, фильтры, двигатели вентиляторов, теплообменники);

изменения в циркуляции масла в баке (образование застойных областей) в результате конструктивных недоработок, появления шлама, разбухания или смещения изоляции обмоток;

нагревы внутренних контактных соединений обмоток с выводами;

витковые замыкания встроенных трансформаторов тока;

повышенные диэлектрические потери в изоляции вводов, разгерметизацию высоковольтных вводов.

Первичной информацией являются термограммы контроля ШР, полученные с боковых поверхностей, с крышки бака, термограммы вводов, маслонасосов, маслоохладителей, адсорбционных фильтров;

2) обработка термограмм. Распределение температур по поверхности ШР $T_{(x,y)}$ дает информацию:

о наличии распределенных источников тепловыделения в активной части;

об эффективности системы охлаждения;

о наличии локальных температурных аномалий, обусловленных скрытым дефектом термического характера.

При анализе термограмм учитываются статистические свойства излучаемой поверхности, особенности конструкции, учет конструктивных элементов частично экранирующих элемент контроля и т.д. Функция $T_{(x,y)}$ содержит информацию обо всех указанных выше явлениях;

3) анализ графиков термографических функций. Термографические функции формируют путем статистической обработки и усреднения кривых на элементах находящихся в норме. При недостатке статистических данных за эталонную функцию принимается функция элемента с минимальным тепловыделением из нескольких (не менее двух) элементов в тождественных условиях (в случае нескольких однофазных ШР) за эталонную функцию допускается принять значение с минимальным значением интеграла тепловых отклонений;

4) анализ тепловых явлений при вариации мощности. Признаком нормального состояния является линейная зависимость уровня тепловых потерь определенной по функциям в зависимости от нагрузки ШР. Нелинейный рост повышения тепловыделений, в зависимости от нагрузки ШР является признаком существования дефекта;

5) анализ эффективности работы системы охлаждения. Для определения технического состояния радиаторов или теплообменников системы охлаждения проводятся исследования при постоянной мощности ШР: эталонной является кривая функции при работе всей системы охлаждения, измерения проводятся на работающем ШР.

31. Термографический контроль проводится ежегодно.

32. Контроль характеристик трансформаторного масла ШР.

Газово-хроматографический анализ, как метод контроля состояния изоляции, дополняющий результаты измерений $R_{из}$, tg , ЧР, термограмм, физико-химических и электрических характеристик масла по документу, указанному в подпункте 7 пункта 4 настоящих Методических указаний. При этом, если обнаружено ухудшение одного из основных электрических, термографических и физико-химических параметров, а динамика изменения концентраций основных диагностических газов положительная, состояние изоляции оценивается как "Ухудшенное".

33. Анализы проб масла из баков реакторов проводятся по установленным правилам, принятым на предприятии.

Наиболее достоверные оценки дает диагностика путем сравнительной оценки значений контролируемых параметров реакторов с отклоняющимися значениями параметров.

34. Для реакторов с отклоняющимися значениями параметров оценка степени опасности и принятия рекомендаций по дальнейшей эксплуатации (повторный контроль через определенный период или выполнение ревизии) проводится на

основании сравнительных оценок, учитывающих как абсолютные значения, так и скорости нарастания растворенных в масле газов.

35. Хроматографический анализ растворенных газов в масле выполняется в соответствии с принятыми правилами (устройство для отбора проб масла в реакторе идентично устройству силовых трансформаторов) при этом:

- 1) определяется концентрация газов;
- 2) устанавливается появление газов в масле в соответствии с пунктом 11 настоящих Методических указаний.

36. Газы, наиболее характерные для определенного вида дефектов.

Дефекты электрического характера: водород - частичные разряды, искровые и дуговые разряды, ацетилен-электрическая дуга, искрение.

Дефекты термического характера:

- 1) этилен – нагрев масла и бумажно-масляной изоляции выше 600°C;
- 2) метан – нагрев масла и бумажно-масляной изоляции в диапазоне температур 400-600°C или нагрев масла и бумажно-масляной изоляции, сопровождающийся разрядами;
- 3) этан – нагрев масла и бумажно-масляной изоляции в диапазоне температур 300-400°C;
- 4) оксид и диоксид углерода – старение и увлажнение масла и/или твердой изоляции;
- 5) диоксид углерода – нагрев твердой изоляции.

37. Определение критического и характерных газов. Критические и характерные газы определяются из газов H_2 , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 , C_2H_6 .

За критический газ принимается газ, имеющий наибольшую величину по абсолютному значению. При делении абсолютного значения самого на себя критический газ принимается за единицу, опасного для оборудования.

Характерные газы определяются в долях делением абсолютного значения каждого газа на абсолютное значение критического газа.

38. Вид дефекта и возможные последствия. Критический газ может быть идентифицирован по определенному виду дефекта. Существуют четыре основных вида дефекта, которые приведены в таблице 5 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям. Все остальные дефекты являются производными от них.

Таблица 5 – Виды дефектов

Вид дефекта	Критический газ	Характерные газы	Возможные причины
Перегрев проводника	C_2H_4	CH_4 и H_2 , C_2H_6 в меньших концентрациях	Дефекты контактов в отводах, дефекты пайки и проводов в обмотках, замыкание листов стали в магнитных шунтах и др.
			Образование паразитных контуров, дефекты

Перегрев масла	CH ₄	C ₂ H ₄ и H ₂ , C ₂ H ₆ в малых концентрациях	маслонасосов, перегревы поверхности бака, плохие контакты в магнитных шунтах и др.
Частичные разряды	H ₂	CH ₄ , C ₂ H ₆ и C ₂ H ₂ в малых концентрациях	Изоляция активной части , высоковольтные вводы
Дуговые и искровые разряды	H ₂ и C ₂ H ₂	CH ₄ и C ₂ H ₄ в меньших концентрациях	Витковые замыкания в обмотке, замыкание параллелей, нарушение контактов в цепи заземления и др.

Критический газ преобладает в составе газов, но иногда и другой газ может иметь высокую концентрацию. Это связано с тем, что в широком диапазоне температур каждый газ при определенной температуре достигает максимального уровня выделения

Газы H₂, CH₄, CO₂ и CO выделяются и при естественном старении изоляции.

В таблице 6 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям дана оценка технического состояния маслонаполненного ШР при контроле проб масла методом газохроматографии и определении влагосодержания.

Таблица 6 – Оценка технического состояния ШР по результатам контроля проб масла методом газохроматографии и на влагосодержание

Состояние	Классификация технического состояния	Наличие и степень развития дефекта	Рекомендации по дальнейшей эксплуатации	Параметры по результатам анализов по газохроматографии							H ₂ O
				C ₂ H ₆	CH ₄	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	H ₂	CO	CO ₂	
	Предварительно	Предельное состояние	Немедленный вывод из работы или эксплуатация в режиме усиленного контроля	По: - концентрации, в несколько раз превышающие данные таблицы 2; - относительная скорость нарастания концентрации одного или нескольких газов по результатам трех последовательных (через трое суток или чаще) отборов превышает 10%			- концентрации в несколько раз превышают граничные (таблица 2); - согласно приложения 1 и таблицы 3 характер дефекта определяется как электродуговой процесс.		- локальный "перегрев твердой изоляции" CO > 0,05%, CO ₂ /CO < 5 ; - "перегрев твердой изоляции" - CO > 0,05%, старение твердой изоляции - превышение граничных концентраций по CO ₂		Более 25 г/т
			Ограничение								

Неисправное состояние	Ухудшенное состояние	Критический дефект	эксплуатационных воздействий, учащенный контроль, планирование ремонта	- концентрации одного или нескольких газов превышают граничные (таблица 2); - относительная скорость нарастания концентрации одного или нескольких газов по результатам трех последовательных (через месяц) отборов превышает 10%	- концентрации порядка граничных (таблица 2) или менее	- локальный "перегрев твердой изоляции" $CO > 0,05\%$, $CO_2/CO < 5$.	15-25 г/т
	Нормальные отклонения	Значительный дефект	Ограничение по эксплуатации, дополнительная диагностика	- концентрации одного или нескольких газов порядка граничных (таблица 2); - относительная скорость нарастания концентрации одного или нескольких газов по результатам не менее трех последовательных отборов не превышает 10% или имеет во времени нерегулярный характер.	- концентрации менее граничных (таблица 2).	- старение твердой изоляции, режимные перегрузки по мощности $CO_2/CO > 13$, превышение граничных концентраций по CO_2 (таблица 2)	10-15 г/т
Исправное состояние	Нормальные отклонения	Малозначительный дефект	Эксплуатация с выполнением отдельных диагностических мероприятий	По концентрации одного или нескольких газов порядка граничных (таблица 2)			Менее 10 г/т
	Норма	Отсутствия явных дефектов	Эксплуатация в соответствии с действующей эксплуатационной документацией	По концентраций газов менее граничных (таблица 2)			Менее 5 г/т

39. Виброконтроль шунтирующих реакторов.

Рекомендуется использовать виброконтроль для оценки снижения усилий прессовки обмоток и магнитопровода активной части, изменения вибрационных характеристик элементов системы охлаждения. Виброконтроль проводится в части измерения вибрации ШР.

40. Методы проведения измерений

Измерение вибрационных характеристик производят на поверхности бака вдоль периметра по его высоте: на уровнях краев и середины обмоток по документом, указанному в подпункте 9 пункта 4 настоящих Методических указаний. Точки измерений выбирают с использованием следующих принципов: точки располагаются между ребрами жесткости ШР, расстояние между точками не превышает 1 м, точки расположены по малым осям ШР напротив обмоток вблизи от мест расположения активной части.

Характеристики, определяемые для каждой точки: среднеквадратичное значение виброускорения, среднеквадратичное значение виброскорости, среднеквадратичное значение размаха виброперемещения, спектр виброускорений, спектр виброскоростей.

41. Состояние каждого ШР оценивают индивидуально с учетом состояния его фундамента, способа установки на фундамент, особенностей эксплуатации.

Проведение дополнительного анализа определяется, исходя из измеренных значений параметров:

- 1) виброускорение – более 10 м/с^2 ;
- 2) виброскорость – более 20 мм/с ;
- 3) виброперемещение – более 100 мкм .

42. При анализе результатов измерений учитывается характер параметров: изменение распределения среднеквадратичных значений виброхарактеристик вдоль бака, изменение спектров виброхарактеристик в каждой точке.

При оценке механического состояния ШР, учитывать результаты измерений сопротивления короткого замыкания, переходных характеристик или частотного анализа.

43. Анализ статистики отказов по ШР показывает, что основными причинами повреждений являются:

1) наличие локальных дефектов в главной и продольной изоляции, приводящих к возникновению и развитию электроразрядных процессов (частичные разряды, разряды по поверхности, тлеющие разряды);

2) наличие механических деформаций обмоток в результате электродинамических воздействий от протекания токов короткого замыкания на присоединениях.

44. Основное внимание при анализе эксплуатации уделяется:

- 1) маслобарьерной изоляции, витковой изоляции обмоток;
- 2) наличию тепловых (электрических) явлений в магнитной системе и контактах;

- 3) состоянию вводов;
- 4) системе охлаждения;
- 5) заземляющим устройствам;
- 6) защитным системам;
- 7) регулятору под нагрузкой.

45. Накопление и обработка информации по особенностям эксплуатации ШР. Полученная при эксплуатации и после осмотра информация вносится в учетные бланки. Выполняется анализ результатов и проводится заполнение Протокола с принятием решения по техническому состоянию и определению мероприятий.

46. Процедура диагностики шунтирующих реакторов при варьировании их мощности и температуры масла.

47. Процедура проведения измерений при варьировании мощности

Процедура и величины изменений мощности, временные характеристики и объем выполняемых измерений даны в таблицах 7 и 8 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям. В зависимости от фактического технического состояния, число ступеней по режимам допускается изменить.

Таблица 7 – Процедура измерений при уменьшении мощности

Уровень мощности	Объемная локация	Термографический анализ	Анализ масла
Максимальная мощность (70-100%)	Измерения с выделением зон дефектов.	Термография поверхностей бака и вводов	Анализ масла
Средняя мощность (40-60%)	Измерение. Определение характеристик дефектов и выделением зон их исчезновения с периодичностью 15 мин. до стабилизации измеряемых характеристик.		Не проводится
Минимальная мощность (10-30%)	Измерение. Определение динамики измерений характеристик дефектов и выделением зон их исчезновения.		Не проводится
Режим холостого хода	Измерение. Определение характеристик дефектов и выделением зон их существования.	Термография поверхностей бака и вводов	Не проводится

Таблица 8 – Процедура измерений при увеличении мощности

Уровень мощности	Объемная локация	Термографический анализ	Анализ масла

Режим холостого хода	Измерения с выделением зон дефектов начального характера.	Не проводится	Не проводится
Минимальная мощность (10-30%)	Определение роста дефектов и выделением зон образования новых дефектов.	Не проводится	Не проводится
Средняя мощность (40-60%)	Определение роста дефектов и выделением зон образования новых дефектов.	Не проводится	Не проводится
Максимальная мощность (70-100%)	Фиксация характеристик дефектов и зон их существования в максимальной стадии развития.	Термография поверхностей бака и вводов	Не проводится

48. Процедура проведения измерений при варьировании температуры.

Процедура изменений температуры трансформаторного масла в баке, временные характеристики и объем измерений даны в таблицах 9 и 10 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям. Варьирование температурой трансформаторного масла осуществляется путем перекрытия части задвижек в системе охлаждения.

Таблица 9 – Объемы измерений при уменьшении температуры

Уровень температуры	Объемная локация	Термографический анализ	Анализ масла
Максимальная температура	Определение характеристик дефектов и зон их существования.	Термография в соответствии с пунктом 30 приложения 1 настоящих Методических указаний боковых поверхностей и вводов	Отбор масла для анализа растворенной и связанной воды (Проба №2)
Уменьшение температуры до минимальной. Выдержка 6 часов до начала измерений			
Минимальная температура	Определение изменения дефектов и выделением зон образования или исчезновения дефектов с периодичностью 15 мин. до стабилизации измеряемых характеристик.	Термография в соответствии с пунктом 30 приложения 1 настоящих Методических указаний боковых поверхностей и вводов с фиксированным положением камеры	Отбор масла для анализа растворенной и связанной воды (Проба №3)

Таблица 10 – Объемы измерений при увеличении температуры

Уровень температуры	Объемная локация	Термографический анализ	Анализ масла
Увеличение температуры до максимальной.			

Выдержка 6 часов до начала измерений			
Максимальная температура	Определение роста дефектов и выделение зон образования новых дефектов с периодичностью 15 мин. до стабилизации измеряемых характеристик.	Проводится при стабилизации теплового режима ШР с фиксированным положением камеры	Отбор масла для анализа растворенной и связанной воды (Проба №4)

Приложение 2
к Методическим указаниям по
диагностике
шунтирующих реакторов и их вводов
на рабочем напряжении

Диагностика шунтирующих реакторов

Таблица 11 – Определение технического состояния, условий дальнейшей эксплуатации и назначенный срок эксплуатации, объемы корректирующих мероприятий

По 8) пункту 4 настоящих Методических указаний	Исправное		Неисправное		
По 8) пункту 4 настоящих Методических указаний	Норма	Норма с отклонениями	Норма со значительными отклонениями	Ухудшенное	Предаварийное
По 8) пункту 4 настоящих Методических указаний	Отсутствие явных дефектов	Малозначительный дефект	Значительный дефект	Критический дефект	Предельное состояние
Рекомендации по дальнейшей эксплуатации и определение сроков надежной эксплуатации (при отсутствии нештатных воздействий)	Эксплуатация в соответствии с действующей эксплуатационной документацией. Назначенный срок службы 3-5 лет в зависимости от времени эксплуатации ШР.	Эксплуатация с выполнением отдельных диагностических мероприятий. Назначенный срок службы 3 года.	Ограничение по эксплуатации, дополнительная диагностика. Назначенный срок службы 2 года.	Ограничение эксплуатационных воздействий, учащенный контроль, планирование ремонта. Назначенный срок службы 6 месяцев.	Немедленный вывод из работы и ли эксплуатации в режиме контроля с непрерывным или учащенным контролем электро-разрядной активности, отбором проб масла через 7 дней.

Таблица 12 – Определение условий дальнейшей эксплуатации и объемов корректирующих мероприятий для поддержания эксплуатационной надежности

Техническое состояние ШР и его отдельных узлов		
--	--	--

Общее техническое состояние ШР	Техническое состояние			Назначаемый срок надежной эксплуатации (при отсутствии неprojektных воздействий, включая: короткое замыкание, прорыв газового импульса)	Условия дальнейшей эксплуатации и объем корректирующих мероприятий
	Высоковольтная изоляция (обмотки, вводы.)	Крепления (активной части и состояние пакета	Узел регулировки под нагрузкой		
норма	норма	норма с отклонениями	норма	Продолжение эксплуатации в соответствии с действующей документацией в течение 5 лет	Повторное обследование в объеме контрольного через 2-3 года (с учетом срока эксплуатации ШР)
норма с отклонениями	норма	норма с отклонениями	норма с отклонениями	Продолжение эксплуатации в соответствии с действующей документацией в течение 3 лет	Повторное обследование в объеме контрольного через 1 год
	норма с отклонениями	норма с отклонениями	норма с отклонениями		
норма со значительными отклонениями	норма с отклонениями	норма со значительными отклонениями	норма с отклонениями	Продолжение эксплуатации в соответствии с действующей документацией в течение 2 лет	Повторное обследование в объеме расширенного через 1 год. Контроль разрядной активности через 6 месяцев. Анализ масла через 1-6 месяцев
		норма с отклонениями	норма со значительными отклонениями		
	норма со значительным отклонением	норма	норма		Повторное обследование в объеме расширенного через 1 год. Контроль электро разрядной активности и отбор масла 1 раз в 3 месяца.
		норма с отклонениями	норма		
		норма	норма с отклонениями		
		норма со значительными отклонениями	норма(норма с отклонениями)		
		Норма (норма с отклонениями)	норма со значительными отклонениями		
				Эксплуатация в течении 1 года с планированием вывода в ремонт	Контроль разрядной активности системой

Ухудшенное	Если любой из узлов ШР имеет технической состояние "Ухудшенное"	для проведения комплексного обследования.	постоянного контроля и отбор масла 1 раз в 3 месяца.
------------	---	---	--

Таблица 13 – Определение диагностических мероприятий при проведении ремонта ШР

Предремонтные мероприятия		Выполнение ремонта		Послеремонтные мероприятия	
Техническое состояние до проведения ремонта	Условия эксплуатации и объем корректирующих мероприятий	Условия проведения ремонта	Оценка состояния при проведении ремонта	Результат послеремонтной диагностики	Назначаемый срок надежной эксплуатации и условия ее обеспечения
норма со значительными отклонениями	В течение 1 года , при условии учащенного периодического контроля		Возможно восстановление технического состояния	норма	Повторные обследования через 1 год
				норма с отклонениями	Повторные обследования через 6 месяцев
				норма с отклонениями	Эксплуатация при учащенном контроле
Ухудшенное	При условии применения непрерывного контроля разрядной активности переносными и л и постоянными системами мониторинга	По результатам комплексных обследований выдается протокол с определением узлов, имеющих потенциальные дефекты (предремонтная диагностика)	Имеют место необратимые явления деградации	норма со значительными отклонениями	Эксплуатация при постоянном мониторинге. Проверка уставок срабатывания защиты. Вывод из эксплуатации при достижении диагностируемо й характеристики предельного значения.
				ухудшенное	Эксплуатация при постоянном мониторинге. Проверка уставок срабатывания защиты ШР для предотвращения развития аварии в случае повреждения ШР. Вывод из эксплуатации при достижении диагностируемо й

				характеристики предельного значения. Планировать замену.
--	--	--	--	--

Приложение 19
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 6 января 2017 года
№ 2

Методические указания по перемаркировке основного энергетического оборудования

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по перемаркировке основного энергетического оборудования (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) перемаркировка – это изменение номинальной мощности (производительности) и элементов технических характеристик оборудования;

2) техническая характеристика оборудования – это совокупность значений технологических параметров, обеспечивающих выдачу агрегатом указанной в характеристике мощности.

Глава 2. Область применения

3. К основному энергетическому оборудованию, перемаркируемому в соответствии с настоящими Методическими указаниями, относятся:

- 1) стационарные паровые и водогрейные котлы;
 - 2) стационарные паровые, гидравлические турбины и газотурбинные установки для привода электрических генераторов;
 - 3) генераторы электрические паротурбинных, гидравлических и газотурбинных энергетических установок;
 - 4) стационарные силовые трансформаторы.
4. Не рекомендуется перемаркировка оборудования, если:

1) причинами снижения мощности оборудования являются внедренные ошибочные технические решения при реконструкции или модернизации агрегатов;

2) снижение установленной мощности оборудования носит сезонный характер;

3) имеются отступления от проекта в процессе строительства новых станций и котельных, не введены дымовые трубы, градирни, сооружения топливоподачи.

5. Рекомендуются произвести перемаркировку оборудования, имеющее технические ограничения установленной мощности, устранение которых в ближайшие три года невозможно или экономически нецелесообразно.

6. Перемаркировка установленной мощности электростанции или районной котельной производится при перемаркировке отдельных генерирующих установок.

7. Если при перемаркировке оборудования изменяются параметры, входящие в обозначение его типоразмера (номинальная мощность, давление свежего пара, давление отбираемого пара или пара за турбиной), в это обозначение вносятся соответствующие изменения.

8. Паровые турбины, прошедшие реконструкцию с организацией регулируемых отборов тепла или с переводом на работу с противодавлением, перемаркируются с изменением типа (с типа К на Т или ПТ, с типа Т на ПТ, РТ).

Глава 3. Перечень элементов технических характеристик, которые могут изменяться при перемаркировке

9. Котлы паровые стационарные:

1) типоразмер;

2) структура сжигаемого топлива, характеристика марок твердого топлива:

теплотворная способность, килокалорий/килограмм (далее – ккал/кг);

зольность, %;

влажность, %;

3) паропроизводительность, тонна/час;

4) давление свежего пара, килограмм-сила/квадратных сантиметров (далее – кгс/см²);

5) состояние или температура пара за котлом, °С;

6) температура пара после промежуточного перегрева, °С;

7) температура питательной воды, °С.

10. Котлы водогрейные:

1) типоразмер обозначение согласно ГОСТ 21563-93 "Котлы водогрейные. Основные параметры и технические требования";

2) структура сжигаемого топлива, характеристика твердого топлива:

теплотворная способность, ккал/кг;

зольность, %;

влажность, %;

3) теплопроизводительность, Гкал/ч;

4) температура воды, °С:

на входе;

на выходе;

5) давление воды на выходе из котла, кгс/см².

11. Турбины паровые стационарные:

1) типоразмер;

2) код группы оборудования, соответствующий отраслевому классификатору;

электрическая мощность, МВт:

номинальная;

максимальная;

3) тепловая мощность, Гкал/ч;

4) расход свежего пара, тонна/час:

номинальный;

максимальный;

5) параметры свежего пара:

давление, кгс/см²;

температура, °С;

6) температура пара после промежуточного перегрева, °С;

7) производственный отбор пара:

диапазон регулирования давления, кгс/см²;

количество, тонна/час;

8) теплофикационный отбор пара (верхний):

диапазон регулирования давления, кгс/см²;

тепловая мощность, Гкал/ч;

9) теплофикационный отбор пара (нижний):

диапазон регулирования давления, кгс/см²;

тепловая мощность, Гкал/ч;

10) давление пара за турбиной (для турбин с противодавлением), кгс/см²;

11) давление, температура и количество отбираемого пара из нерегулируемых отборов (при условии, что их изменение влечет за собой необходимость перемаркировки электрической или тепловой мощности турбины).

12. Газотурбинные установки стационарные:

1) типоразмер;

2) мощность (МВт) при нормальных условиях для классов использования:

пикового;

базового;

3) параметры газа перед турбиной:

давление, кгс/см²;

температура, °С;

4) давление газа за турбиной, кгс/см².

13. Гидравлические турбины:

1) условное обозначение (марка);

2) номинальная мощность, МВт;

3) расчетный напор воды, м;

4) расчетная высота отсасывания, м;

5) диаметр рабочего колеса, см.

14. Электрические генераторы:

1) марка завода-изготовителя согласно ГОСТ 5616-89 "Генераторы и генераторы-двигатели электрические гидротурбинные. Общие технические условия";

2) полная мощность, МВ·А;

3) коэффициент мощности;

4) охлаждающая среда:

вид;

давление, кгс/см²;

температура, °С.

15. Силовые трансформаторы:

1) типоразмер обозначение согласно СТ РК ІЕС 60076-1 "Трансформаторы силовые. Часть 1. Общие положения";

2) номинальная мощность, МВ·А.

Сноска. Пункт 15 с изменением, внесенным приказом Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Глава 4. Причины перемаркировки оборудования

16. Причинами перемаркировки основного энергетического оборудования являются :

1) модернизация, реконструкция оборудования, приводящая к изменению его мощности (организация регулируемых отборов тепла у конденсационных турбин, увеличение отпуска тепла из регулируемых и нерегулируемых отборов турбин, перевод турбин на работу с противодавлением или ухудшенным вакуумом);

2) наличие запаса мощности, подтвержденного изготовителем и результатами специальных испытаний;

3) невозможность эксплуатации оборудования при номинальных (паспортных) параметрах рабочей среды из-за:

конструктивных дефектов котлов;

неудовлетворительного состояния металла паропроводов и трубных систем котлов.

4) конструктивные дефекты оборудования;

5) неустраняемый при ремонтах физический износ турбин, котлов, котельно-вспомогательного оборудования, отработавшего расчетный ресурс эксплуатации;

6) работа котлов на твердом топливе низкого качества, приводящая к снижению их паропроизводительности;

7) несоответствие производительности отдельного оборудования (сооружений) установленной мощности электростанции:

котлов;

питательных турбонасосов;

топливоподачи, водоподготовительной установки, дымовых труб, золоотвалов;

генератора.

8) недостаток тепловой нагрузки у турбин с противодавлением (в том числе реконструированных для работы с ухудшенным вакуумом со снятием последних ступеней);

9) пониженный, напор воды по сравнению с расчетными данными, на гидроэлектростанциях.

Глава 5. Условия проведения перемаркировки

17. Перемаркировка оборудования производится при выполнении следующих условий:

1) наличие обоснованных значений изменений мощности и других параметров технической характеристики оборудования подтверждаемых результатами обследований или испытаний, проведенных специализированными организациями и оформленных документами (техническим отчетом, заключением, протоколом, актом);

2) при повышении мощности основного оборудования по результатам испытаний подтверждается, что оно обеспечивается всем вспомогательным оборудованием, основным оборудованием другого вида;

3) при изменении мощности энергоустановки (котла, генератора или силового трансформатора), ведущей к перемаркировке основного оборудования одновременно проводится перемаркировка мощности турбины, входящей в состав энергоустановки;

4) если основанием для перемаркировки установленной мощности электростанции является несоответствие производительности общестанционного оборудования или сооружений (топливоподачи, водоподготовительной установки, дымовых труб, золоотвалов);

5) при снижении проектной производительности (мощности) вспомогательного оборудования влияющей на производительность основного оборудования.

18. При определении снижения мощности каждой из турбин соблюдаются следующие принципы:

1) первоочередное снижение мощности турбин, имеющих наибольшие относительные приросты расходов тепла на выработку электроэнергии по конденсационному циклу;

2) по возможности одинаковое снижение мощности турбин одного типоразмера.

19. Если основанием перемаркировки является реконструкция или модернизация оборудования, программы и результаты испытаний согласовываются также с организациями – разработчиками проектов.

20. При перемаркировке оборудования, не снятого с производства, с повышением его мощности рекомендуется согласование программ и результатов испытаний с изготовителями оборудования.

21. Программы и результаты испытаний и обследований согласовываются с руководством предприятия, на котором они проводятся.

22. Не рекомендуется определение изменения мощности расчетным путем на основании эксплуатационных или проектных данных.

23. При перемаркировке основного оборудования рекомендовано указывать перечень задействованного в технологическом процессе вспомогательное оборудование и его технические характеристики, при работе с номинальными и максимальными нагрузками.

24. При перемаркировке турбин с противодавлением со снижением мощности обеспечивается их приоритетная загрузка по теплу по сравнению с другими типами турбин, установленных на электростанции.

Глава 6. Организация процесса перемаркировки оборудования

25. Для начала выполнения перемаркировки оборудования руководство энергетического предприятия принимает решение о ее необходимости, на основании технически и документально подтвержденные обследованиями и испытаниями.

26. Решение рекомендуется выносить в форме приказа по предприятию для придания юридического статуса процесса перемаркировки оборудования.

В приказе учитывается создание комиссии с назначением ответственных лиц из числа руководства, специалистов предприятия и при необходимости привлеченных специалистов проводивших обследование и испытания оборудования (по согласованию), указываются перечень оборудования, основания перемаркировки оборудования, порядок и сроки проведения работы комиссии.

Глава 7. Состав документации на перемаркировку оборудования

27. В состав документации, представляемой на перемаркировку оборудования, входят:

1) решение о перемаркировке оборудования электростанций, по районным котельным данный документ составлять не рекомендуется.

2) технический акт, подписанный членами комиссии по перемаркировке и ее председателем.

3) пояснительная записка, содержащая:

характеристику подлежащего перемаркировке оборудования, наработку в часах от даты пуска в эксплуатацию;

оценку состояния оборудования, его отдельных узлов и агрегатов, степени их физического износа;

перечень внедренных на подлежащем перемаркировке оборудовании за последние пять лет мероприятий по повышению эффективности использования его мощности, надежности и экономичности с оценкой полученных результатов;

причины перемаркировки, фактические данные о значениях максимальной мощности оборудования за последний год эксплуатации;

обоснование экономической нецелесообразности или отсутствия технической возможности восстановления проектной мощности оборудования в ближайшие три года.

28. При одновременной перемаркировке нескольких однотипных агрегатов на одинаковое значение мощности по общим для них причинам оформляется единый технический акт. В других случаях акт рекомендуется оформлять по каждому агрегату (станционному номеру) отдельно.

29. В зависимости от причин перемаркировки дополнительно к документам, указанным в пункте 26 настоящих Методических указаний, прилагаются:

1) при перемаркировке из-за модернизации или реконструкции – заключение организации, проводившей испытания, о полученных результатах, достигнутых параметрах и мощности, которое согласовывается с организацией-разработчиком проекта;

2) при перемаркировке из-за наличия запаса мощности – документ от изготовителя или согласованный с ним документ от организации, проводившей испытания, подтверждающие наличие запаса мощности и разрешающие длительную эксплуатацию оборудования с повышенной мощностью;

3) при перемаркировке из-за конструктивных дефектов оборудования или неустраняемого при ремонтах физического износа – заключение специализированной организации, проводившей испытания, в котором приводятся данные о рекомендуемых значениях параметров и мощности при дальнейшей эксплуатации оборудования, которое согласовывается с изготовителем оборудования;

4) при перемаркировке из-за работы котлов на твердом топливе низкого качества – заключение специализированной организации о структуре и качестве сжигаемого топлива на момент проведения обследования и на ближайшие три года с выпиской из отчета организации, проводившей испытания, с указанием фактически достигнутых параметров и паропроизводительности котлов;

5) при перемаркировке из-за несоответствия производительности отдельного оборудования (сооружения) установленной мощности электростанции – заключение специализированной организации о параметрах и мощности оборудования, максимально достижимой при дальнейшей эксплуатации;

6) при перемаркировке из-за недостатка тепловой нагрузки у турбин с противодавлением – фактические данные о тепловых нагрузках всех источников отпуска тепла в паре и сетевой воде за последний календарный год и справка, согласованная с основными потребителями тепла, о прогнозируемом изменении тепловых нагрузок в течение ближайших трех лет.

30. В техническом акте при указании причин перемаркировки необходимо ссылаться на официальный документ, устанавливающий запас мощности у находящегося в эксплуатации оборудования данного типоразмера.

Глава 8. Порядок подготовки, согласования и утверждения документации на перемаркировку оборудования

31. Документация на перемаркировку оборудования подготавливается электростанциями (районными котельными) в двух экземплярах, в соответствии с требованиями законодательства по оформлению документов в Казахстане, и рассматривается комиссией.

32. Решение и технический акт о перемаркировке оборудования электростанции, подписанные комиссией, рекомендуется направлять в государственный орган, осуществляющий в пределах своей компетенции, контроль в области электроэнергетики.

33. Конечным этапом оформления документации на перемаркировку, является утверждение решения о перемаркировке оборудования, подписание технического акта о перемаркировке оборудования, после которого вносятся изменения в технический паспорт.

34. После окончательного оформления один экземпляр полного комплекта документации передается в архив предприятия осуществившего перемаркировку оборудования, а второй экземпляр рекомендуется передать в технический плановый отдел или техническому руководителю для дальнейшей работы.

Методические указания по предупреждению низкотемпературной коррозии поверхностей нагрева и газоходов котлов электростанций

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по предупреждению низкотемпературной коррозии поверхностей нагрева и газоходов котлов электростанций (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) регенеративный воздухоподогреватель – устройство, предназначенное для подогрева воздуха, направляемого в топку котельного агрегата, с целью повышения эффективности горения топлива за счет тепла уходящих газов;

2) трубчатые воздухоподогреватели – воздухоподогреватель с передачей тепла от газов к воздуху через металлическую стенку трубы.

Глава 2. Область применения

3. Низкотемпературной коррозией является коррозия хвостовых поверхностей нагрева, газоходов и дымовых труб котлов, под действием конденсирующихся на них из дымовых газов паров серной кислоты.

4. Конденсация паров серной кислоты, объемное содержание которых в дымовых газах при сжигании сернистого топлива составляет лишь нескольких тысячных долей процента, происходит при температурах, значительно (на 50-100⁰С) превышающих температуру конденсации водяных паров.

5. Максимальная температура стенки поверхности нагрева, при которой происходит конденсация паров серной кислоты, определяется как температура точки росы дымовых газов, по приложению к настоящим Методическим указаниям.

6. Для предупреждения коррозии поверхностей нагрева в процессе эксплуатации температура их стенок превышает температуру точки росы дымовых газов при всех нагрузках котла.

7. Для поверхностей нагрева, охлаждаемых средой с высоким коэффициентом теплоотдачи (экономайзеры, газовые испарители), температура среды на входе в них превышает температуру точки росы примерно на 10 °С.

8. Для поверхностей нагрева водогрейных котлов при работе их на сернистом мазуте не исключена возможность низкотемпературной коррозии. Для ее уменьшения обеспечивается температура воды на входе в котел, равная 105-110°С. При использовании водогрейных котлов в качестве пиковых такой режим обеспечивается при полном использовании подогревателей сетевой воды. При использовании водогрейных котлов в основном режиме повышение температуры воды на входе в котел достигается с помощью рециркуляции горячей воды.

9. В установках с применением схемы включения водогрейных котлов в теплосеть через водяные теплообменники обеспечиваются условия снижения низкотемпературной коррозии поверхностей нагрева.

10. Для воздухоподогревателей паровых котлов полное исключение низкотемпературной коррозии обеспечивается при расчетной температуре стенки наиболее холодного участка, превышающей температуру точки росы при всех нагрузках котла на 5-10°С (минимальное значение относится к минимальной нагрузке).

11. При применении в трубчатых воздухоподогревателях в качестве первого (по воздуху) хода сменяемых холодных кубов или кубов из труб с кислотостойким покрытием (эмалирование), изготовленных из коррозионностойких материалов на условия полного исключения низкотемпературной коррозии проверяются следующие за ними (по воздуху) металлические кубы воздухоподогревателя. Выбор температуры стенки холодных металлических кубов сменяемых, коррозионностойких кубов, исключает интенсивное загрязнение труб, для чего их минимальная температура стенки при сжигании сернистых мазутов ниже точки росы дымовых газов не более чем на 30-40°С. При сжигании твердого сернистого топлива минимальная температура стенки трубы по условиям предупреждения интенсивного ее загрязнения принимается не менее 80°С.

12. В регенеративных воздухоподогревателях на условиях полного исключения низкотемпературной коррозии рассчитывается их горячая часть. Холодная часть регенеративного воздухоподогревателя выполняется коррозионностойкой (эмалированной, керамической, из низколегированной стали) или сменяемой из плоских металлических листов толщиной 1,0-1,2 миллиметров (далее – мм), изготовленных из малоуглеродистой стали. Условия предупреждения интенсивного загрязнения набивки соблюдаются при выполнении требований пунктов 20-26 к настоящим Методическим указаниям.

13. Эмалированная набивка применяется из металлических листов толщиной 0,6 мм. Срок службы эмалированной набивки составляет 4 года. В качестве керамической набивки применяются фарфоровые трубки, керамические блоки, или фарфоровые

пластины с выступами. Учитывая сокращение потребления мазута тепловыми электростанциями, для холодной части регенеративного воздухоподогревателя применяют набивку из низколегированной стали 10ХНДП или 10ХСНД, коррозионная стойкость которой в 2-2,5 раза выше, чем у малоуглеродистой стали.

14. Растопку котла на сернистом мазуте, проводят с предварительно включенной системой подогрева воздуха. Температура воздуха перед воздухоподогревателем в начальный период растопки 90 °С.

15. Для защиты воздухоподогревателей от низкотемпературной ("стояночной") коррозии на остановленном котле, уровень которой примерно вдвое выше скорости коррозии в период эксплуатации, перед остановкой котла проводят очистку воздухоподогревателей от наружных отложений. При этом перед остановом котла температуру воздуха на входе в воздухоподогреватель рекомендуется поддерживать на уровне ее значения при номинальной нагрузке котла. Очистка трубчатых воздухоподогревателей осуществляется дробью с плотностью ее подачи не менее 0,4 кг /м.с, согласно пунктам 20-26 настоящих Методических указаний.

16. Для защиты от низкотемпературной коррозии всего газового тракта за воздухоподогревателями (газоходы, золоуловители, дымососы, дымовые трубы) и предупреждения коррозионно-опасных выбросов частичек золы и сажи с серной кислотой температура уходящих газов выбирается не ниже температуры точки росы дымовых газов.

17. Для твердого топлива, с учетом значительной опасности коррозии золоуловителей, температура уходящих газов выбирается выше точки росы дымовых газов на 15-20°С.

18. Для сернистого мазута температура уходящих газов превышает температуру точки росы при номинальной нагрузке котла примерно на 10°С.

19. В зависимости от содержания серы в мазуте принимается расчетное значение температуры уходящих газов при номинальной нагрузке котла, согласно таблице 6 приложения к настоящим Методическим указаниям.

20. При сжигании сернистого мазута с предельно малыми избытками воздуха ($\alpha \leq 1,02$) температура уходящих газов принимается более низкой с учетом результатов измерения точки росы. В среднем переход от малых избытков воздуха к предельно малым снижает температуру точки росы на 15-20°С.

21. На условия обеспечения надежной работы дымовой трубы и предупреждения выпадения влаги на ее стенки влияет температура уходящих газов, и их расход. Работа трубы с режимами нагрузки ниже проектных, увеличивает вероятность низкотемпературной коррозии.

22. При сжигании природного газа температуру уходящих газов рекомендуется иметь не ниже 80°С.

23. При снижении нагрузки котла в диапазоне 100-50% от номинальной стремятся к стабилизации температуры уходящих газов, не снижая более, чем на 10°C от номинальной.

24. Наиболее экономичным способом стабилизации температуры уходящих газов является повышение температуры предварительного подогрева воздуха в калориферах по мере снижения нагрузки.

25. Оптимальная, обеспечивающая минимум приведенных годовых затрат, температура предварительного парового (или конденсатного) подогрева воздуха на входе в регенеративный воздухоподогреватель отличается от температуры уходящих газов на 55-60°C. Температура подогрева воздуха выбирается ниже точки росы дымовых газов всего лишь на 45-50°C.

26. Когда оптимальные температуры уходящих газов не обеспечены из-за недостаточной поверхности нагрева регенеративного воздухоподогревателя, принимается значения температур предварительного подогрева воздуха, при которых температура уходящих газов не превысит значений, приведенных в пункте 16 к настоящему Методическим указаниям.

27. Водные обмывки поверхностей нагрева интенсифицируют низкотемпературную коррозию. По этой причине водная обмывка хвостовых поверхностей нагрева в качестве эксплуатационного средства очистки не рекомендуется. Применение водных обмывок, в частности, регенеративных воздухоподогревателей допускается перед текущим или капитальным ремонтами котла. В качестве эксплуатационных способов очистки трубчатых воздухоподогревателей применяется дробевая очистка.

28. Регенеративные воздухоподогреватели очищаются от наружных отложений с помощью регулярной обдувки перегретым паром, газоимпульсной (или пневмоимпульсной) очистки.

29. Обдувку регенеративных воздухоподогревателей производят с помощью стационарных многосопловых устройств паром давлением 0,98-1,47 мегапаскаль (далее – МПа) и температурой не ниже 350-400°C. Для исключения коррозии перед проведением обдувки паропроводы, подводящие пар к обдувочным аппаратам, продуваются от скопившегося в них конденсата.

30. Ввиду отсутствия надежных кислотостойких покрытий для защиты от низкотемпературной коррозии металлических газоходов надежная работа их обеспечивается изоляцией, обеспечивающей разность температур между дымовыми газами и стенкой не более 5°C.

31. Применяемые в настоящее время изоляционные материалы и конструкции недостаточно надежны в длительной эксплуатации, поэтому вводится периодический, не реже одного раза в год, контроль за их состоянием при выполнении ремонтно-восстановительных работ.

32. При использовании в опытном порядке для защиты газоходов от низкотемпературной коррозии различных покрытий, обеспечивается термостойкость и газоплотность при температурах, превышающих температуру уходящих газов не менее чем на 10°C , стойкость к воздействию серной кислоты концентрации 50-80% в интервале температур соответственно $60-150^{\circ}\text{C}$ и возможность их ремонта и восстановления.

33. Для низкотемпературных поверхностей, конструкционных элементов РВП и газоходов котлов используют низколегированные стали 10ХНДП и 10ХСНД, превосходящих по коррозионной стойкости углеродистую сталь в 2-2,5 раза.

34. Абсолютной коррозионной стойкостью обладают лишь весьма дефицитные и дорогие высоколегированные стали (например, сталь ЭИ943, содержащая до 25% хрома и до 30% никеля).

Приложение
к Методическим указаниям
по предупреждению
низкотемпературной
коррозии поверхностей нагрева и
газоходов котлов электростанций

Определение температуры точки росы дымовых газов и скорости коррозии металла в регенеративных воздухоподогревателях и трубчатых воздухоподогревателях

1. Теоретически температура точки росы дымовых газов с заданным содержанием паров серной кислоты и воды определяется как температура кипения раствора серной кислоты такой концентрации, при которой над раствором имеется то же самое содержание паров воды и серной кислоты.

Измеренное значение температуры точки росы в зависимости от методики измерения не совпадает с теоретическим. В данных методических указаниях за температуру точки росы дымовых газов t_p принята температура поверхности стандартного стеклянного датчика с впаянными на расстоянии 7 мм один от другого платиновыми электродами длиной 7 мм, при которой сопротивление пленки росы между электродами в установившемся состоянии равно 10^7 Ом. В измерительной цепи электродов используется переменный ток низкого напряжения (6 - 12 В).

2. При сжигании сернистого мазута с избытками воздуха 3 – 5% температура точки росы дымовых газов зависит от содержания серы в топливе S^p (рисунок 1).

При сжигании сернистых мазутов с предельно низкими избытками воздуха ($a \leq 1,02$) температура точки росы дымовых газов принимается по результатам специальных измерений. Условия перевода котлов в режим с $a \leq 1,02$, согласно Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденным приказом

Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066).

3. При сжигании сернистых твердых топлив в пылевидном состоянии температура точки росы дымовых газов t_p подсчитывается по приведенному содержанию в топливе серы и золы $S_{пр}^p$, $A_{пр}^p$ и температуре конденсации водяных паров $t_{кон}$ по формуле:

$$t_p = \frac{125 \sqrt[3]{S_{пр}^p}}{1,05 a_{ун} A_{пр}^p} + t_{кон},$$

(1)

где $a_{ун}$ – доля золы в уносе (обычно принимается 0,85).

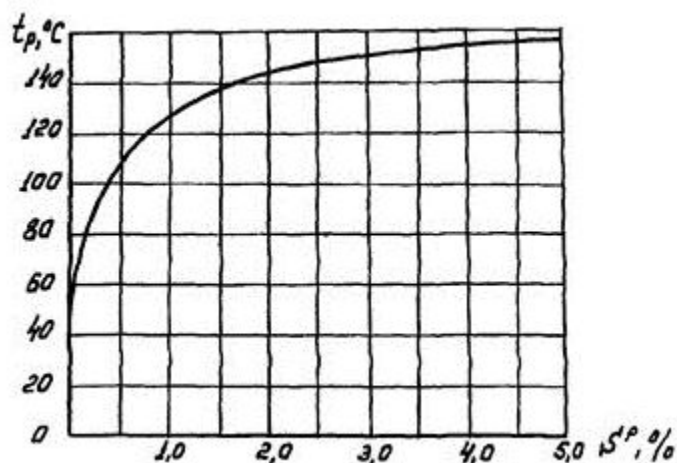


Рисунок 1 – Зависимость температуры точки росы дымовых газов от содержания серы в сжигаемом мазуте

Значение первого члена этой формулы при $a_{ун} = 0,85$ определяется по рисунку 2.

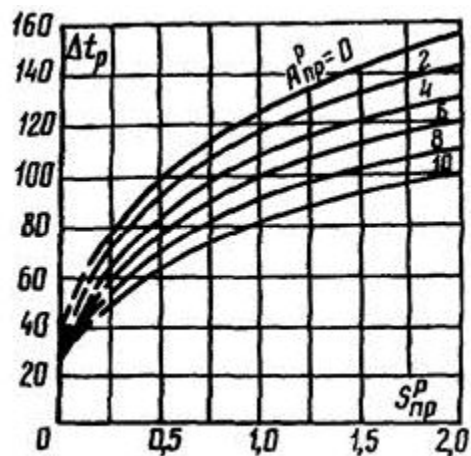


Рисунок 2 – Разности температур точки росы дымовых газов и конденсации водяных паров в них в зависимости от приведенных содержаний серы ($S_{пр}^p$) и золы ($A_{пр}^p$) в топливе.

4. При сжигании газообразных сернистых топлив точка росы дымовых газов определяется по рисунку 1 при условии, что содержание серы в газе рассчитывается как приведенное, то есть в процентах по массе на 4186,8 кДж/кг (1000 ккал/кг) теплоты сгорания газа.

Для газового топлива приведенное содержание серы в процентах по массе определяется по формуле:

$$S_{пр}^p = \frac{1,43mq10^3}{Q_H} \cdot C,$$

(2)

где m – число атомов серы в молекуле серосодержащего компонента;

q – объемный процент серы (серосодержащего компонента);

Q_H – теплота сгорания газа в кДж/м³ (ккал/нм³);

C – коэффициент, равный 4,187, если Q_H выражено в кДж/м³ и 1,0, если в ккал/м³.

5. Скорость коррозии сменяемой металлической набивки воздухоподогревателей при сжигании мазута зависит от температуры металла и степени коррозионной активности дымовых газов.

При сжигании сернистого мазута с избытком воздуха 3-5 % и обдувке поверхности паром скорость коррозии (с двух сторон в мм/год) набивки регенеративного воздухоподогревателя оценивается по данным таблицы 2.

Таблица 2 – Скорость коррозии

Содержание в мазуте серы S_p , %	Скорость коррозии (мм/год) при температуре стенки, °C					
80 - 90	91 - 100	101 - 110	111 - 120	121 - 130	131 - 140	
Менее 1,0	0,20	0,30	0,40	0,3	0,20	0,15
1 - 2	0,25	0,40	0,70	0,4	0,25	0,17
Более 2	0,35	0,50	0,90	0,5	0,30	0,20

Для трубчатых воздухоподогревателей, очищаемых дробью, скорость коррозии (мм/год) оценивается по данным таблицы 3.

Таблица 3 – Скорость коррозии

	Скорость коррозии (мм/год)

Содержание в мазуте серы S^p , %	год) при температуре стенки, °C				
	75 - 95	96 - 100	101 - 110	111 - 115	116 - 125
Менее 1,0	0,10	0,20	0,30	0,20	0,10
1 - 2	0,10	0,25	0,40	0,30	0,15
Более 2	0,10	0,30	0,50	0,40	0,15

При сжигании сернистого угля скорость коррозии (мм/год) сменяемой части оценивается для трубчатых и регенеративных воздухоподогревателей соответственно по данным таблицы 4 и 5.

Таблица 4 – Скорость коррозии

Приведенное содержание серы ($S^p_{пр}$) в угле, %	Скорость коррозии (мм/год) для ТВП при температуре стенки, °C				
	75 - 110	111 - 120	121 - 130	131 - 140	Более 140
До 0,1	0,10	0,15	0,10	0,10	0,10
Св. 0,11 до 0,4 вкл.	0,10	0,20	0,10	0,15	0,10
Св. 0,41 до 1,0 вкл.	0,15	0,25	0,30	0,35	0,15
Свыше 1,0	0,20	0,30	0,40	0,40	0,20

Таблица 5 – Скорость коррозии

Приведенное содержание серы ($S^p_{пр}$) в угле, %	Скорость коррозии (мм/год) для РВП при температуре стенки, °C				
	75 - 110	111 - 120	121 - 130	131 - 140	Более 140
До 0,1	0,20	0,30	0,15	0,10	0,05
Св. 0,11 до 0,4 вкл.	0,20	0,40	0,25	0,15	0,10
Св. 0,41 до 1,0 вкл.	0,25	0,50	0,30	0,20	0,15
Свыше 1,0	0,30	0,60	0,35	0,25	0,15

6. Для угля с высоким содержанием окиси кальция в золе температуры точки росы оказываются ниже вычисленных по пункту 4 к настоящим Методическим указаниям. Для такого топлива рекомендуется использовать результаты непосредственных измерений.

Таблица 6 – Расчетное значение температуры уходящих газов в зависимости от содержания серы в мазуте

Содержание серы, %	До 1,0	Св. 1,1 до 2 вкл	Св. 1,1 до 2 вкл	Св.3
Температура уходящих газов, °C	140	150	160	165

Методические указания по эксплуатации вакуумных выключателей

Глава 1. Основные положения

1. Настоящие Методические указания по эксплуатации вакуумных выключателей (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

автоматическое повторное включение – коммутационный цикл, при котором выключатель вслед за его отключением автоматически включается через установленный промежуток времени;

быстродействующее автоматическое повторное включение – цикл автоматического повторного включения, в котором выключатель вновь включается при достаточно малой бестоковой паузе $t_{бт}$ ($t_{бт} \leq 0.3$ с), чтобы избежать перебоев в электроснабжении;

коммутационная способность – способность выключателя коммутировать (включать и отключать) электрические цепи в предписанных условиях;

относительное содержание аperiodической составляющей в токе отключения – отношение значения аperiodической составляющей тока отключения к амплитудному значению его периодической составляющей в момент размыкания контактов;

переходное восстанавливающийся напряжение (ПВН) – восстанавливающийся напряжение в течение времени, когда оно имеет заметно выраженный переходный характер. Оно может быть колебательным или аperiodическим или их комбинацией, в зависимости от характеристик цепи и выключателя, отражает также смещение напряжения нейтрали многофазной цепи;

начальное переходное восстанавливающийся напряжение (НПВН) – составляющая ПВН в его начальной части, обусловленная колебаниями малой амплитуды с повышенной частотой на шинах распределительного устройства.

Глава 2. Область применения

3. Настоящие Методические указания распространяется на вакуумные выключатели предназначенные для коммутации электрических цепей переменного тока частотой 50

Гц в сетях при нормальных и аварийных режимах номинальным напряжением от 3 до 750 киловольт (далее – кВ) включительно, согласно Правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 19 марта 2015 года № 222 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10889) (далее – Правила);

4. Основными задачами организаций, эксплуатирующих вакуумных выключателей, являются обеспечение требований по: условию эксплуатации, номинальным параметрам и характеристикам, электрической прочности изоляции, механической работоспособности, нагреву, стойкости при сквозных токах короткого замыкания, коммутационной способности, конструкции, надежности, экологии, безопасности, хранению и транспортировке, комплектности поставки, маркировке и упаковке, сервисным центрам.

5. К эксплуатации относятся работы по обслуживанию и ремонту самого вакуумного выключателя и их приводов и вспомогательного оборудования.

6. Руководства по эксплуатации изготовителя включают в себя виды технического обслуживания: в процессе эксплуатации; в процессе осуществления контроля и диагностики; объем работ, продолжительность, простой оборудования и отключение электропитания, требуемые для различных типов технического обслуживания; условия технического обслуживания (климатические условия, наличие грузоподъемных механизмов, приводов, запасных частей, специальных инструментов и принадлежностей).

7. Номинальные параметры вакуумного выключателя:

1) номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$, кВ;

2) номинальная частота $f_{\text{ном}}$, герц (далее – Гц);

3) наибольшее рабочее напряжение $U_{\text{нр}}$, кВ;

4) номинальное напряжение питания цепей включающих и отключающих устройств и вспомогательных цепей $U_{\text{п. ном}}$, вольт (далее – В);

5) номинальный ток $I_{\text{ном}}$, ампер (далее – А);

6) номинальный ток отключения $I_{\text{о, ном}}$, килоампер (далее – кА);

7) ток включения: наибольший пик, кА, начальное действующее значение периодической составляющей, кА;

8) ток динамической стойкости (наибольший пик) $I_{\text{д}}$, кА;

9) ток термической стойкости $I_{\text{т}}$, кА;

10) время протекания тока термической стойкости не менее, секунд (далее – с);

11) вид привода;

12) номинальные значения климатических факторов внешней среды.

8. Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ – действующее значение напряжения, равное номинальному междуфазному (линейному) напряжению электрических сетей, для работы в которых предназначен вакуумный выключатель.

9. Значения номинального напряжения выбираются из ряда стандартных значений кВ: 6, 10, 15, 20, 35, 110, 220, 330, 500, 750.

10. Вакуумные выключатели на $U_{\text{ном}}$ 35 кВ предназначены для работы в электрических сетях с изолированной нейтралью, а по требованию заказчика – как с изолированной, так и с заземленной нейтралью.

11. Вакуумные выключатели на $U_{\text{ном}}$ 110 кВ предназначены для работы в электрических сетях с заземленной нейтралью (с коэффициентом замыкания на землю не более 1,4).

12. Используемые в электрических сетях зарубежные вакуумные выключатели могут иметь значение номинального напряжения отличное от вышеприведенных стандартных значений.

13. Наибольшее рабочее напряжение $U_{\text{НР}}$ – действующее значение наибольшего междуфазного (линейного) напряжения, на которое рассчитан вакуумный выключатель.

14. Значения наибольшего рабочего напряжения выбираются из ряда стандартных значений, соответствующее стандарту ГОСТ Р 52565-06 "Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия".

15. Используемые в электрических сетях зарубежные вакуумные выключатели могут иметь значение наибольшего рабочего напряжения отличное от вышеприведенных стандартных значений.

16. Стандартным значением номинальной частоты является 50 Гц.

17. Номинальный ток коммутационного оборудования $I_{\text{НОМ}}$ –наибольший допустимый по условиям нагрева частей коммутационного оборудования ток нагрузки в продолжительном режиме, на который рассчитано коммутационное оборудование.

18. Значения номинальных токов выбираются из ряда, нормированного согласно ГОСТ Р 52565-06 "Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия", "Общие нормы эксплуатации высоковольтных распределительных устройств и управляющего оборудования", ГОСТ 14254-96 "Степени защиты, обеспечиваемые оболочками".

19. Номинальный кратковременный выдерживаемый ток (ток термической стойкости) I_T – ток, который коммутационное оборудование пропускает во включенном положении в течение нормированного короткого промежутка времени при предписанных условиях применения и поведения.

20. Предпочтительные значения номинальных кратковременных выдерживаемых токов вакуумных выключателей согласно ГОСТ Р 52565-06 "Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия" и руководству по эксплуатации изготовителя.

21. Пик кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости) I_D определяется значением пика тока, который вакуумный выключатель выдерживает во включенном положении при предписанных условиях применения и поведения.

22. Начальное действующее значение тока включения. периодической составляющей I_B – вплоть до равного его нормированному значению $I_{B.H}$, которое требуется не менее $I_{O.HOM}$.

23. Наибольший пик i_B - вплоть до равного нормированному значению $i_{B.H}$, которое требуется не менее $2,5 I_{B.H}$.

24. Включение на токи короткого замыкания вплоть до тока, равного нормированному току включения $I_{B.H}$ (и соответственно $i_{B.H}$), с посадкой на защелку.

25. Если вакуумные выключатели применяются с разными типами приводов, изготовитель может нормировать для каждого из этих приводов свои значения тока включения и отключения.

26. Номинальный ток отключения коммутационного оборудования $I_{O.HOM}$ – наибольшее действующее значение периодической составляющей тока, на отключение которого рассчитан вакуумный выключатель при нормированных условиях его коммутационной способности.

27. Ток отключения (отнесенный к соответствующим нормированным ниже условиям восстановления напряжения):

1) действующее значение его периодической составляющей $I_{O.П}$, отнесенное к моменту прекращения соприкосновения его дугогасительных контактов, согласно рисунку 1 приложения 1 настоящих Методических указаний – вплоть до равного $I_{O.HOM}$;

2) относительное содержание его аperiodической составляющей b в процентах в момент, указанный выше:

3)

$$\beta = (i_a / I_{нн} \sqrt{2}) \cdot 100$$

(1)

рисунок 2 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям – вплоть до равного нормированному значению b_H .

28. Нормированное процентное содержание апериодической составляющей номинального тока отключения b_n определяют по кривой на рисунке 2 приложения 1 настоящего Методического указания в функции времени t от момента возникновения короткого замыкания до момента прекращения соприкосновения дугогасительных контактов. Время t принимают равным минимальному значению собственного времени отключения выключателя $t_{o.c, мин}$ с добавлением минимального времени действия релейной защиты 10 мс.

29. При расположении вакуумного выключателя вблизи источников генерирования электроэнергии, содержание апериодической составляющей в процентах, соответствующее минимальному значению собственного времени отключения вакуумного выключателя, может быть больше полученного по рисунку 2 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям. В этих случаях по согласованию с заказчиком допускается:

1) устанавливать значения

β

b_n более определяемых, согласно рисунку 2 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям;

2) принимать значение времени, добавляемого к $t_{o.c, мин}$, более 10 мс в соответствии с фактическим значением минимального времени срабатывания релейной защиты, действующей на отключение выключателя.

Примечание: Если значение

β

$< 20\%$, то значение b_n принимают равным 0.

30. Привод это устройство, предназначенное для создания и передачи силы, воздействующей на подвижные части выключателя для выполнения его функций, для удержания выключателя в конечном положении. По виду привода, в зависимости от рода энергии используемой в процессе оперирования, различаются:

1) с приводом зависимого действия – электромагнитным, электродвигательным, непосредственно использующим электрическую энергию постоянного, переменного или выпрямленного тока;

2) с приводом независимого действия – пневматическим, пружинным или гидравлическим, использующим предварительно запасенную потенциальную энергию сжатого газа или пружины.

31. Выключатели предназначены для работы на высоте над уровнем моря не более 1000 м.

32. Номинальные значения климатических факторов внешней среды определяются согласно ГОСТ 16962.1-89. "Изделия электротехнические. Методы испытаний на устойчивость к климатическим внешним воздействующим факторам".

33. Для выключателей климатического исполнения У, категории размещения 3 нижнее значение температуры внешней среды при эксплуатации принимается равным – 25 °С. Допускается для выключателей категории размещения 3 устанавливать по согласованию с заказчиком нижнее значение температуры внешней среды при эксплуатации равным – 5 °С.

34. Подробные требования к стойкости вакуумных выключателей в отношении воздействия климатических факторов внешней среды с учетом климатической зоны, категорий размещения и условий эксплуатации устанавливаются в руководстве по эксплуатации изготовителя оборудования.

35. Сейсмостойкость, количество баллов устанавливается проектной организацией в зависимости от местонахождения объекта согласно "Методы, рекомендованные для сейсмической квалификации электрического оборудования системы безопасности для атомных электростанций", "Испытания на воздействия внешних факторов. Часть 3. Руководство. Глава 3. Методы сейсмических испытаний для оборудования".

Глава 3. Технические требования к вакуумным выключателям

36. Технические характеристики вакуумных выключателей удовлетворяют требованиям стандартов на вакуумные выключатели конкретных типов, согласованные между потребителем и изготовителем. Структура условного обозначения выключателей дана на рисунке 3 приложения 1 настоящего Методического указания. Пример обозначения выключателя на напряжение 10 кВ, номинальный ток отключения 20 кА, номинальный ток 1000 А, климатическое исполнение У, категория размещения 2 : ВВ/ TEL – 10 20/1000 У3.

37. В отношении стойкости к воздействию климатических факторов внешней среды вакуумных выключателей выбирают в соответствии ГОСТ 16962.1-89. "Изделия электротехнические. Методы испытаний на устойчивость к климатическим внешним воздействующим факторам".

38. Электрическая прочность изоляции вакуумных выключателей принимают в соответствии с "Общие положения или стандарты на высоковольтную коммутационную аппаратуру и аппаратуру управления".

39. Нормированные испытательные напряжения изоляции вакуумных выключателей выбирают в соответствии с "Общие положения или стандарты на высоковольтную коммутационную аппаратуру и аппаратуру управления".

40. Длина пути утечки внешней изоляции и степень загрязнения изоляции (I, II, III, IV), согласно ГОСТ 9920-89 "Электроустановки переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. Длина пути утечки внешней изоляции"; ГОСТ 8024-90 "Аппараты и

электротехнические устройства переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Нормы нагрева при продолжительном режиме работы и методы испытаний" для выключателей категории размещения 1 указываются в стандартах и эксплуатационных документах

41. Требования в отношении нагрева принимают в соответствии с ГОСТ 8024-90 "Аппараты и электротехнические устройства переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Нормы нагрева при продолжительном режиме работы и методы испытаний", вакуумных выключателей в продолжительном режиме – в соответствии ГОСТ 16962.1-89. "Изделия электротехнические. Методы испытаний на устойчивость к климатическим внешним воздействующим факторам. Установленные нормы наибольших допустимых температур нагрева частей согласно ГОСТ 54127-4-2011 "Электробезопасность в низковольтных распределительных сетях напряжением до 1000 В переменного тока и 1500 В постоянного тока" не превышаются при следующих условиях:

- 1) для главной цепи – при токе, равном $I_{\text{ном}}$;
- 2) для контактов, контактных зажимов и других элементов вспомогательных цепей, предназначенных для работы в продолжительном режиме, - при токе 10 А, для элементов цепей с малым потреблением (до 0,5 А) – при токе 1 А.

42. Наибольшие допустимые температуры и соответствующие превышения температур обмоток и других элементов вспомогательных цепей (кроме электродвигателей), предназначенных для кратковременного режима (только в процессе операции включения или отключения вакуумного выключателя), допускаются в пределах требований ГОСТ 31602.2 "Устройства соединительные", после 10-кратного срабатывания при напряжении на выводах, равном $1,1 U_{\text{п, ном}}$ (для обмоток включающих электромагнитов приводов зависимого действия при напряжении $U_{\text{п, ном}}$). При интервале между моментами подачи напряжения 10 с или при отсутствии соблюдения этого интервала на минимальном интервале.

Сноска. Пункт 42 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

43. Если в цепи обмоток или в цепи таких элементов отсутствуют блок-контакты или другие коммутационные устройства, автоматически снимающие импульс на срабатывание, то обмотки выдерживают приложение напряжения $1,1 U_{\text{п, ном}}$ один раз в течение 15 с.

44. Наибольшие допустимые температуры и соответствующие превышения температур частей электродвигателей приводов соответствуют ГОСТ 31602.2-2012 "

Устройства соединительные", после 10-кратного срабатывания привода при напряжении на зажимах двигателя, равном $U_{п, ном}$, с минимальными интервалами времени между моментами подачи напряжения.

45. Вакуумный выключатель выполняет операции и (или) циклы операций при условиях, указанных в пункте 54-60 настоящих Методических указаний, и с характеристиками работы механизма вакуумного выключателя, обеспечивающими нормированные параметры коммутационной способности выключателя.

1) включение (В);

2) отключение (О);

3) включение – отключение (ВО), в том числе без преднамеренной выдержки времени между В и О;

4) отключение – включение (ОВ) при любой бесконтактной паузе, начиная от $t_{бк}$, соответствующей $t_{бт}$;

5) отключение – включение – отключение (ОВО) с интервалами между операциями согласно требованию перечислений подпунктов 3 и 4 настоящего пункта.

46. Требования перечислений подпунктов 3) и 4) пункта 45 настоящих Методических указаний относятся только к вакуумным выключателям, предназначенным для работы при АПВ.

47. Характеристики работы механизма вакуумного выключателя с предельными отклонениями от их нормированных значений указываются в стандартах и эксплуатационных документах.

48. Включение вакуумного выключателя обеспечивается при напряжении на зажимах цепи управления включением и начальном избыточном давлении (для пневматических приводов) в диапазонах, ограниченных нижним и верхним пределами (в процентах номинальных значений указанных величин) по пунктам 54-55 настоящих Методических указаний.

49. Под "напряжением на зажимах цепи управления" понимают минимальное напряжение на ее зажимах во время совершения операции.

51. Диапазон напряжений:

1) для приводов зависимого действия постоянного тока, для включающих электромагнитов приводов независимого действия – от 85 % до 105 %;

2) для приводов зависимого действия переменного тока и постоянного тока, подключаемых к сети переменного тока через выпрямительные устройства, диапазон напряжений указывают в эксплуатационных документах.

51. Отключение выключателя обеспечивается при напряжении на зажимах цепи управления отключением в диапазоне, ограниченном нижним и верхним пределами (в процентах номинальных значений указанных величин):

1) при питании электромагнитов постоянным током – от 70 % до 110 %;

2) при питании электромагнитов переменным током, постоянным током при подключении электромагнитов к сети переменного тока через выпрямительные устройства – от 65 % до 120 %.

52. Отключение с помощью встроенных в привод минимальных расцепителей напряжения и максимальных расцепителей тока обеспечивается их соответствующими характеристиками согласно ГОСТ Р 52565-06 "Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия".

53. Для пружинного привода в эксплуатационных документах указывается усилие (статический или вращающий момент) или расходуемую при работе привода потенциальную энергию пружин с допускаемыми отклонениями, при которых обеспечивается выполнение операций и циклов по пункту 48 настоящих Методических указаний, нормированные характеристики пружин.

54. Электродвигатели приводов независимого действия, используемые для завода пружин или приведения в действие индивидуального компрессора или насоса, электромагниты контакторов и других вспомогательных устройств, действующих при замыкании цепи, нормально работают в диапазоне напряжений на их выводах от 85% до 110% от $U_{п, ном}$.

55. Собственные времена отключения и включения вакуумного выключателя, разновременность замыкания и размыкания контактов полюсов и разрывов указывается в эксплуатационных документах.

56. При отсутствии указаний наибольшая разница между моментами замыкания контактов полюсов при включении не менее 0,005 с, наибольшая разница между моментами размыкания контактов полюсов выключателей при отключении не менее 0,0033 с, наибольшая разница между моментами размыкания контактов разрывов одного полюса для вакуумных выключателей с несколькими разрывами при отключении не менее 0,0025 с.

57. В стандартах и эксплуатационных документах указывается значения:

1) с допустимыми отклонениями для скоростей включения и отключения выключателя,

2) электрических сопротивлений и токов потребления электромагнитов включения и отключения,

3) контактного нажатия пружин размыкаемых контактов,

4) минимального напряжения,

5) минимального давления и минимального натяжения пружин, при которых обеспечивается выполнение выключателем операций отключения и включения.

58. Значения временных и скоростных характеристик вакуумного выключателя нормируется при:

1) отсутствии тока и (или) напряжения в главной цепи вакуумного выключателя (для выключателей с максимальным расцепителем тока – при протекании тока в главной цепи);

2) номинальном напряжении на зажимах цепей управления;

3) нормированном усилии (моменте) пружин для вакуумных выключателей с пружинными приводами.

59. Вакуумные выключатели с категорией размещения 1 нормально работают в условиях гололеда при толщине корки льда до 20 мм и ветре скоростью до 15 м/с, а при отсутствии гололеда – при ветре со скоростью до 40 м/с.

60. Вакуумные выключатели с категорией размещения 1 рассчитаны на тяжение проводов в соответствии с рисунком 4 и таблицей 1 приложения к настоящим Методическим указаниям. Горизонтальные силы F_{shA} и F_{shB} прикладываются в направлениях A_1 , B_1 и B_2 – для вывода 1 и в направлениях A_2 , B_1 , и B_2 – для вывода 2. Вертикальную силу F_{sv} прикладывают в направлениях C_1 и C_2 – для обоих выводов.

61. Если условия эксплуатации требуют нормирования стойкости к воздействиям механических факторов внешней среды, то группу этих воздействий указывают в паспорте изготовителя согласно ГОСТ 54127-4 "Электробезопасность в низковольтных распределительных сетях напряжением до 1000 В переменного тока и 1500 В постоянного тока".

Сноска. Пункт 61 - в редакции приказа Министерства энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

62. Значение ресурса вакуумного выключателя по механической стойкости N (число циклов "включение-пауза-отключение" $B - t_{\Pi} - O$ без тока в главной цепи) составляет не менее 2000 для вакуумных выключателей нормального исполнения и не менее 10000 циклов - для вакуумных выключателей с повышенной механической стойкостью. Конкретное значение указывают в стандартах и эксплуатационных документах.

63. Вакуумный выключатель во включенном положении выдерживает без повреждений, могущих препятствовать его исправной работе, электродинамическое и термическое воздействие сквозных токов короткого замыкания с параметрами вплоть до следующих нормированных значений:

1) наибольший пик (ток электродинамической стойкости) $I_{д}$, значение которого не менее $2,5 I_{о. ном}$;

2) среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости) $I_{т}$, значение которого не менее $I_{о. ном}$;

3) время протекания тока (время короткого замыкания) $t_{к.з}$, которое рекомендуется выбирать из ряда: 1, 2 или 3 с.

64. Для выключателей со встроенными в привод максимальными расцепителями тока $t_{к.з}$ равно полному времени отключения при максимальной уставке по времени срабатывания в условиях нормированного коммутационного цикла.

65. Допускается использовать вакуумные выключатели при времени короткого замыкания t , превышающем $t_{к.з}$, и при уменьшенном по сравнению с I_T значении тока I_t , определяемом по формуле:

$$I_t = I_T \sqrt{t_{к.з} / t}.$$

(2)

Значение I_t принимают равным I_T при $t < t_{к.з}$.

66. Обмотки и другие элементы цепей максимального расцепителя тока, встроенных в привод, при подтянутом якоре выдерживают без повреждений протекание тока, равного 150 А, в течение 1 с – для расцепителей мгновенного действия на уставке отключающего тока менее 80 А и в течение 2 с – для расцепителей с выдержкой времени, а обмотки электромагнитов расцепителей мгновенного действия на уставке отключающего тока 80 А и более выдерживают протекание тока 250 А в течение 1 с.

67. Напряжение сети – вплоть до равного наибольшему рабочему напряжению выключателя $U_{н.р}$, соответствующему номинальному напряжению выключателя $U_{ном}$.

68. Для вакуумных выключателей на $U_{ном} = 15$ кВ, предназначенных для использования в сетях с $U_{ном} = 13,8$ кВ, и вакуумных выключателей на $U_{ном} = 20$ кВ, предназначенных для использования в сетях с $U_{ном} = 18$ кВ, допускается дополнительно нормировать коммутационную способность при указанных номинальных напряжениях сетей, исходя из наибольших рабочих напряжений 15,2 и 19,8 кВ.

69. Восстанавливающийся напряжение – в соответствии с нормированными характеристиками собственного переходного восстанавливающегося напряжения (далее – ПВН), указанного в пункте 80 настоящих Методических указаний.

70. Выполняемая вакуумным выключателем последовательность коммутационных операций с заданными интервалами между ними – в соответствии со следующими нормированными коммутационными циклами:

1) для вакуумных выключателей, предназначенных для работы при АПВ, - коммутационные циклы - это:

цикл 1: О - $t_{от}$ - ВО - 180 с - ВО;

цикл 2: О - 180 с - ВО - 180 с - ВО,

где О - операция отключения тока короткого замыкания вплоть до равного $I_{O.ном}$;

ВО – операция включения на ток короткого замыкания вплоть до равного $I_{В.н}$ и незамедлительно (без преднамеренной выдержки времени) следующая за ней операция отключения;

$t_{от}$ – нормированная бестоковая пауза при АПВ, значение которой может находиться в пределах от 0,3 до 1,2 с, причем для вакуумных выключателей, предназначенных для работы при быстродействующем АПВ, это значение принимается равным 0,3 с;

2) для вакуумных выключателей, не предназначенных для работы при АПВ, – только цикл 2;

3) для генераторных выключателей допускается вместо цикла 2 нормировать цикл ВО - 30 мин - ВО;

4) вакуумные выключатели на $U_{ном} \leq 220$ кВ, предназначенные для работы при АПВ, кроме нормированных коммутационных циклов 1 и 2, выполняют цикл О - $t_{от}$ - ВО - 20 с - ВО (цикл 1).

71. Коммутационная способность вакуумных выключателей, предназначенных для работы при АПВ, обеспечивается при бестоковых паузах, равных или больших $t_{от}$. Для вакуумных выключателей, предназначенных для работы при АПВ, токи включения и отключения для цикла 2 могут нормироваться большими, чем для цикла 1. Вакуумного выключателя с пневматическим приводом в целях выполнения последней части нормированного коммутационного цикла (ВО) требуется в течение интервала времени 180 с или 20 подпитка, указания в эксплуатационных документах. Для вакуумных выключателей с пружинными приводами допускается по согласованию с заказчиком вместо паузы 20 с в цикле 1 нормировать паузу, увеличенную до значения, равного времени завода пружин. По согласованию с заказчиком допускается для отдельных типов вакуумных выключателей на $U_{ном} \leq 220$ кВ нормировать только циклы 1 и 2.

72. Нормированные характеристики ПВН задаются условной граничной линией, определяемой:

1) двумя параметрами - u_c , t_3 и координатами линии запаздывания u' и t_d в соответствии с рисунком 5 приложения настоящим Методическим указаниям.

2) четырьмя параметрами - u_1 , u_c , t_1 , t_2 , и координатами линии запаздывания u' и t_d в соответствии с рисунком 6 приложения к настоящим Методическим указаниям.

Параметры u_1 и u_c определяются соотношениями:

$$u_1 = \sqrt{2} U_{вп}$$

- для выключателей с $U_{\text{ном}} \leq 35 \text{ кВ}$,

$$u_1 = 0,75 \sqrt{2} U_{\text{вп}}$$

- для выключателей $U_{\text{ном}} \geq 110 \text{ кВ}$, (3)

$$u_c = K_a \sqrt{2} U_{\text{вп}},$$

$$U_{\text{вп}} = K_{\text{п.г}} U_{\text{нр}} / \sqrt{3},$$

где $U_{\text{вп}}$ – полюсное возвращающееся напряжение;

$K_{\text{п.г}}$ – коэффициент первого гасящего полюса (при трехфазном коротком замыкании);

K_a – коэффициент превышения амплитуды.

73. Для вакуумных выключателей с $U_{\text{ном}} \leq 35 \text{ кВ}$ $K_{\text{п.г}} = 1,5$, для вакуумных выключателей с $U_{\text{ном}} \geq 110 \text{ кВ}$ $K_{\text{п.г}} = 1,3$.

74. Выключатель отключает токи вплоть до нормированного при условии, что ПВН в месте установки вакуумного выключателя:

- 1) не выходит за пределы (не проходит выше) условной граничной линии;
- 2) пересекает один раз линию запаздывания и вторично ее не пересекает.

75. Нормированные характеристики ПВН при отключении токов короткого замыкания, соответствуют условиям работы первого гасящего полюса при отключении трехфазного короткого замыкания соответствуют ГОСТ Р 52565-06 "Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия".

76. Если условие по пункту 73 настоящих Методических указаний не выполняется, то применение выключателя в данной цепи согласовывается между изготовителем и заказчиком. Превышение условной граничной линии, при установке выключателя:

- 1) в цепи генератора;
- 2) непосредственно за мощным трансформатором (автотрансформатором) при отсутствии существенной емкости присоединений.

77. Рекомендуемые характеристики ПВН при установке выключателя в цепи генератора для тока $I_{\text{о. ном}}$ приведены в таблице 2 приложения к настоящим Методическим указаниям.

78. Для выключателей с $U_{\text{ном}} \geq 110 \text{ кВ}$ и $I_{\text{о. ном}} \geq 25 \text{ кА}$ дополнительно нормируется начальная часть ПВН (начальное ПВН – НПВН). НПВН определяется параметрами f_1 и t_1 характеризующими ее граничную линию, в соответствии с рисунком 7 и таблицей 3 приложения к настоящим Методическим указаниям.

79. Пик НПВН определяют умножением коэффициента f_i на действующее значение тока отключения.

80. Требования к НПВН не распространяются на выключатели, являющиеся составной частью КРУЭ.

81. Требования к характеристикам ПВН для вакуумных выключателей, предназначенных для прямого присоединения к воздушным линиям с $U_{\text{ном}} \geq 110$ кВ и $I_{\text{о. ном}} > 12,5$ кА, при условии отключения однофазных неудаленных коротких замыканий определяются нормируемыми параметрами линии: волновым сопротивлением $z = 450$ Ом, коэффициентом пика $K_{\text{п.л}} = 1,6$ и временем задержки $t_{\text{дл}}$, равным 0,2 мкс – для вакуумных выключателей на $U_{\text{ном}} \leq 150$ кВ и 0,5 мкс - для выключателей на $U_{\text{ном}} \geq 220$ кВ.

82. Для отдельных вакуумных выключателей на номинальные напряжения 330 кВ и более допускается по согласованию с заказчиком нормировать значения z и $K_{\text{п.л}}$ меньшими, чем указано выше, например в случае, если в конструкции линии электропередачи предусмотрены мероприятия, уменьшающие эффект сближения проводов при коротком замыкании.

83. Допускаемое для каждого полюса вакуумного выключателя без осмотра и ремонта дугогасительного устройства число операций отключения и включения (ресурс по коммутационной стойкости) при токах короткого замыкания и нагрузочных токах следует нормировать в стандарте и эксплуатационных документах.

84. Для вакуумных выключателей при токе $I_{\text{о.ном}}$ допускаемое число отключений не менее при 31,5 кА - 25, 40 кВ – 20, 50 кВ – 18, 63 кВ – 10.

85. При токе короткого замыкания $0,6 I_{\text{о.ном}}$ минимальное допускаемое число отключений требуется более нормированного для $I_{\text{о.ном}}$ в 1,7 раза.

86. Минимальное допустимое число включений при токе $I_{\text{о.ном}}$ не менее 50% допустимого числа отключений.

87. Вакуумные выключатели на $U_{\text{ном}} \geq 110$ кВ способны производить коммутацию линий в условиях рассогласования фаз при нормированном токе отключения, составляющем $0,25 I_{\text{о.ном}}$ и возвращающемся напряжении $2,0 \cdot \sqrt{2/3} U_{\text{нр}}$.

88. Форма нормированной кривой ПВН соответствует приведенной на рисунке 6 приложения к настоящим Методическим указаниям. Нормированные значения параметров ПВН приведены в таблице 4 приложения к настоящим Методическим указаниям.

89. Вакуумные выключатели, предназначенные для установки в цепи генераторов, отключают токи в условиях рассогласования фаз напряжения со стороны генератора и со стороны системы. Нормированный ток отключения, возвращающееся напряжение и ПВН устанавливаются по согласованию с заказчиком. Нормированный ток отключения не менее $0,5 I_{0. \text{ном}}$. Значения возвращающегося напряжения и ПВН устанавливается при угле расхождения фаз напряжения со стороны системы и со стороны генератора, равном 90 или 180 электрическим градусам, по согласованию с заказчиком.

90. Вакуумные выключатели на $U_{\text{ном}} \geq 110$ кВ способны отключать и включать токи ненагруженных воздушных линий вплоть до нормированных значений токов отключения ненагруженной воздушной линии, приведенных в таблице 5 приложения к настоящим Методическим указаниям.

91. Вакуумные выключатели отключают ненагруженные фазы трехфазных воздушных линий при наличии короткого замыкания в одной или двух других фазах (двустороннее отключение несимметричного короткого замыкания при одновременной работе выключателей на концах линии)

92. Вакуумные выключатели, предназначенные для коммутации конденсаторных батарей, отключают и включают токи конденсаторных батарей вплоть до нормированных значений при напряжении вплоть до наибольшего рабочего. Нормированные значения токов определяются в стандартах.

93. Вакуумные выключатели, предназначенные для коммутации емкостного тока, подразделяются на два класса: класс С1 – с низкой вероятностью повторного пробоя; класс С2 – с очень низкой вероятностью повторного пробоя.

94. Вакуумные выключатели, предназначенные для коммутации тока шунтирующего реактора, отключают токи шунтирующего реактора от минимально допустимого вплоть до нормированного изготовителем при напряжении до наибольшего рабочего напряжения включительно без превышения допустимых значений перенапряжений, нормированных изготовителем по согласованию с заказчиком. Изготовитель указывает применение устройств защиты от перенапряжений

95. Для вакуумных выключателей с $U_{\text{ном}} \geq 110$ кВ рекомендуемые значения нормированного тока отключения шунтирующего реактора – (315 ± 63) А, минимального тока отключения шунтирующего реактора – (100 ± 20) А.

96. Требования к напряжению радиопомех предъявляются к выключателям на $U_{\text{ном}} \geq 110$ кВ.

97. Напряжение радиопомех, создаваемых вакуумными выключателями при напряжении

$$1,1U_{\text{нр}}/\sqrt{3}$$

, не превышает 2500 мкВ при частоте настройки измерительной цепи (500 ± 50) кГц.

98. Требования к электромагнитной совместимости предъявляются к вакуумным выключателям согласно ГОСТ Р 51317.4.11-99 "Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к динамическим изменениям напряжения электропитания. Требования и методы испытаний", имеющим электронные компоненты, воздействие помех на которые может привести к неправильному функционированию. Конкретные требования указываются в стандартах.

99. Контактные зажимы выводов вакуумного выключателя соответствуют требованиям документа согласно ГОСТ 31602.2-2012 "Устройства соединительные".

100. Вакуумный выключатель (полюс выключателя) имеет контактную площадку для подсоединения заземляющего проводника и заземляющий зажим, согласно Правилам, ГОСТ 21130-75 "Знаки заземления, требований к установке заземляющих зажимов", ГОСТ Р 52726-2007 "Разъединители переменного тока (развязки) и заземлители" с указанием знака заземления.

101. Металлические части, подвергающиеся воздействию климатических факторов внешней среды, имеют защитные покрытия с учетом условий эксплуатации согласно ГОСТ 15150-69 "Классификация внешних условий. Часть 2 Природные внешние условия. Температура и влажность", ГОСТ 28198-89 "Испытания на внешние воздействия. Общие положения и руководство в части нормальных условий испытаний" срока службы изделия.

102. Вакуумный выключатель (полюс выключателя) имеет указатель включенного и отключенного положений, согласно Правилам.

103. В вакуумных выключателях устанавливаются счетчики числа срабатываний.

104. Вакуумные выключатели имеют коммутирующие контакты для внешних вспомогательных цепей в количестве не менее 12, установленные в местах, доступных для осмотра и ремонта.

106. Число коммутирующих контактов для внешних цепей, в том числе замыкающих, размыкающих и переключающих, указывается в стандартах и в эксплуатационных документах изготовителя.

106. Конструкция выключателей климатических исполнений ХЛ и УХЛ обеспечивает в дополнение к требованиям настоящего стандарта согласно ГОСТ 16962.1-89. "Изделия электротехнические. Методы испытаний на устойчивость к климатическим внешним воздействующим факторам".

107. Внутренние элементы вакуумных выключателей категории размещения 1 (изоляция, механизмы, электрические устройства) защищаются от попадания в них атмосферных осадков.

108. Вакуумные выключатели, требующие применения подогрева при пониженных температурах окружающего воздуха, имеют подогревательные устройства – одно – или

многоступенчатые и средства для их ручного или автоматического включения и отключения. Температура окружающего воздуха, при которой включают эти устройства (ступени), указывается изготовителем в эксплуатационных документах.

109. Резервуары выключателей и приводов со сжатым газом соответствуют требованиям документа, указанного в пункте 6 настоящих Методических указаний.

110. В вакуумных выключателях герметичность вакуумных дугогасительных камер и требуемое давление остаточных газов в них обеспечивается конструкцией и технологией изготовления, в результате чего достигается сохранение электрической прочности между разомкнутыми контактами в течение всего срока службы и не требуется постоянного автоматического контроля газа.

111. Значения остаточного давления газов в вакуумных дугогасительных камерах указывается в технических документах. Нормированное значение срока службы, согласно пункту 74 настоящих Методических указаний.

112. Конструкция привода обеспечивает выполнение выключателем операций включения и отключения и циклов операций по сигналу дистанционного управления, при "местном" отключении путем ручного воздействия на элемент механизма привода (защелку, кнопку, клапан).

113. Приводы выключателей номинальным напряжением 330 кВ и выше имеет два электромагнита отключения.

114. Конструкция приводов в части обеспечения подачи аварийного сигнала при отключении выключателя от защиты, установки механических блок-замков для осуществления блокировки с приводами разъединителей и блокировки от многократных повторных включений и отключений при поданной команде на включение и отключение от встроенных в привод устройств релейной защиты, согласно Правилам.

115. В конструкции пружинных приводов предусматриваются устройства, обеспечивающие:

1) автоматический завод включающих пружин непосредственно после включения выключателя для осуществления АПВ;

2) блокировку движения контактов выключателя из отключенного положения при не полностью заведенных включающих пружинах.

116. В конструкции гидравлических приводов предусматриваются следующие устройства:

1) резервуар с рабочей жидкостью;

2) манометр, показывающий давление в гидросистеме привода с пневматическим накопителем энергии;

3) индикатор, показывающий состояние пружин привода с пружинным накопителем энергии;

4) устройства автоматического поддержания рабочего давления в гидросистеме и блокировки команд на включение и отключение выключателя с сигнализацией о снижении гидравлического давления ниже допустимого;

5) счетчик срабатываний насоса, поддерживающего давление в гидросистеме;

6) механический указатель положения исполнительного органа привода.

117. Значение ресурса выключателя по механической стойкости до среднего ремонта – в соответствии с пунктом 65 настоящих Методических указаний.

118. Ресурс выключателя по коммутационной стойкости до среднего ремонта - в соответствии с пунктом 52 настоящих Методических указаний, где средний ремонт – ремонт, выполняемый для восстановления исправности и частичного восстановления ресурса изделия с заменой или восстановлением составных частей ограниченной номенклатуры и контролем технического состояния составных частей, выполняемым в объеме согласно нормативных документов в области электроэнергетике.

119. Ремонты и периодичность осмотров производиться в соответствии с технической документацией изготовителя (инструкциями по эксплуатации) и в зависимости от технического состояния.

120. Срок службы вакуумных выключателя до списания – не менее 30 лет.

121. Комплектность поставки устанавливаются по соглашению между поставщиком и заказчиком. В комплект поставки, помимо выключателя, могут входить:

1) привод и (или) распределительный шкаф – в зависимости от вакуумного выключателя;

2) комплект запасных частей и принадлежностей (ЗИП) одиночный;

3) комплект ЗИП групповой;

4) комплект ЗИП ремонтный;

5) баллоны с газом для заполнения выключателя;

6) газотехнологическое оборудование.

122. К комплекту выключателя или к комплекту отдельно поставляемого привода прилагаются эксплуатационные документы, это:

1) руководство по эксплуатации;

2) формуляр или паспорт;

3) ведомость ЗИП в виде отдельного документа или как составная часть паспорта или формуляра.

123. Паспорт сосуда, работающего под давлением, прикладывается согласно ISO 16528-2:2007 "Котлы и сосуды, работающие под давлением. Часть 1. Требования к рабочим характеристикам".

124. Каждый вакуумный выключатель (при однополюсном исполнении – каждый полюс выключателя, а если полюс состоит из двух и более элементов – каждый элемент) имеют табличку (таблички), на которой указываются:

1) товарный знак или наименование изготовителя;

2) наименование изделия ("Выключатель");

3) тип выключателя;

4) обозначение климатического исполнения и категории размещения согласно ГОСТ 15150-69 "Классификация внешних условий. Часть 2 Природные внешние условия. Температура и влажность", ГОСТ 28198-89 "Испытания на внешние воздействия. Общие положения и руководство в части нормальных условий испытаний".

5) порядковый номер по системе нумерации предприятия-изготовителя;

6) номинальное напряжение в киловольтах;

7) номинальный ток в амперах;

8) номинальный ток отключения в килоамперах;

9) давление заполнения газа в мегапаскалях (и рядом в скобках – в килограмм-силах на квадратный сантиметр) при 20°C – для газовых выключателей;

10) масса выключателя в килограммах;

12) дата изготовления (год выпуска) выключателя.

125. Части выключателей, транспортируемых в разобранном виде, имеют маркировку, облегчающую сборку выключателей на месте монтажа.

126. Выключатели, имеющие встроенный привод, имеют дополнительную табличку с данными этого привода, на которой указываются род тока и номинальное напряжение элементов привода в вольтах.

127. Данные встроенного привода указываться на табличке выключателя.

128. Каждый конструктивно самостоятельный привод имеет табличку, на которой указываются:

1) товарный знак или наименование изготовителя;

2) наименование изделия ("Привод");

3) тип привода и вариант его исполнения по применяемости для выключателей;

4) обозначение климатического исполнения и категории размещения согласно ГОСТ 15150-69 "Классификация внешних условий. Часть 2 Природные внешние условия. Температура и влажность", ГОСТ 28198-89 "Испытания на внешние воздействия. Общие положения и руководство в части нормальных условий испытаний".

5) порядковый номер по системе нумерации изготовителя;

6) род тока и номинальное напряжение элементов привода в вольтах;

7) условные обозначения встроенных расцепителей (при их наличии) и их диапазоны уставок тока и выдержки времени;

8) дата изготовления (год выпуска) привода.

129. Обмотки элементов приводов имеют таблички или ярлыки, на которых указывается:

1) назначение обмотки или ее условное обозначение;

- 2) марка провода;
- 3) диаметр провода в миллиметрах;
- 4) число витков;

5) сопротивление (при постоянном токе) в омах при плюс 20°C (сопротивление токовых обмоток электромагнитов допускается не указывать).

130. Вакуумные выключатели, имеющие встроенные трансформаторы тока, имеют табличку с данными этих трансформаторов тока.

131. Способ нанесения маркировки на табличках обеспечивает ясность надписей в течение всего времени эксплуатации выключателя.

132. Сосуды для сжатого вакуума имеют маркировку и сопроводительные технические документы.

133. Выключатели или их части (при транспортировании вакуумных выключателей в частично разобранном виде) упакованы для транспортирования в плотные или решетчатые ящики или в специальную тару.

134. Комплектность поставки: выключатель с приводом, одиночный комплект ЗИП, эксплуатационная документация (паспорт на вакуумную дугогасительную камеру).

135. Маркировка имеет таблички с информацией: наименование и товарный знак изготовителя, наименование изделия, технические данные изделия.

136. Упаковка обеспечивает исключение механических повреждений, защиту изоляционных частей от воздействия внешней среды при транспортировании и иметь консервацию защитными смазками.

137. Упаковка выключателей и их частей исключает их механических повреждений, обеспечивать защиту изоляционных частей из органических материалов от воздействия окружающей среды в процессе транспортирования.

138. Все неокрашенные металлические части вакуумного выключателя (включая запасные части), подверженные воздействию внешней среды при транспортировании и хранении, законсервированы с помощью защитных смазок или другим надежным способом. Действие консервации рассчитывается на срок:

- 1) не менее двух лет – для выключателей;
- 2) не менее трех лет – для запасных частей.

Допускается транспортирование выключателей или их частей в пределах одного населенного пункта или между близкорасположенными населенными пунктами без упаковки или в упрощенной (временной) упаковке, защищающей от атмосферных осадков, при условии принятия мер, предохраняющих от повреждений выключатель и его упаковку; перевозку, погрузку и разгрузку транспортного средства под открытым небом выполняется в течение светлого времени суток.

139. При транспортировании в транспортных контейнерах выключатели или их части без индивидуальной упаковки закреплены и предохранены от механических повреждений.

140. На наружных металлических частях выключателя (кроме арматуры изоляторов и контактных частей), находящихся во время работы выключателя под высоким напряжением, предостерегающие надписи или знаки, нанесенные на кожухе, закрывающем группу деталей, или (при отсутствии кожуха) на одной или нескольких деталях из группы металлически связанных между собой деталей.

141. Для вакуумных выключателей на номинальное напряжение 35 кВ и выше, для выключателей на напряжение менее 35 кВ, предназначенных для установки на выкатной части КРУ, нанесение надписи не требуется.

142. Степень защиты шкафов приводов и шкафов управления от соприкосновения с находящимися под напряжением частями или приближения к ним, от соприкосновения с движущимися частями, находящимися внутри оболочки, от попадания внутрь твердых посторонних тел и от попадания воды согласно ГОСТ 14254-96 "Степени защиты, обеспечиваемые оболочками".

143. Газоотводы, выхлопные и предохранительные устройства выключателей расположены так, чтобы выбросы газа были направлены в сторону от места, где может находиться обслуживающий персонал. Изготовитель указывает границы пространства, внутри которого не допускается нахождение частей под напряжением или заземленных частей.

144. В выключателях применяются материалы, ограничивающие распространение пламени в случае его появления в результате отказа, перекрытия, пробоя или других аварийных повреждений выключателя.

145. Меры охраны окружающей среды при монтаже и эксплуатации выключателей устанавливаются в эксплуатационных документах.

Глава 4. Порядок проведения приемки и испытаний

146. Выключатели подвергаются изготовителем приемосдаточным, квалификационным, периодическим и типовым испытаниям.

147. В процессе разработки выключателя и для решения вопроса о целесообразности постановки выключателей на производство проводятся приемочные испытания опытных образцов.

148. В зависимости от видов испытаний, проверяемых параметров и от конструкции выключателя объектами испытаний могут быть: выключатель (все три полюса), полюс выключателя, дугогасительный модуль или отдельный его разрыв, отдельные сборочные единицы. Объект испытаний указывается в программе и протоколе испытаний. Образцы объектов для квалификационных, периодических и типовых испытаний отбираются из числа изделий, прошедших приемосдаточные испытания, или (для частей выключателя) проверку и приемку технического контроля.

Допускается отдельным видам испытаний подвергать разные экземпляры образцов (параллельные испытания).

149. Если объектом испытаний является часть выключателя (полюс, элемент, модуль, разрыв, сборочная единица), функционально связанная с другими частями, то в программе и протоколе испытаний указывается меры, принимаются для воспроизведения (имитирования) влияния других частей на испытываемую, либо обосновывается, что при проведенном испытании не облегчается работа части по сравнению с условиями ее работы в полностью собранном выключателе.

150. Если квалификационным или периодическим испытаниям подвергнут выключатель, представляющий собой одно из исполнений серии выключателей с одним модулем или с несколькими последовательно соединенными модулями, то допускается другие исполнения выключателей этой серии испытывать не в полном объеме, распространив на них результаты испытаний первого исполнения. Допустимость испытаний не в полном объеме обосновывается.

151. Если квалификационным или периодическим испытаниям подвергнут выключатель, являющийся одним из типов исполнения серии выключателей, имеющих часть практически одинаковых конструктивных элементов, то другие выключатели этой серии могут не подвергаться отдельным видам указанных испытаний с распространением на эти виды результатов испытаний, проведенных на первом выключателе.

Допустимость испытаний не в полном объеме обосновывается.

152. Если для управления данным выключателем предусмотрены разные типы приводов, то квалификационным или периодическим испытаниям в полном объеме он может подвергаться только с одним из них. Объем испытаний с другими типами приводов может быть сокращен по согласованию с потребителем.

153. В зависимости от конструктивных особенностей выключателя допускается: проводить испытания без установки отдельных сборочных единиц или деталей; применять во время испытаний инвентарные сборочные единицы и детали; вводить отдельные уточнения в программу проведения испытаний.

154. В протоколах испытаний или в программе проведения испытаний обосновывается, что сделанные изменения в испытуемом образце не влияют на результаты испытаний или не облегчают условий проведения испытаний.

155. Допускается характеристики комплектующих изделий, указанные в их сопроводительных документах (например сопротивление обмоток электромагнитов, емкость шунтирующих конденсаторов, электрическую прочность изоляции вводов), повторно не проверять, а заносить их в паспорт выключателя или в протокол испытаний поданным указанным технических документов.

156. Выпуск выключателей осуществляется на основании положительных результатов квалификационных (для вновь освоенных выключателей), периодических и приемосдаточных испытаний.

157. Протоколы или информация об испытаниях предъявляются потребителю по его требованию.

158. Выключатели предъявляют к приемке поштучно и подвергают проверке сплошным контролем.

159. Испытания проводятся по программе, включающей в себя виды испытаний и проверок и указания о последовательности их проведения:

- 1) проверку на соответствие требованиям сборочного чертежа;
- 2) проверку характеристик работы механизма выключателя (привода) и испытание на исправность его действия;
- 3) проверку герметичности, если указано в программе,
- 4) испытание изоляции напряжением промышленной частоты;
- 5) измерение электрического сопротивления главной цепи или его участков для выключателей с $I_{\text{ном}} < 6300 \text{ А}$;
- 6) проверку комплектности, маркировки, консервации и упаковки согласно требованиям конструкторских документов.

160. Квалификационные испытания проводятся после освоения технологии производства выключателя (при запуске в серийное производство), организации эксплуатирующих вакуумные выключатели с привлечением или при наличии соответствующих служб, имеющих право проведения следующих испытаний.

161. Квалификационные испытания проводят по программе, включающей виды испытаний и проверок:

- 1) проверку на соответствие требованиям сборочного;
 - 2) испытания на механическую работоспособность;
 - 3) испытание электрической прочности изоляции;
 - 4) испытание на нагрев;
 - 5) испытание на стойкость при сквозных токах короткого замыкания,
 - 6) испытания на коммутационную способность при токах короткого замыкания и в условиях рассогласования фаз;
 - 7) испытания на коммутационную способность при отключении и включении емкостных токов ненагруженных воздушных линий и батарей конденсаторов;
 - 8) испытания на коммутационную способность при отключении и включении шунтирующего реактора;
 - 9) испытания на радиопомехи;
 - 10) испытания на электромагнитную совместимость;
 - 11) испытания на стойкость к воздействию климатических факторов внешней среды
- .

Испытания по подпункту 7) настоящего пункта в части батарей конденсаторов, по подпунктам 9), 10), 11) настоящего пункта проводят, если соответствующие требования включены в стандартах на конкретные изделия.

162. Допускается распространять на вакуумного выключателя положительные результаты квалификационных испытаний аналогичных конструкторских или технологических решений или материалов, проведенных на других изделиях.

163. Допускается засчитывать испытания, проведенные на опытном образце, в качестве квалификационных испытаний, если соблюдены следующие условия:

1) опытный образец был изготовлен по технологии, предусмотренной для серийного производства;

2) комиссией по приемке опытно-конструкторской работы не были даны рекомендации по доработке конструкции, требующие проведения дополнительных испытаний.

164. Если эти условия не соблюдены и испытания опытного образца не могут быть зачтены полностью, то допускается при соответствующем техническом обосновании засчитывать отдельные виды испытаний, на результатах которых несоблюдение указанных условий не отражается.

165. Периодические испытания проводятся в объеме квалификационных испытаний. Объем периодических испытаний может быть сокращен по согласованию с потребителем.

166. Периодические испытания по пункту 162 настоящих Методических указаний, перечисления в подпунктах 1) – 4), проводят не реже одного раза в пять лет, по пункту 161 настоящих Методических указаний, перечисления в подпунктах 5) – 11), - не реже одного раза в 10 лет. Испытания выключателей с $I_{\text{ном}} > 10000 \text{ А}$ указанных в подпункте 4) пункта 161 настоящих Методических указаний, проводят не реже одного раза в 10 лет.

167. Если в процессе периодических испытаний получены неудовлетворительные результаты, разрабатываются и внедряются мероприятия, исключающие их появление.

168. После внедрения этих мероприятий проводят повторные испытания по тем пунктам программы, по которым были получены неудовлетворительные результаты, на результаты которых могут повлиять внесенные изменения. Результаты повторных испытаний являются окончательными.

169. Периодические испытания допускается не проводить, если документально подтверждено отсутствие рекламаций об отказах выключателей в эксплуатации, связанных с дефектами конструкции или изготовления, и в случаях, когда производство аттестовано по системе качества в соответствии с ISO 9001:2008.

170. Типовые испытания проводят при изменении конструкции, применяемых материалов или технологии производства и технических параметров выключателей.

171. Проведение типовых испытаний и их объем при изменении конструкции, применяемых материалов, технологии производства или технических параметров определяет изготовитель (разработчик).

172. В зависимости от характера вносимого изменения испытаниям подвергаются элементы из числа указанных в пункте 101 настоящих Методических указаний, отдельные детали и образцы материалов.

Глава 5. Методы испытаний

173. Проверка на соответствие требованиям сборочного чертежа. При приемосдаточных испытаниях проверке подлежит правильность выполнения требований сборочного чертежа, которые могут быть проверены визуально внешним осмотром. Проверке подлежит:

- 1) состояние защитных покрытий;
- 2) состояние поверхности наружных изоляционных частей;
- 3) правильность заполнения таблички;
- 4) правильность маркировки и клеймения;

5) соответствие установленного вспомогательного оборудования требованиям документации на него;

6) соответствие установленных шунтирующих резисторов и шунтирующих конденсаторов требованиям документов на них.

174. При квалификационных и периодических испытаниях дополнительно измеряют:

1) габаритные, установочные и присоединительные размеры – универсальными измерительными инструментами или шаблонами;

2) массу выключателя – на весах общего применения или пружинным динамометром.

Допускается определять массу выключателя суммированием масс отдельных элементов и сборочных единиц.

175. В объем испытаний на механическую работоспособность входят:

- 1) проверка характеристик работы механизма выключателя;
- 2) испытание на исправность действия механизма выключателя;
- 3) испытание на ресурс по механической стойкости;
- 4) испытание на оперирование в условиях гололеда;

5) испытание на работоспособность при совместном действии тяжения проводов и ветровой нагрузки;

6) испытание на стойкость к воздействию механических факторов внешней среды;

7) испытания на герметичность вакуумных выключателей.

176. При испытании на механическую работоспособность выключатель (или его часть) устанавливается на своей или на (инвентарной) раме, или на другом жестком

основании; при этом способ крепления, взаимное расположение и кинематическая связь выключателя (или его части) с приводом соответствуют монтажному чертежу и (или) руководству изготовителя. Вакуумные выключатели заполняются газом до давления заполнения.

177. К проверяемым характеристикам работы механизма выключателя, в зависимости от особенностей конструкции выключателя относят: собственные времена включения и отключения, скорости включения и отключения, ход контактов, контактные давления, нижний и верхний пределы напряжения на зажимах цепей управления, нижний и верхний пределы начального давления, усилия и (статические моменты) пружин при включении и отключении, электрическое сопротивление и ток потребления электромагнитов управления, расходы вакуума на операции и др.

178. Перечень характеристик, проверяемых при приемосдаточных, квалификационных, периодических и типовых испытаниях вакуумного выключателя, и соответствующую методику устанавливает изготовитель (разработчик) выключателя и вносит в программу и протокол испытаний.

179. Проверку собственных времен отключения и включения, бесконтактной паузы, координации моментов размыкания и замыкания главных, дугогасительных и других контактов допускается проводить осциллографом, электросекундомером или анализатором характеристик вакуумного выключателя.

180. Проверку собственных времен отключения и включения проводят при номинальном напряжении на зажимах электромагнита, номинальном давлении и нормированном усилии (моменте) пружин – в зависимости от типа привода, (в случае соответствующего указания в программе испытаний) – при нормированных нижних и верхних пределах указанных факторов.

181. Проверку скоростей включения и отключения проводят при номинальном напряжении на зажимах цепей управления, номинальном давлении и нормированном усилии (моменте) пружин – в зависимости от типа привода, а также (в случае соответствующего указания в программе испытаний) – при нормированных нижних и верхних пределах указанных факторов.

182. Проверку контактного давления (нажатия) размыкаемых контактов и скользящих неразмыкаемых контактов проводят либо косвенно – измерением усилий контактных пружин или определением силы вытягивания подвижного контакта, либо непосредственно измерением усилия оттягивания подвижной части контакта динамометром в момент потери контакта.

183. Определение минимального напряжения срабатывания включающих и отключающих устройств проводят с помощью ряда последовательных операций О (или В) при снижении напряжения на зажимах цепей управления ступенями, начиная от нижнего предела напряжения до минимального значения, при котором еще обеспечивается выполнение соответствующей операции.

184. Определение минимального натяжения пружин (усилия, статического момента, хода сжатия или растяжения, угла закручивания) пружинного привода проводят путем выполнения ряда последовательных операций включения при уменьшении натяжения пружин ступенями, вплоть до минимального значения, при котором еще обеспечивается выполнение соответствующей операции. Порядок определения данного параметра указывается в стандартах.

185. Проверку электрического сопротивления обмоток электромагнитов управления проводят путем изменения его мостом постоянного тока, присоединяемым к выводам обмотки или ее секций, или другим методом.

186. Проверку тока потребления цепей управления проводят путем записи (осциллографирования) тока, протекающего через входные зажимы цепи управления при выполнении операций В или О, при номинальном напряжении на зажимах цепи управления выключателя (привода).

187. За значение тока потребления принимают:

1) для приводов, использующих энергию постоянного тока, – максимальное значение тока;

2) для приводов, использующих энергию переменного тока, – максимально действующее значение, определяемое как наибольшее среднеарифметическое действующих значений двух соседних полупериодов с наибольшими амплитудами тока

Измерение тока в элементах приводов (например, в обмотках электромагнитов) проводят по методике изготовителя.

188. Испытание на исправность действия механизма выключателя проводят в объеме и при условиях, указанных в таблице 6 приложения к настоящим Методическим указаниям.

189. По окончании испытаний рекомендуется путем внешнего осмотра убедиться в отсутствии механических повреждений.

190. При испытании по подпункту 5 таблицы 6 приложения к настоящим Методическим указаниям циклы ВО выполняются без преднамеренной выдержки времени между операциями В и О, для чего на зажимы цепи управления отключением подают напряжение через контакты главной цепи выключателя (дугогасительные контакты или контакты отделителя).

191. Если коммутирующие контакты цепи отключения выключателя (привода) замыкаются ранее контактов главной цепи, то в одном из пяти циклов напряжение подавать не через главные контакты, а непосредственно на зажимы цепи управления отключением. При этом проверяется, что при подаче команды на включение и наличии напряжения на зажимах цепи отключения операция включения либо вовсе не

происходит, либо происходит с недоходом до положения, при котором возможен пробой между контактами выключателя с возвращением выключателя после этого в полностью отключенное положение.

192. Если указанные коммутирующие контакты замыкаются не ранее контактов главной цепи, то допускается во всех пяти циклах напряжение подавать не через контакты главной цепи, а непосредственно на зажимы цепи отключения.

193. При испытании выключателей, имеющих встроенную блокировку от многократного включения, проводят проверку действия этой блокировки против повторения операций включения и отключения выключателя, когда команда на включение продолжает оставаться поданной после автоматического отключения выключателя.

194. Допускается испытания по таблице 6 приложения к настоящим Методическим указаниям совмещать полностью или частично с испытаниями по проверке характеристик работы механизма выключателя по пункту 224 настоящих Методических указаний, если в процессе снятия характеристик установлено, что выключатель исправно работает в условиях, указанных в таблице 6 приложения к настоящим Методическим указаниям.

195. Выключатели, имеющие встроенные минимальные расцепители напряжения и (или) максимальные расцепители тока, дополнительно к испытаниям по таблице 6 приложения к настоящим Методическим указаниям испытываются на исправность действия при двух отключениях, произведенных с помощью каждого из расцепителей, с проверкой требований.

196. Испытание на ресурс по механической стойкости проводят в условиях, указанных в пункте 176 настоящих Методических указаний, путем выполнения (без тока в главной цепи выключателя) указанных в пунктах 197-203 настоящих Методических указаний циклов с паузами между ними.

197. Для выключателей нормального исполнения число включений и отключений за весь объем испытаний по 2000.

198. Циклы ВО выполняются без преднамеренной выдержки времени между операциями включения и отключения.

199. В течение испытаний допускается смазка доступных без разборки трущихся частей в соответствии с инструкциями изготовителя, но не допускается регулировка, замена деталей или другой вид обслуживания.

200. Между группами циклов выдерживаются интервалы, для охлаждения электрических и механических устройств привода.

201. Для выключателей с повышенной механической стойкостью число включений и отключений за весь объем испытаний по 10000.

202. Серию испытаний повторяют пять раз. Между сериями испытаний допускается смазка и небольшая регулировка, предусмотренная стандартами. Объем выполняемых работ указывается в программе и протоколе испытаний.

203. Замена контактов не допускается. Между сериями испытаний определяют значения характеристик выключателя, предусмотренные программой испытаний.

205. По окончании испытания определяют значения характеристик работы механизма выключателя, предусмотренных программой испытаний, после чего проводят выборочную разборку и осмотр с целью обнаружения механических повреждений.

206. Выключатель считают выдержавшим испытание на ресурс по механической стойкости если:

1) в процессе испытаний выключатель работал исправно, не было ни одного отказа в выполнении операции включения или отключения;

2) значения предусмотренных программой испытаний характеристик не вышли за пределы, установленные конструкторскими документами;

3) при осмотре после испытания не обнаружено повреждений, могущих препятствовать дальнейшей исправной работе, и ухудшения состояния изоляционных поверхностей;

4) состояние контактных деталей и поверхностей обеспечивает способность выключателя пропускать номинальный ток без превышения допустимых температур, при подтверждении способности выключателя пропускать номинальный ток проводят испытания выключателя на нагрев.

207. Если выключатель имеет контактные части, подвергающиеся серебрению с целью использования повышенных норм нагрева, то при оценке результатов испытаний следует руководствоваться согласно нормативных документов в области электроэнергетики.

208. Если при осмотре выключателя после испытаний обнаружено ухудшение состояния изоляционных поверхностей, то выключатель подвергается испытаниям электрической прочности изоляции. Допускается в обоснованных случаях проводить эти испытания путем проверки отдельных изоляционных частей после разборки выключателя.

209. Вакуумный выключатель после выполнения испытаний на ресурс по механической стойкости выдерживает испытания электрической прочности изоляции в объеме, предусмотренном подпунктами 218-222 настоящих Методических указаний.

210. Испытание на оперирование в условиях гололеда проводят только для выключателей категории размещения 1, имеющих наружные открытые подвижные части (например рычаги, тяги) или размыкаемые контакты.

211. Наращивания льда на подвижные части или контакты и на соседние с ними неподвижные части выключателя проводят согласно ГОСТ 16962.1-89 "Изделия

электротехнические. Методы испытаний на устойчивость к климатическим внешним воздействующим факторам". После наращивания льда и выдержки проводят операцию отключения или включения при нижних пределах напряжения на зажимах цепей управления, давления и усилия (момента) пружин - в соответствии с типом привода. Затем проводят проверку исправности действия путем пяти включений и отключений при номинальных значениях напряжения, давления и (или) нормированном усилии (моменте) пружин.

212. Испытанию на работоспособность при совместном действии тяжения проводов и ветровой нагрузки подвергают выключатели категории размещения 1 с $U_{ном} \geq 35$ кВ.

213. Испытание на оперирование при совместном действии тяжения проводов и ветровой нагрузки проводят на полюсе или элементе полюса (например одной из колонок) вакуумного выключателя в соответствии с приведенным ниже:

1) в зависимости от особенностей конструкции вакуумного выключателя и парусности отдельных его частей к полюсу (элементу) выключателя прикладывают горизонтальную силу давления ветра F_{wh} (смотреть рисунок 2 приложение к настоящим Методическим указаниям) в направлении наибольшей парусности, рассчитанную из скорости ветра 40 м/с. Для упрощения испытаний рекомендуется прикладывать эту силу не к центру приложения ветровой нагрузки, а к выводу полюса, снижая при этом значение силы так, чтобы изгибающий момент относительно нижней поверхности полюса сохранялся;

2) к одному из выводов полюса (к верхнему, если выводы расположены на разных уровнях) прикладывают горизонтальную силу тяжения проводов F_{thA} , равную нормированному значению, в направлении A_1 или A_2 , как указано на рисунке 2 приложения к настоящим Методическим указаниям. Вместо приложения сил F_{wh} и F_{thA} допускается прикладывать в направлении A_1 или A_2 результирующую силу F_{shA} .

3) проводят проверку исправности действия механизма выключателя путем двух включений и отключений при нормированных верхних и нижних пределах напряжения, давления или усилия (момента) пружин, в зависимости от типа привода;

4) снимают горизонтальную силу в направлении A_1 или A_2 и к этому же выводу прикладывают горизонтальную силу тяжения проводов F_{thB} , равную нормированному значению, в направлении B_1 или B_2 , как показано на рисунке 1; при этом сила давления ветра F_{wh} сохраняется;

5) проводят проверку исправности действия механизма выключателя по перечислению в);

6) изменяют направление сил, указанное в перечислении подпункта 4), на противоположное;

7) проводят проверку исправности действия механизма выключателя по перечислению подпункта 3) настоящего пункта;

8) снимают горизонтальные силы и прикладывают к этому же выводу вертикальную силу тяжения проводов F_{tv} , равную нормированному значению (смотреть направление C_1 или C_2 на рисунке 2 приложения к настоящим Методическим указаниям);

9) проводят проверку исправности действия механизма выключателя по перечислению подпункта 3) настоящего пункта;

10) изменяют направление силы, указанной в перечислении подпункта 9) настоящего пункта, на противоположное,

11) проводят проверку исправности действия механизма выключателя по перечислению подпункта 3) настоящего пункта.

214. Испытание допускается не проводить, если будет доказано расчетным путем, что выключатель способен выдержать нормированные нагрузки.

215. Испытание выключателя на стойкость к воздействию механических факторов внешней среды проводят по документу.

216. Методы испытаний электрической прочности изоляции вакуумных выключателей устанавливают в технических условиях на выключатели конкретных типов.

217. Проверку длины пути утечки внешней изоляции выключателей категории размещения 1 проводят по документу.

218. Испытания электрической прочности изоляции для контроля состояния выключателя после проведения испытаний на надежность по механическому ресурсу, коммутационную способность, после проведения климатических испытаний проводят в указанном ниже объеме:

1) выключатели с $U_{ном} \leq 35$ кВ. Прикладывают испытательное напряжение промышленной частоты в течение 1 мин, значение которого составляет 80 % значения;

2) выключатели с $U_{ном}$ 110, 150 и 220 кВ. Прикладывают испытательное напряжение полного грозового импульса, значение которого составляет 60 % значения;

3) выключатели с $U_{ном}$ 330 кВ. Прикладывают испытательное напряжение коммутационного импульса, значение которого составляет 80 % значения;

4) выключатели с $U_{ном}$ 500 и 750 кВ. Прикладывают испытательное напряжение коммутационного импульса, значение которого составляет 90 % значения.

219. Для выключателей с несимметричной токоведущей цепью напряжение следует прикладывать поочередно к обоим выводам при заземлении противоположного вывода.

220. При проведении испытаний напряжениями грозовых (коммутационных) импульсов к выключателю прикладывается по пять импульсов каждой полярности.

221. Выключатель считают выдержавшим испытание, если при приложении напряжения не произошло ни одного перекрытия или пробоя изоляции.

222. Для указанных испытаний допускается использовать оборудование синтетической схемы испытаний на коммутационную способность. Форма прикладываемого импульса требуемой стандартной или идентичной форме ПВН, нормированного для отключения тока $0,1I_{о. ном}$; при этом параметр времени t_3 может отклоняться от нормированного значения в пределах от минус 10 % до плюс 20 %.

223. Испытание на нагрев при продолжительном режиме работы проводят по документам согласно ГОСТ Р 52565-06 "Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия", ГОСТ 8024-90 "Аппараты и электротехнические устройства переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Нормы нагрева при продолжительном режиме работы и методы испытаний".

224. Объект испытания (полюс, элемент полюса, модуль или часть полюса, содержащая токоведущую систему) и способ его испытания устанавливает изготовитель (разработчик) выключателя и приводит в программе и протоколе испытаний.

225. Результаты испытаний, проведенных на одном из типоразмеров серии выключателей, допускается распространять на другие типоразмеры этой серии, если значение номинального тока, сечение токоведущих частей и материалы, из которых изготовлены токоведущие части, остаются неизменными, а условия охлаждения последних не ухудшены.

226. Проверку электрического сопротивления главной цепи полюса или его участков на соответствие требованиям конструкторской документации проводят согласно ГОСТ Р 52565-06 "Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия", ГОСТ 8024-90 "Аппараты и электротехнические устройства переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Нормы нагрева при продолжительном режиме работы и методы испытаний".

227. Значение тока, пропускаемого во время испытаний через главную цепь, не менее 50 А и не более номинального тока выключателя.

228. Испытание на нагрев обмоток электромагнитов, коммутирующих контактов, зажимов и других элементов цепей управления и вспомогательных цепей, предназначенных для продолжительного режима работы проводят согласно ГОСТ 8024-90 "Аппараты и электротехнические устройства переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Нормы нагрева при продолжительном режиме работы и методы испытаний".

229. Испытание на нагрев обмоток и других элементов цепей управления и вспомогательных цепей, предназначенных для кратковременного режима проводят согласно ГОСТ 8024-90 "Аппараты и электротехнические устройства переменного тока

на напряжение свыше 1000 В. Нормы нагрева при продолжительном режиме работы и методы испытаний".

230. Испытание на стойкость при сквозных токах короткого замыкания. Испытуемый образец с новыми контактами устанавливают в соответствии с пунктами 205-209 настоящих Методических указаний. Конфигурация токопроводящего контура, число шин и расположение ближайших мест их крепления устанавливается в конструкторской документации.

231. Испытание выключателей (полюсов, элементов полюсов) на $U_{\text{ном}} \geq 110$ кВ допускается проводить на пониженной опорной (подвесной) изоляции.

232. Если установлено, что условия термических и механических воздействий не облегчаются, то допускается:

1) крупногабаритные выключатели (их полюсы или элементы полюсов) испытывать по частям;

2) подвергать при необходимости испытанию по пункту 281 настоящих Методических указаний, перечисление подпункта 2, собранный выключатель (полюс, элемент полюса), а испытание по пункту 281 настоящих Методических указаний, перечисление подпункта 1, проводить по частям;

3) испытывать вакуумные выключатели без заполнения их вакуумом.

233. Перед испытанием выполняют пять циклов В - произвольная пауза - О. При этом определяют скорость движения контактов при отключении или собственное время отключения выключателя.

234. В случае испытания по частям перед испытанием определяют усилие (статический момент), требуемое для размыкания контактов.

235. Испытание проводится в однофазной или трехфазной схеме.

236. При однофазной схеме испытанию могут подвергаться два соседних полюса (элемента полюса) или один полюс (элемент полюса) с обратной шиной, параллельной испытуемому полюсу (элементу) и проходящей на расстоянии, равном или меньшем (при согласии изготовителя) нормированному междуполюсному расстоянию.

237. Для выключателей с $U_{\text{ном}} \geq 110$ кВ испытание двух соседних полюсов или применение обратной шины не предусматривается.

238. Испытание проводят путем пропускания через включенный выключатель (полюс, элемент полюса) при любом подходящем для опыта напряжении частоты (50 ± 4) Гц тока со следующими параметрами:

1) наибольший пик - в пределах $(1,0 - 1,05)I_{\text{д}}$; увеличение пика тока допускается с согласия изготовителя;

2) начальное действующее значение периодической составляющей тока - в пределах $(1,0 - 1,1)I_{\text{о. ном}}$;

3) среднеквадратичное значение тока за время его протекания - в пределах (1,0 - 1,1) I_T ;

239. Время протекания тока таким, чтобы произведение квадрата среднеквадратичного значения тока на время его протекания было в пределах (1,0 - 1,1) $I_T^2 t_{к.з.}$.

240. При испытании в трехфазной схеме указанные в пунктах 235-237 настоящих Методических указаний требования к параметрам тока выдерживаются хотя бы в одном из крайних полюсов выключателя В двух других полюсах параметры тока не превышают верхних пределов, указанных в пунктах 239 и 240 настоящих Методических указаний. При этом разница между значениями периодических составляющих токов в отдельных полюсах и их среднеарифметическим значением не превышает 10 %.

241. Если испытательная установка не позволяет получить параметры тока, указанные в пунктах 238 и 239 настоящих Методических указаний, то допускается испытания по указанному пункту заменять следующими двумя испытаниями:

1) при токе с наибольшим пиком по пунктам 238 и 239 настоящих Методических указаний в течение 3 - 10 полупериодов промышленной частоты;

2) при токе, среднеквадратичное значение и время протекания которого соответствуют пункту 148 настоящих Методических указаний, а наибольший пик и начальное действующее значение периодической составляющей – наибольшие, которые могут быть получены в испытательной установке в этом режиме.

242. После испытания по пунктам 238 и 239 настоящих Методических указаний или по пункту 241 настоящих Методических указаний выполняют операции отключения и включения при условиях, указанных в пункте 232 настоящих Методических указаний. При этом определяют скорость отключения или собственное время отключения выключателя. Затем проводят разборку выключателя в требуемом объеме и внешний осмотр с целью обнаружения повреждений.

243. Выключатель считают выдержавшим испытание, если:

1) скорость отключения или собственное время отключения выключателя не изменились или их изменение не превышает допустимого значения, указанного в программе испытаний;

2) при внешнем осмотре не обнаружено повреждений, препятствующих исправной работе выключателя.

244. В случае испытания по частям по пункту 231 настоящих Методических указаний выключатель считается выдержавшим испытание, если соблюдается требование перечисления 2) и если усилие (статический момент), требуемое для

размыкания контактов, увеличилось по сравнению с усилием (статическим моментом), измеренным перед испытанием, не более, чем это предусмотрено программой испытаний.

245. Испытание обмоток и других элементов цепей максимальных расцепителей тока, встроенных в привод, проводят путем пропускания через них соответствующего тока в течение времени. Испытание максимальных расцепителей тока проводят с предварительным подогревом их до начальной температуры, соответствующей нагреву при продолжительном режиме.

246. Допускается проводить испытание максимального расцепителя тока без предварительного подогрева, но токами, повышенными на 20% и пропускаемыми при тех же временах. После испытания токоведущие части и изоляция обмоток не имеет повреждений (например подтеков, обугливания, запаха горелой изоляции, приваривания или оплавления контактов).

247. Испытание на коммутационную способность при коротких замыканиях и в условиях рассогласования фаз - прямые или синтетические - проводят в трехфазных или однофазных испытательных цепях испытательных стендов или в электрических системах.

248. Коэффициент мощности испытательной цепи не превышает 0,15. Коэффициент мощности каждой фазы определяют одним из способов, указанных в приложении 3 настоящих Методических указаний.

249. Для стендов, в которых используются колебательные контуры, полное сопротивление испытательной цепи определяют без учета емкостного сопротивления.

250. Для трехфазной цепи коэффициент мощности принимают равным среднеарифметическому значению коэффициентов мощности всех фаз, которые не отличаются более чем на 25% от среднего значения.

251. Частота тока испытательной цепи (50 ± 4) Гц.

252. В отношении числа фаз и условий заземления при прямых испытаниях применяют следующие схемы испытательных цепей:

1) для трехполюсных испытаний - трехфазную схему, в которой:

для выключателей с $U_{ном} \leq 35$ кВ ($K_{п.г} = 1,5$) заземляют наглухо нейтральную точку короткозамкнутой цепи за выключателем (точка $O_{кз}$), а нейтральную точку цепи питания (точка $O_{ц.п}$) либо вовсе не заземляют, либо заземляют через резистор с сопротивлением $R \geq 10^2 U_{н.р}$ (R - в омах, $U_{н.р}$ - в киловольтах) или, если это по условиям эксплуатации оборудования испытательного стенда, - точку $O_{ц.п}$ заземляют наглухо, а точку $O_{кз}$ не заземляют;

для выключателей с $U_{\text{ном}} \geq 110$ кВ ($K_{\text{п.г}} = 1,3$) заземляют обе нейтральные точки, причем одну из них наглухо, а другую - через полное сопротивление, подобранное так, чтобы получить $K_{\text{п.г}} = 1,3$;

2) для двухполюсных испытаний (выключателей с $U_{\text{ном}} \leq 35$ кВ) – однофазную схему с глухим заземлением одного из крайних выводов последовательно соединенных полюсов или (при использовании неполной звезды) точки $O_{\text{ц.п}}$; при испытании непосредственно от генератора и его соединения в треугольник допускается заземления не делать;

3) для однополюсных испытаний – однофазную схему с глухим заземлением одного из выводов полюса или (при использовании неполной звезды) точки $O_{\text{ц.п}}$ либо (для удобства проведения испытаний, с согласия заказчика) с глухим заземлением промежуточного вывода источника питания и рекомендуемым соотношением напряжения между его частями 1:0,5 - при $K_{\text{п.г}} = 1,5$ и 1:0,3 - при $K_{\text{п.г}} = 1,3$;

4) для однополюсных испытаний в условиях рассогласования фаз – схему с двумя источниками питания, подающими с каждой стороны полюса половину требуемого напряжения с относительным сдвигом фаз 180 электрических градусов, с глухим заземлением места соединения выводов этих источников; если испытательный стенд не может обеспечить такую испытательную схему, то допускается использование двух фаз одного источника (неполная звезда), различающихся по фазе на 120 электрических градусов вместо 180, с глухим заземлением точки $O_{\text{ц.п}}$ или (с согласия изготовителя) использование схемы с глухим заземлением либо одного из выводов полюса (перечисление в), либо промежуточного вывода источника.

253. Под однофазной схемой понимают схему с однофазным током, в том числе с использованием (в зависимости от способа соединения фаз источника питания) неполной звезды или двух вершин треугольника.

254. В схемах для испытания выключателей с $U_{\text{ном}} \leq 35$ кВ с питанием непосредственно от генератора допускается вместо указанных выше глухих заземлений применять заземление через активное или емкостное сопротивление или через параллельное соединение таких сопротивлений.

255. В случае несимметричного расположения выводов выключателя относительно его заземленных частей напряжение испытательной схемы подают на тот вывод, при котором воздействие напряжения на изоляцию выключателя относительно заземленных частей будет больше (если сама конструкция выключателя не предусматривает подачу напряжения только на определенный вывод).

256. Если до испытаний не может быть определено, при приложении напряжения к какому выводу выключателя воздействие напряжения на изоляцию выключателя

относительно заземленных частей будет больше, то испытательные режимы T10 и T30, режимы T100s и T100a проводят при приложении напряжения к разным выводам. Если при этих условиях проведение испытательного режима T100a не требуется, то испытательный режим T100s выполняют два раза при приложении напряжения схемы к разным выводам.

257. Выключатель соответствует конструкторской документации, представляемой изготовителем перед испытаниями (сборочный чертеж, монтажный чертеж, чертежи основных сборочных единиц, паспорт, руководство по эксплуатации).

258. В зависимости от конструктивных особенностей выключателя и испытательного стенда испытаниям на коммутационную способность подвергают весь выключатель, его полюс или элемент полюса, части полюса (модуль, отдельные разрывы или группы разрывов дугогасительного устройства).

259. Для испытания выключатель (или его часть) укрепляют на собственной раме или другом жестком основании. Рама выключателя и (или) другие части, подлежащие заземлению, надежно заземляются.

260. Перед испытаниями выполняются операции включения и отключения без тока (холостые операции), определены собственные времена включения и отключения при минимальном, номинальном и максимальном напряжениях на зажимах электрических устройств привода, и проверены исправность действия механизма выключателя и соответствие основных характеристик работы механизма, влияющих на коммутационную способность, характеристикам, предписанным изготовителем.

261. При испытаниях вакуумных выключателей плотность или приведенное к нормальной температуре давление вакуума равняются соответственно минимальной плотности или минимальному приведенному к нормальной температуре давлению вакуума, при которых реле плотности блокирует работу выключателя.

262. Во время испытаний не наблюдаются внешних признаков тяжелой работы выключателя; перекрытий изоляционных промежутков между полюсами выключателя и на соседнее лабораторное оборудование, выброса пламени за пределы, указанные изготовителем для каждого типа выключателя.

263. Для вакуумных выключателей после отключения допускаются кратковременные самоустраняющиеся разряды на межконтактном промежутке в период приложения возвращающегося напряжения. Выключатель считается выдержавшим испытания, если самоустраняющиеся разряды не привели к появлению тока промышленной частоты.

264. Все случаи кратковременных самоустраняющихся разрядов приводятся в протоколе испытаний с указанием режимов испытаний, в которых они произошли.

265. После выполнения любого из режимов испытаний, состояние выключателя соответствует требованиям:

1) операции включения и отключения выключателя при отсутствии тока в его главной цепи выполняются исправно. Собственные времена включения и отключения выключателя при номинальном напряжении на зажимах включающих и отключающих устройств привода, его нижнем и верхнем пределе не изменились существенно по сравнению с их значениями до испытаний. Для контроля собственных времен включения и отключения после каждого режима испытаний выполняются операции включения и отключения без тока (холостые операции);

2) выключатель способен включать и отключать нагрузочные токи вплоть до тока, равного номинальному, при наибольшем рабочем напряжении, хотя коммутационная способность его при токах короткого замыкания может быть существенно сниженной;

3) состояние главных контактов (оплавление поверхности, контактное давление, смещения) обеспечивает длительного пропускания через них тока, равного номинальному; при этом температуры не допускается более чем на 10 °С превышать нормированные. При определении допустимого превышения температур контакты считаются имеющими серебряное покрытие, если слой серебра на них сохранился. В противном случае допустимые превышения температуры принимают как для контактов, не имеющих покрытия;

4) изоляция выключателя выдерживает испытания в соответствии с пунктами 218-222 настоящих Методических указаний.

266. Соответствие выключателя требованиям перечислений подпунктов 2), 3) и 4) пункта 265 настоящих Методических указаний проверяют внешним осмотром и в случае сомнений проводят соответствующие испытания.

267. Для восстановления выключателя до первоначального состояния (в отношении нормированных характеристик коммутационной способности, изоляции, нагрева) требуется: частичная разборка выключателя, осмотр дугогасительного устройства и изоляционных частей и ремонт, включающий в себя при необходимости исправление или замену дугогасительных контактов или других сменных частей дугогасительного устройства, очистку изоляционных частей от продуктов разложения дугогасящей среды и частиц металла контактов, замену фильтра вакуумных выключателей.

268. Токи отключения и включения при трехполюсных испытаниях определяются:

1) ток отключения: среднеарифметическим действующих значений периодических составляющих токов в трех полюсах, значением b в том из полюсов, в котором оно окажется наибольшим;

2) ток включения: среднеарифметическим начальных действующих значений периодических составляющих токов в трех полюсах, значением пика в том из полюсов, в котором оно окажется наибольшим.

269. Действующее значение периодической составляющей тока отключения и начальное действующее значение периодической составляющей тока включения в

любом полюсе не отличается от соответствующих среднеарифметических значений этих величин для трех полюсов более чем на 10%.

270. Измерение отключаемого тока как при трехполюсных, так и однополюсных испытаниях проводят по кривой тока, на которой определяют длину отрезка, параллельного оси ординат, ограниченного огибающими кривой тока и проведенного в месте, соответствующем моменту прекращения соприкосновения (размыкания) дугогасительных контактов. Числовое значение периодической составляющей отключаемого тока равно длине этого отрезка (в масштабе тока).

271. Числовое значение аperiodической составляющей отключаемого тока равно части этого отрезка (в масштабе тока), находящейся между его серединой и осью абсцисс (нулевой линией).

272. Если характеристики выключателя таковы, что ток короткого замыкания существенно снижается, под влиянием напряжения на дуге, или если не проводится огибающая кривой тока, то за ток отключения принимают значение тока в момент, соответствующий моменту размыкания контактов, полученное либо из опыта короткого замыкания, либо расчетным путем, например с исключением влияния напряжения на дуге.

273. Измерение начального действующего значения периодической составляющей тока включения в отдельных полюсах проводят по кривой тока включения, на которой определяют длину отрезка, параллельного оси ординат, заключенного между вершиной второй полуволны и прямой, касательной к первой и третьей полуволнам, (DD' – на рисунке 1 приложения к настоящим Методическим указаниям). Числовое значение периодической составляющей тока включения равно длине этого отрезка (в масштабе тока), деленной на

$$2\sqrt{2}$$

274. Виды испытаний, возвращающееся напряжение и напряжение перед включением.

276. Испытание на коммутационную способность выключателей, в зависимости от особенностей конструкции выключателей и испытательного стенда, в отношении числа испытываемых полюсов проводится в соответствии с таблицей 7 приложения к настоящим Методическим указаниям.

275. Испытанию вида A_2 , вместо испытания вида A_1 , могут подвергаться выключатели с функционально независимыми полюсами. Проведение этого вида испытаний допустимо для выключателей с функционально зависимыми полюсами, если установлено, что для данного выключателя испытание вида A_2 не является более легким, чем испытание вида A_1 . Для обоснования правомерности замены испытания

вида A_1 на испытание вида A_2 показывается, что изменение скоростей отключения и включения при переходе к однополюсному испытанию не превышает 5% значения этих скоростей при трехфазном испытании.

276. При большем изменении скоростей выполняется оба вида испытаний.

277. Если исполнение оборудования недостаточно для проведения полномасштабных трехполюсных испытаний, допускается воспроизвести поведение выключателя в трехполюсном режиме при соответствующих однополюсных испытаниях путем увеличения или уменьшения натяга пружин, снижения или повышения давления в приводе, а информацию для такой коррекции характеристик получить при трехполюсных испытаниях при пониженном напряжении при соблюдении требований ко времени горения дуги.

278. Испытание вида A_5 проводят дополнительно к испытанию вида A_1 , при условии доказать:

1) способность выключателя погасить дугу в условиях однофазного короткого замыкания;

2) механическую прочность конструкции выключателя с трехполюсным управлением при несимметричной нагрузке, возникающей при однополюсных отключениях или включениях тока короткого замыкания. Испытание проводится на одном из крайних полюсов.

279. Испытание вида A_6 проводят, если в технических условиях или других документах имеются требования отключения двойного короткого замыкания на землю.

280. Для различных видов прямых испытаний, указанных в таблице 7 приложения к настоящим Методическим указаниям, нормируют следующие значения возвращающегося напряжения:

1) для испытания вида A_1 - среднеарифметическое значение полюсных возвращающихся напряжений, рассчитываемое по формуле:

$$U_{\text{ап.ср}} = U_{\text{НР}} / \sqrt{3} ;$$

(4)

2) для испытания вида A_2 - полюсное возвращающееся напряжение, рассчитываемое по формуле:

$$U_{\text{ВП}} = K_{\text{пг}} U_{\text{НР}} / \sqrt{3} ;$$

(5)

где $K_{\text{пг}}$ – коэффициент первого гасящего дугу полюса;

3) для испытания вида A_3 – полюсное возвращающееся напряжение (со стороны источника), рассчитываемое по формуле:

$$U_{\text{вп}} = U_{\text{нр}} / \sqrt{3};$$

(6)

4) для испытания вида A_4 – полюсное возвращающееся напряжение, рассчитываемое по формуле:

$$U_{\text{вп}} = 2U_{\text{нр}} / \sqrt{3}$$

(7)

5) для испытания вида A_5 – полюсное возвращающееся напряжение, рассчитываемое по формуле:

$$U_{\text{вп}} = U_{\text{нр}} / \sqrt{3};$$

;

(8)

6) для испытаний видов A_6 и A_7 – междуполюсное возвращающееся напряжение, рассчитываемое по формуле:

$$U_{\text{вп}} = U_{\text{н.р.}} \quad (9)$$

281. Фактически полученное при испытании значение возвращающегося напряжения, в том числе среднеарифметическое значение $U_{\text{в.ср}}$ по перечислению подпункта 1) пункта 280 настоящих Методических указаний, не менее 95 % нормированного значения и не превышает его более чем на 5%, если на большее превышение не получено согласие разработчика (изготовителя).

282. Значения отдельных полюсных возвращающихся напряжений по перечислению подпункта 1) пункта 280 настоящих Методических указаний не отличаются от среднеарифметического значения более чем на 5 %.

283. Значение возвращающегося напряжения при испытании определяют по кривой восстанавливающегося напряжения по длине отрезка, перпендикулярного к оси времени, заключенного между вершиной второй полной полуволны после погасания дуги (при трехполюсных испытаниях - во всех полюсах) и прямой, касательной к предыдущей и последующей полуволнам. Числовое значение возвращающегося напряжения равно длине этого отрезка (в масштабе напряжения), деленной на

$$2\sqrt{2}$$

. При трехполюсных испытаниях в трехфазной схеме допускается определять возвращающееся напряжение либо междуполюсное, либо полюсное (в первом случае – делением результата на

$$\sqrt{3})$$

. При этом допускается определять $U_{\text{вп.ср}}$ по пункту 203 настоящих Методических указаний, перечисление подпункта 1) пункта 280 настоящих Методических указаний ,

как среднеарифметическое значение междуполюсных возвращающихся напряжений, деленное на $\sqrt{3}$.

284. Длительность воздействия напряжения, приложенного к испытуемому выключателю после окончательного погасания дуги, не менее 0,3 с. При трехполюсных испытаниях действующее значение напряжения к концу указанного периода не уменьшается более чем на 20 % от значения возвращающегося напряжения.

285. При испытаниях вида A_2 допускается снижение действующего значения напряжения, приложенного к полюсу выключателя, через 0,02 с после погасания дуги до $U_{HP} / \sqrt{3}$.

286. Напряжение перед включением в операции В и цикле ВО для различных видов испытаний, указанных в таблице 7 приложения к настоящим Методическим указаниям:

1) для испытания вида A_1 – среднеарифметическое значение междуполюсных напряжений $U_{вкм. ср} = U_{н. р}$; при этом разница между каждым из междуполюсных напряжений и $U_{вкм. ср}$ не превышает 5 %;

2) для испытаний видов A_2 (для выключателей, не предназначенных для однофазного АПВ), A_3 и A_5 - полюсное напряжение, рассчитываемое по формуле:

$$U_{вк.п} = U_{HP} / \sqrt{3} \quad (10)$$

3) для испытания вида A_2 (для выключателей, предназначенных для однофазного АПВ или имеющих разновременность срабатывания полюсов более 5 мс) - полюсное напряжение, рассчитываемое по формуле:

$$U_{вк.п} = K_{п.г} U_{HP} / \sqrt{3} \quad (11)$$

где $K_{п.г}$ – коэффициент первого гасящего дугу полюса;

4) для испытания вида A_4 - полюсное напряжение, рассчитываемое по формуле:

$$U_{вк.п} = 2U_{HP} / \sqrt{3}. \quad (12)$$

287. Фактически полученное при испытаниях значение напряжения перед включением не менее соответствующего указанного выше значения и не превышает его более чем на 10%, если на большее превышение не получено согласие разработчика (изготовителя).

288. Схема испытательной цепи и электрические данные ее элементов для испытания с ПВН, определяемым двумя или четырьмя параметрами, обеспечивает получение собственного ПВН (снятого или рассчитанного) согласно ГОСТ Р 52565-06 "Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия".

289. При испытаниях видов A_1 - A_7 , указанных в таблице 7 приложения к настоящему Методическим указаниям, выполняются режимы испытаний, с учетом их применимости для выключателей различных типов, различных видов испытаний и различных условий согласно ГОСТ Р 52565-06 "Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия".

290. Синтетические схемы с наложением тока на вспомогательный или испытуемый выключатель соответствуют условиям испытаний согласно ГОСТ Р 52565-06 "Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия".

291. Испытаниям по частям допускается подвергать выключатели, соответствующие следующим требованиям:

1) испытуемые части полюса выключателя (отдельные разрывы, группы разрывов, модули) идентичны по форме, размерам и характеристикам работы механизма; отличаться могут отдельные детали и устройства, не оказывающие влияния на дугогашение;

2) контакты во всех разрывах полюса выключателя практически одновременно размыкаются при отключении и замыкаются при включении (наибольшая разница во времени моментов размыкания или замыкания разрыва, срабатывающего первым, и разрыва, срабатывающего последним, не превышает 0,0025 с);

3) если в выключателе подача (питание) дугогасящего средства осуществляется от внешнего по отношению к разрывам, то питание всех разрывов осуществляется практически одновременно идентичным способом;

4) во время выполнения выключателем коммутационных операций не взаимного влияния разрывов друг на друга через дугогасящую среду или путем электромагнитных воздействий; в частности, не ухудшаются условия выброса продуктов горения дуги из-за отсутствия дуги в других разрывах и питание испытуемого разрыва (группы разрывов) средствами гашения дуги;

5) ионизированные выхлопные газы или пары не выбрасывается так, чтобы они могли влиять на работу соседних разрывов или вызывать частичное или полное перекрытие выключателя.

292. Для подтверждения нормированного ресурса выключателя по коммутационной стойкости проводят испытания при токе, для которого изготовителем нормируется ресурс. Количество отключений и включений тока не менее нормированного. Включения и отключения допускается выполнять как отдельные операции или как составную часть различных циклов операций. Минимальное время между операциями и циклами устанавливает изготовитель согласно ГОСТ 31602.2 "Устройства соединительные".

Сноска. Пункт 292 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

293. Выключатели с $U_{\text{ном}} \geq 110$ кВ испытывают на отключение и включение емкостных токов ненагруженных воздушных линий.

294. Выключатели, предназначенные для коммутации токов одиночных конденсаторных батарей, проводят испытания в объемах соответствии с ГОСТ Р 52565-06 "Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия".

295. Выключатели с $U_{\text{ном}} \geq 110$ кВ, предназначенные для коммутации тока шунтирующего реактора, испытывают на отключение тока реактора в режимах и объеме согласно ГОСТ Р 52565-06 "Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия".

296. Соответствие выключателя требованиям проверяют методом непосредственного измерения напряжения радиопомех согласно ГОСТ Р 52565-06 "Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия".

297. Испытания на устойчивость к климатическим внешним воздействующим факторам проводят согласно ГОСТ 16962.1-89 "Изделия электротехнические. Методы испытаний на устойчивость к климатическим внешним воздействующим факторам" с учетом требований норматива, согласно ГОСТ 15150-69 "Классификация внешних условий. Часть 2 Природные внешние условия. Температура и влажность" для выключателей в климатическом исполнении ХЛ и УХЛ.

298. Испытания на воздействие верхнего и нижнего значений температуры среды при эксплуатации проводят в камерах тепла и холода без тока в главной цепи выключателя ГОСТ Р 52565-06 "Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия".

299. Число и расположение точек, в которых проводят измерение температуры, способ усреднения измеренных значений температуры указывают в программе и протоколе испытаний.

300. Для выключателей трехполюсного исполнения с тремя полюсами в общем кожухе и для выключателей с функционально зависимыми полюсами, имеющими общий привод, проводятся трехполюсные испытания. Для других выключателей допускается проведение однополюсных испытаний.

301. Если размеры испытательной камеры не позволяют разместить в ней выключатель или полюс выключателя, то допускается испытывать образец выключателя, имеющий:

- 1) уменьшенную длину изоляции относительно земли;
- 2) уменьшенное расстояние между полюсами;
- 3) уменьшенное число модулей.

302. Нормальные значения климатических факторов внешней среды при испытаниях. За нормальные значения климатических факторов внешней среды для испытаний, проводимых в закрытом помещении, если они не определены в стандартах, принимают:

- 1) температуру - плюс $(20 \pm 10)^{\circ}\text{C}$;
- 2) относительную влажность воздуха - от 45% до 80%;
- 3) атмосферное давление – от 84,0 до 106,7 кПа (от 630 до 800 мм.рт.ст.).

303. Диапазон температур окружающего воздуха и относительной влажности для испытаний, проводимых на открытых площадках и в открытых камерах, не нормируют.

Глава 6. Безопасность и охрана окружающей среды

304. Требования безопасности к конструкции выключателя указаны согласно ГОСТ 14254-96 "Степени защиты, обеспечиваемые оболочками".

305. На наружных металлических частях выключателя (кроме арматуры изоляторов и контактных частей), находящихся во время работы выключателя под высоким напряжением, имеют предостерегающие надписи или знаки, нанесенные на кожухе, закрывающем группу деталей, или (при отсутствии кожуха) на одной или нескольких деталях из группы металлически связанных между собой деталей.

Для выключателей на номинальное напряжение 35 кВ и выше, и для выключателей на напряжение менее 35 кВ, предназначенных для установки на выкатной части КРУ, условия настоящего пункта не распространяются.

306. Степень защиты шкафов приводов и шкафов управления от соприкосновения с находящимися под напряжением частями или приближения к ним, от соприкосновения с движущимися частями, находящимися внутри оболочки, от попадания внутрь

твердых посторонних тел и от попадания воды указывается в технических условиях и эксплуатационных документах согласно нормативных документов в области электроэнергетики.

307. Газоотводы, выхлопные и предохранительные устройства выключателей располагаются так, чтобы выброс газа был направлен в сторону от места, где находится обслуживающий персонал. Изготовитель указывает границы пространства, внутри которого не находятся части под напряжением или заземленные части.

308. В выключателях следует применять материалы, ограничивающие распространение пламени в случае его появления в результате отказа, перекрытия, пробоя или других аварийных повреждений выключателя.

309. Меры охраны окружающей среды при монтаже и эксплуатации выключателей устанавливаются в технических указаниях и приводятся в эксплуатационных документах.

Глава 7. Транспортирование и хранение, гарантии изготовителя и требования к сервисным центрам

310. Выключатели или их части перевозят транспортом любого вида.

Вакуумные выключатели транспортируют при транспортном (пониженном) избыточном давлении газа (до 0,05 МПа). Допускается вакуумные выключатели, фарфоровые или полимерные изоляторы которых не находятся под давлением, транспортировать при давлении заполнения вакуума.

311. Условия транспортирования выключателей в части воздействия климатических факторов внешней среды в зависимости от характера и особенностей упакованной продукции и вида транспорта.

312. В каждое грузовое место вложен упаковочный лист, содержащий перечень упакованных частей.

313. Условия хранения выключателей в части воздействия климатических факторов внешней среды в зависимости от характера и особенностей подлежащей хранению продукции.

314. Изготовитель гарантирует соответствие выключателей требованиям соблюдения условий эксплуатации, транспортирования, хранения и стандартам.

315. Гарантийный срок эксплуатации не менее 5 лет со дня ввода в эксплуатацию. Гарантийный срок эксплуатации исчисляют со дня ввода выключателя (привода) в эксплуатацию, но не позднее 30 месяцев со дня поступления продукции на предприятие.

316. Требования к сервисным центрам:

1) наличие помещения, склада запасных частей и ремонтной базы (приборы и соответствующие инструменты) для осуществления технического обслуживания, гарантийного и постгарантийного ремонта;

2) организация обучения и периодическая аттестация персонала эксплуатирующей организации, с выдачей сертификатов;

3) наличие достаточного количества аттестованных производителем специалистов для осуществления технического обслуживания, гарантийного и постгарантийного ремонта;

4) наличие согласованного с эксплуатирующей организацией аварийного резерва запчастей;

5) круглосуточные консультации и рекомендации по эксплуатации и ремонту оборудования специалистами сервисного центра для потребителей закрепленного региона;

6) оперативное прибытие специалистов сервисного центра с рекомендуемыми инструментами, оборудованием и запасными частями на объекты, где возникают проблемы с установленным оборудованием, в течение не более 72 часов с момента вызова;

7) поставка любых запасных частей, ремонт и/или замена любого блока оборудования в течение 20 лет с даты окончания гарантийного срока;

8) срок поставки запасных частей для оборудования, с момента подписания договора.

317. Сервисные центры предоставляют:

1) разрешительную документацию на техническое обслуживание и ремонт электротехнического оборудования;

2) перечень и копии выполняемых договоров сервисного обслуживания;

3) отзывы о проделанной ранее сервисным центром работе (референс-лист);

4) перечень используемых приборов, с подтверждением их метрологической аттестации;

5) свидетельства и сертификаты о прохождении обучения персонала, подтверждающие право гарантийного и постгарантийного обслуживания и ремонта;

6) перечень запчастей в аварийном резерве и сертификаты, паспорта и иные документы, подтверждающие качество имеющихся в наличии запасных частей от имени изготовителя.

Приложение
к Методическим указаниям
по эксплуатации
вакуумных выключателей

Эксплуатация вакуумных выключателей

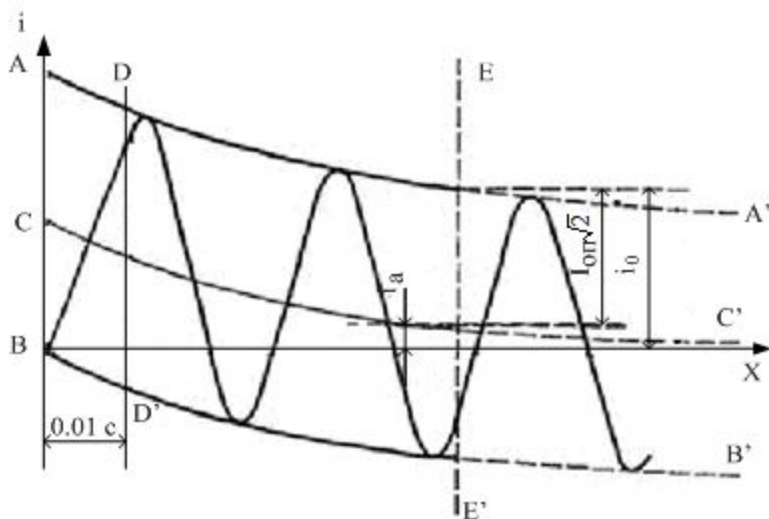


Рисунок 1 – Периодическая и аperiodическая составляющие тока короткого замыкания, где: AA' и BB' - огибающие кривой тока, BX - нулевая линия, CC' - кривая смещения нулевой линии кривой тока (кривая аperiodической составляющей), DD' - момент измерения начального действующего значения периодической составляющей тока включения, EE' - момент прекращения соприкосновения дугогасительных контактов (возникновение дуги), $I_{0.п}$ - действующее значение периодической составляющей тока отключения, отнесенное к моменту EE' , i_a - аperiodическая составляющая тока отключения в момент EE' , i_0 - амплитуда тока отключения в момент EE' .

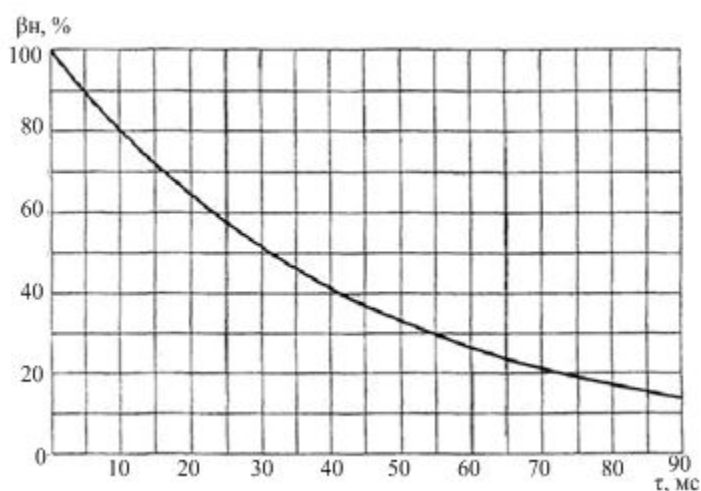


Рисунок 2 – Содержание аperiodической составляющей в процентах.

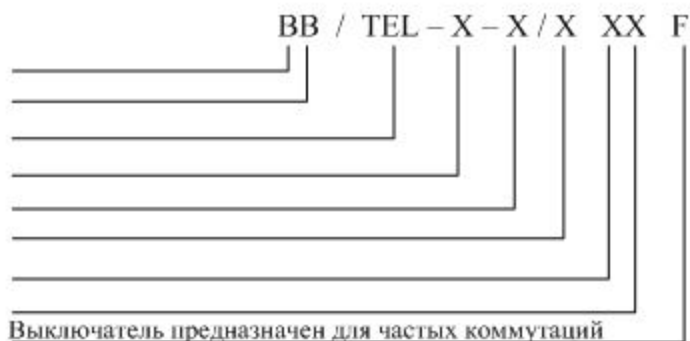
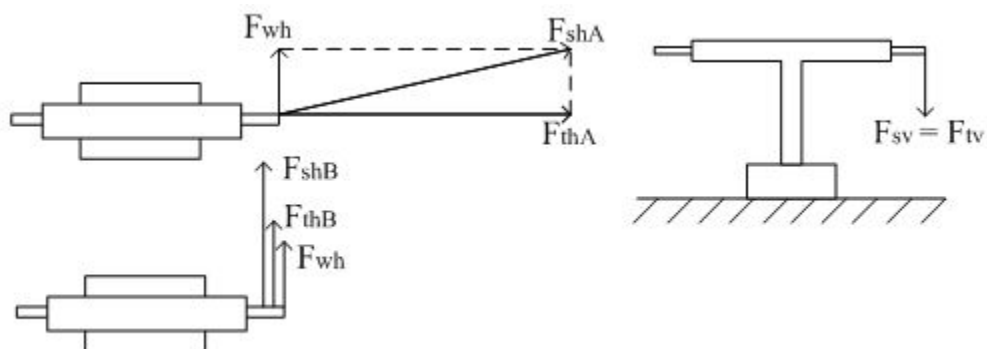
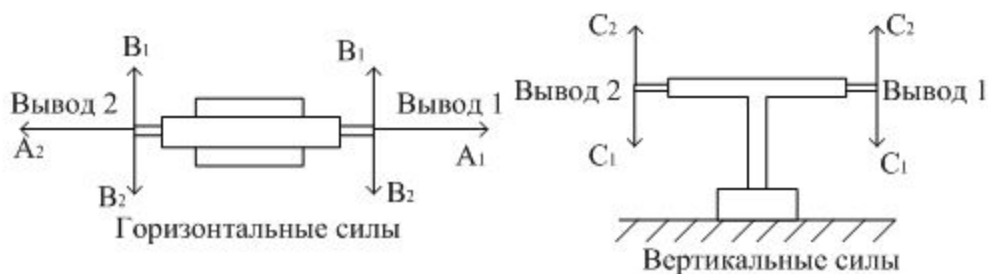


Рисунок 3 – Структура условно обозначения выключателей.



а) Статические нагрузки на выключатель



б) Приложение сил при испытаниях выключателя

Рисунок 4 – Расчет тяжение проводов, где

F_{thA} – горизонтальная сила тяжения проводов (направление А),

F_{thB} – горизонтальная сила тяжения проводов (направление В),

F_{tv} – вертикальная сила тяжения проводов (направление С),

F_{wh} – горизонтальная сила давления ветра на выключатель, покрытый льдом,

F_{shA} , F_{shB} , F_{sv} – нормированная статическая нагрузка на выводы (результатирующие силы)

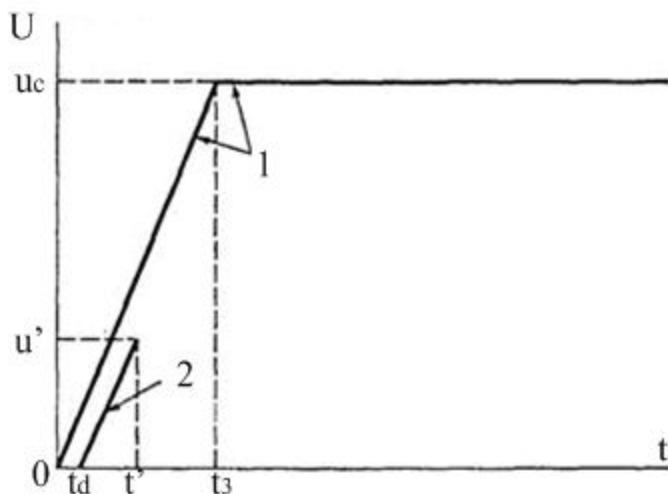


Рисунок 5 – Нормированные характеристики ПВН, определяемого двумя параметрами, где 1 - условная граничная линия ПВН, 2 - линия запаздывания ПВН (параллельная граничной линии)

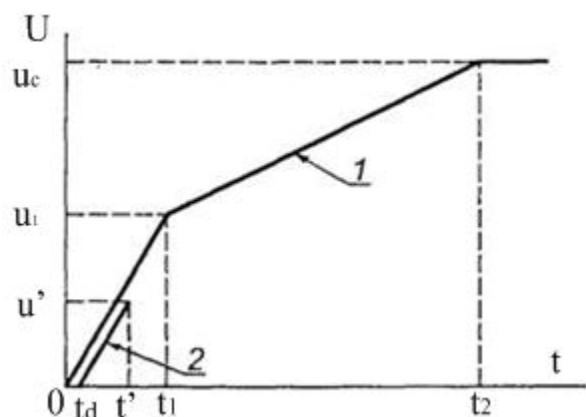


Рисунок 6 – Нормированные характеристики ПВН, определяемого четырьмя параметрами, где 1 - условная граничная линия ПВН; 2 - линия запаздывания ПВН (параллельная граничной линии)

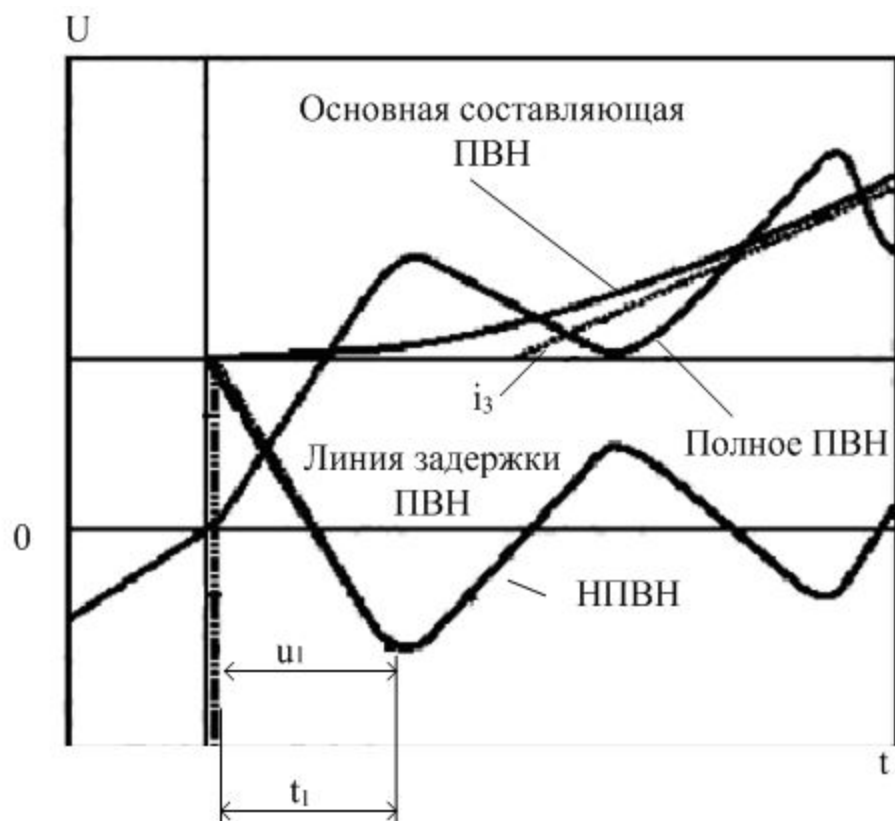


Рисунок 7. Начальная часть переходного восстанавливающегося напряжения (НПВН)

Таблица 1 – Статические силы тяжения проводов

Номинальное напряжение выключателя, кВ	Номинальный ток, А	Статическая горизонтальная сила, Н (кгс)		Статическая вертикальная сила, Н (кгс) (см. рисунок 3)
		вдоль оси А выключателя (см. рисунок 3)	вдоль оси В выключателя (см. рисунок 3)	
До 35	-	500 (50)	400 (40)	500 (50)
От 110 до 150	До 2000	1000 (100)	750 (75)	750 (75)
От 110 до 150	От 2500 до 4000	1250 (125)	750 (75)	1000 (100)
От 220 до 330	До 4000	1250 (125)	1000 (100)	1250 (125)
От 500 до 750	До 4000	1750 (175)	1250 (125)	1500 (150)

Таблица 2 – Нормированные характеристики ПВН для генераторных выключателей

$U_{ном}/U_{н.р.}$, кВ	$I_{о.ном.}$, кА	u_c , кВ	t_3 , мкс	t_d , мкс	$S = u_c/t_3$, кВ/мкс
6/7,2	80	13,3	3,8	1	3,5
10/12	50	22,0	6,2	1	3,5
10/12	63	22,0	5,5	1	4,0
15/17,5	100	32,2	7,2	1	4,5
20/24	100	44,2	9,9	1	4,5
20/24	125	44,2	8,8	1	5,0
20/24	160	44,2	8,8	1	5,0
24/26,5	160	48,8	8,9	1	5,5

24/26,5	200	48,8	8,9	1	5,5
S - скорость ПВН.					

Таблица 3 – Нормированные значения НПВН

$U_{\text{ном}}/U_{\text{н. п}}, \text{ кВ}$	Коэффициент $f_1, \text{ кВ/кА}$	Координата времени $t_1, \text{ мкс}$
110/126	0,046	0,4
150/172	0,058	0,5
220/252	0,069	0,6
330/362	0,092	0,8
500/525	0,116	1,0
750/787	0,159	1,1

Таблица 4 – Нормированные характеристики ПВН при отключении тока в режиме рассогласования фаз. Условная граничная линия задана четырьмя параметрами, $K_{\text{п. г}} = 2,0$, $K_a = 1,25$

$U_{\text{ном}}/U_{\text{н. п}}, \text{ кВ}$	$u_1, \text{ кВ}$	$t_1, \text{ мкс}$	$u_c, \text{ кВ}$	$t_2, \text{ мкс}$	$t_d, \text{ мкс}$	$u', \text{ кВ}$	$t', \text{ мкс}$	$S = u_1/t_1, \text{ кВ/мкс}$
110/126	154	100	257	От 200 до 400	От 2 до 10	77	От 52 до 60	1,54
150/172	210	136	350	От 272 до 544	От 2 до 14	105	От 70 до 82	1,54
220/252	308	200	513	От 400 до 800	От 2 до 20	154	От 102 до 120	1,54
330/363	444	288	740	От 576 до 1152	От 2 до 29	222	От 146 до 173	1,54
500/525	642	417	1070	От 836 до 1672	От 2 до 42	321	От 210 до 250	1,54
750/787	962	625	1604	От 1242 до 2484	От 2 до 62	481	От 314 до 374	1,54

$$u_1 = 0,75 \cdot 2,0 \cdot \sqrt{2/3} U_{\text{н. п}}$$

$$u_c = 1,25 \cdot 2,0 \cdot \sqrt{2/3} U_{\text{н. п}}$$

$$; 2 \text{ мкс} \leq t_d \leq 0,1 t_1; u' = 1/2 u_1.$$

Таблица 5 – Нормированные значения токов отключения ненагруженной воздушной линии

$U_{\text{ном}}/U_{\text{н. п}}, \text{ кВ}$	Ток, А
110/126	31,5
150/172	63
220/252	125
330/363	315
500/525	500
750/787	900

Таблица 6 – Испытания на исправность действия механизма выключателя

--	--

Число и виды операций и циклов	Напряжение на зажимах цепей управления выключателя (привода)
1) Пять операций В	Нижний предел по пункту 32 настоящих Указаний
2) Пять операций О	Нижний предел по пункту 34 настоящих Указаний
3) Пять операций О	Верхний предел по пункту 34 настоящих Указаний
4) Пять операций В	Верхний предел по пункту 29 настоящих Указаний
5) Пять циклов ВО	Номинальное (см. таблицу 2)
6) Пять циклов О - $t_{\text{ок}}$ - В* (для выключателей, предназначенных для АПВ)	Номинальное (см. таблицу 2)

Таблица 7 – Виды испытаний

Условное обозначение вида испытания	Вид испытания
A ₁	Трехполюсное
A ₂	Однополюсное (заменяющее A ₁)
A ₃	Однополюсное (для испытаний на отключение неудаленных коротких замыканий)
A ₄	Однополюсное (для испытаний на отключение в условиях рассогласования фаз)
A ₅	Однополюсное (для выключателей, предназначенных для систем с заземленной нейтралью, дополнительно к испытаниям A ₁)
A ₆	Однополюсное (воспроизводящее условия двойного замыкания на землю для выключателей, предназначенных для систем с изолированной нейтралью, дополнительно к испытаниям A ₁)
A ₇	Двухполюсное (для выключателей с тремя полюсами в общем кожухе, дополнительно к испытаниям A ₂)

Приложение 22
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 6 января 2017 года
№ 2

Методические указания по эксплуатации элегазовых выключателей

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по эксплуатации элегазовых выключателей (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) время включения – интервал времени между моментом подачи команды на включение выключателя, находящегося в отключенном положении, и моментом начала протекания тока в первом полюсе;

2) полное время отключения – интервал времени между началом операции отключения и окончанием погасания дуги во всех полюсах;

3) полюс аппарата – часть коммутационного аппарата, связанная только с одной электрически независимой частью главной цепи этого аппарата и не включающая части, предназначенные для совместного монтажа и оперирования всеми полюсами;

4) условия рассогласования фаз – аномальные условия в цепи, возникающие при потере или отсутствии синхронизма между частями электрической сети с разных сторон коммутационного оборудования, при которых в момент оперирования выключателя фазовый угол между вращающимися векторами, представляющими электродвижущие силы на обеих сторонах, превышает нормальное значение и может достигнуть 180° (противофаза).

Глава 2. Область применения

3. Настоящие Методические указания распространяется на элегазовые выключатели предназначенные для коммутации электрических цепей переменного тока частотой 50 герц (далее – Гц) в сетях при нормальных и аварийных режимах номинальным напряжением от 6 до 750 киловольт (далее – кВ) включительно и согласно Правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 19 марта 2015 года № 222 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10889) (далее – Правила) и Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066).

4. Основными задачами организаций, занимающихся эксплуатацией элегазовые выключатели, являются обеспечение требований по: условию эксплуатации, номинальным параметрам и характеристикам, электрической прочности изоляции, механической работоспособности, нагреву, стойкости при сквозных токах короткого замыкания, коммутационной способности, конструкции, надежности, экологии, безопасности, хранению и транспортировке, комплектности поставки, маркировке и упаковке, сервисным центрам.

5. К эксплуатации относятся работы по обслуживанию и ремонту самого элегазового выключателя и их приводов и вспомогательного оборудования.

6. Номинальные параметры элегазового выключателя:

- 1) номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$, кВ;
- 2) номинальная частота $f_{\text{ном}}$, Гц;
- 3) наибольшее рабочее напряжение $U_{\text{НР}}$, кВ;
- 4) номинальное напряжение питания цепей включающих и отключающих устройств и вспомогательных цепей $U_{\text{П. ном}}$, вольт (далее – В);
- 5) номинальный ток $I_{\text{НОМ}}$, ампер (далее – А);
- 6) номинальный ток отключения $I_{\text{О,НОМ}}$, килоампер (далее – кА);
- 7) ток включения: наибольший пик, кА, начальное действующее значение периодической составляющей, кА;
- 8) ток динамической стойкости (наибольший пик) $I_{\text{Д}}$, кА;
- 9) ток термической стойкости $I_{\text{Т}}$, кА;
- 10) время протекания тока термической стойкости не менее, с;
- 11) вид привода;
- 12) номинальные значения климатических факторов внешней среды.

7. Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ – действующее значение напряжения, равное номинальному междуфазному (линейному) напряжению электрических сетей, для работы в которых предназначен элегазовый выключатель.

8. Значения номинального напряжения выбираются из ряда стандартных значений кВ: 6, 10, 15, 20, 35, 110, 220, 330, 500, 750.

9. Элегазовые выключатели на $U_{\text{ном}}$ 35 кВ предназначены для работы в электрических сетях с изолированной нейтралью и с заземленной нейтралью.

10. Элегазовые выключатели на $U_{\text{ном}}$ 110 кВ предназначены для работы в электрических сетях с заземленной нейтралью (с коэффициентом замыкания на землю не более 1,4).

11. Используемые в электрических сетях зарубежные элегазовые выключатели могут иметь значение номинального напряжения отличное от вышеприведенных стандартных значений.

12. Наибольшее рабочее напряжение $U_{\text{НР}}$ – действующее значение наибольшего междуфазного (линейного) напряжения, на которое рассчитан элегазовый выключатель

13. Значения наибольшего рабочего напряжения выбираются из ряда стандартных значений, соответствующих значениям номинального напряжения: 6 – 7.2, 10 – 12, 15 – 17.5, 20 – 24, 35 – 40.5, 110 – 126, 220 – 252, 330 – 363, 500 – 525, 750 – 787.

14. Используемые в электрических сетях зарубежные элегазовые выключатели могут иметь значение наибольшего рабочего напряжения отличное от вышеприведенных стандартных значений.

15. Стандартным значением номинальной частоты является 50 Гц.

16. Номинальный ток коммутационного оборудования $I_{\text{НОМ}}$ –наибольший допустимый по условиям нагрева частей коммутационного оборудования ток нагрузки в продолжительном режиме, на который рассчитано коммутационное оборудование.

17. Значения номинальных токов выбираются из нормированного ряда и соответствуют ГОСТу 52565-06 "Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия", ГОСТ Р 52565-2006 "Общие нормы эксплуатации высоковольтных распределительных устройств и управляющего оборудования" и ГОСТ 6827-76 "Электрооборудование и приемники электрической энергии. Ряд номинальных токов. Предпочтительные значения номинальных токов элегазовых выключателей:

- 1) для напряжения 6-220 кВ в кА –630, 800, 1000, 1250, 1600, 2000, 2500, 3150, 4000;
- 2) для напряжения 330-750 кВ в А – 630, 800, 1000, 1250, 1600.

18. Номинальный кратковременный выдерживаемый ток (ток термической стойкости) I_t – ток, который коммутационное оборудование пропускает во включенном положении в течение нормированного короткого промежутка времени при предписанных условиях применения и поведения. Время протекания тока термической стойкости не менее 3,0 с.

19. Предпочтительные значения номинальных кратковременных выдерживаемых токов элегазовых выключателей:

- 1) для напряжения 6-35 кВ в кА – 12.5, 16, 20, 25, 31.5, 40, 50, 63;
- 2) для напряжения 110-220 кВ в кА – 31.5, 40, 50, 63;
- 3) для напряжения 330-750 кВ в кА – 31.5, 40, 50, 63.

20. Пик кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости) I_D определяется значением пика тока, который элегазовый выключатель выдерживает во включенном положении при предписанных условиях применения и поведения:

- 1) для напряжения 6-35 кВ в кА – 31.5, 40, 50, 63, 80, 100, 125, 158;
- 2) для напряжения 110-750 кВ в кА –80, 100, 125, 158.

21. Ток включения. Начальное действующее значение его периодической составляющей I_v - вплоть до равного его нормированному значению $I_{v,н}$, которое требуется не менее $I_{o,ном}$.

22. Наибольший пик i_v – вплоть до равного нормированному значению $i_{v,н}$, которое требуется не менее $2,5 I_{v,н}$.

23. Включение на токи короткого замыкания вплоть до тока, равного нормированному току включения $I_{в.н}$ (и соответственно $i_{в.н}$), с посадкой на защелку.

24. Ток включения:

1) для напряжения 6-35 кВ:

наибольший пик, кА – 31,5, 40, 50, 63, 80, 100, 125, 158;

начальное действующее значение периодической составляющей, кА – 12,5, 16, 20, 25, 31,5;

2) для напряжения 110-750 кВ в кА:

наибольший пик, кА – 80, 100, 125, 158;

начальное действующее значение периодической составляющей, кА – 31,5, 40, 50, 63.

25. Если элегазовые выключатели применяются с разными типами приводов, изготовитель может нормировать для каждого из этих приводов свои значения тока включения и отключения.

26. Номинальный ток отключения коммутационного оборудования $I_{О, ном}$ – наибольшее действующее значение периодической составляющей тока, на отключение которого рассчитан элегазовый выключатель при нормированных условиях его коммутационной способности:

для напряжения 6-35 кВ в кА – 12,5, 16, 20, 25, 31,5, 40, 50, 63;

для напряжения 110-750 кВ в кА – 31,5, 40, 50, 63.

27. Ток отключения (отнесенный к соответствующим нормированным ниже условиям восстановления напряжения):

1) действующее значение его периодической составляющей $I_{О.п}$, отнесенное к моменту прекращения соприкосновения его дугогасительных контактов (рисунок 1 приложения 1 настоящего Методического указания) – вплоть до равного $I_{О. ном}$;

2) относительное содержание его аperiodической составляющей β в процентах в момент (рисунок 2 приложения к настоящим Методическим указаниям – вплоть до равного нормированному значению $\beta_{н}$), указанный выше:

$$\beta = (i_a / I_{нн} \sqrt{2}) \cdot 100$$

(1)

28. Нормированное процентное содержание аperiodической составляющей номинального тока отключения $\beta_{н}$ определяют по кривой на рисунке 2 приложения настоящего Методического указания в функции времени t от момента возникновения короткого замыкания до момента прекращения соприкосновения дугогасительных

контактов. Время t принимают равным минимальному значению собственного времени отключения выключателя $t_{0.с,мин}$ с добавлением минимального времени действия релейной защиты 10 мс.

29. При расположении выключателя вблизи источников генерирования электроэнергии, содержание аperiodической составляющей в процентах, соответствующее минимальному значению собственного времени отключения элегазового выключателя, может быть больше полученного по рисунку 2. В этих случаях по согласованию с заказчиком рекомендуется:

- 1) устанавливать значения b_H более определяемых по рисунку 2 приложения 1 настоящего Методического указания;
- 2) принимать значение времени, добавляемого к $t_{0.с,мин}$, более 10 мс в соответствии с фактическим значением минимального времени срабатывания релейной защиты, действующей на отключение выключателя.

30. Если значение $b < 20\%$, то значение b_H принимают равным 0.

31. Привод – это устройство, предназначенное для создания и передачи силы, воздействующей на подвижные части выключателя для выполнения его функций, для удержания выключателя в конечном положении. По виду привода в зависимости от рода энергии, используемой в процессе оперирования:

- 1) с приводом зависимого действия – электромагнитным, электродвигательным, непосредственно использующим электрическую энергию постоянного, переменного или выпрямленного тока;
- 2) с приводом независимого действия – пневматическим, пружинным или гидравлическим, использующим предварительно запасенную потенциальную энергию сжатого газа или пружины.

32. Выключатели предназначены для работы на высоте над уровнем моря не более 1000 м.

33. Номинальные значения климатических факторов внешней среды. Номинальные значения климатических факторов внешней среды – по ГОСТ 16962.1-89 "Изделия электротехнические. Методы испытаний на устойчивость к климатическим внешним воздействующим факторам".

34. Верхнее рабочее значение температуры окружающего воздуха исполнений У и УХЛ, ХЛ для наружной установки (категория исполнения 1) - $+40^{\circ}\text{C}$, и нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха исполнений У – минус 45°C , УХЛ и ХЛ – минус 60°C .

35. Для элегазовых выключателей напряжения 10-35 кВ категорий исполнения 1, 2, 3, 4 верхнее рабочее значение температуры окружающего воздуха исполнений У1, У2,

УЗ, ХЛ1, УХЛ1, УХЛ2 – +40°C, УХЛ4 – +35°C, нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха исполнений У1 и У2 – минус 45°C, УЗ – минус 25°C, ХЛ1, УХЛ1, УХЛ2 – минус 60°C, УХЛ4 – +1°C.

36. Подробные требования к стойкости элегазовых выключателей в отношении воздействия климатических факторов внешней среды с учетом климатической зоны, категорий размещения и условий эксплуатации устанавливаются в руководстве по эксплуатации изготовителя.

37. Сейсмостойкость баллов устанавливается проектной организацией в зависимости от местонахождения объекта по ГОСТ 30546.1-98 "Методы, рекомендованные для сейсмической квалификации электрического оборудования системы безопасности для атомных электростанций" и по ГОСТ 30546.2-98 "Испытания на воздействия внешних факторов. Часть 3. Руководство. Глава 3. Методы сейсмических испытаний для оборудования".

Глава 3. Технические требования к элегазовым выключателям

38. Технические характеристики элегазовых выключателей удовлетворяют требованиям стандартов на элегазовые выключатели конкретных типов, согласованные между потребителем и изготовителем.

39. В отношении стойкости к воздействию климатических факторов внешней среды элегазовых выключателей соответствуют ГОСТ 16962.1-89 "Изделия электротехнические. Методы испытаний на устойчивость к климатическим внешним воздействующим факторам".

40. Электрическая прочность изоляции элегазовых выключателей соответствует требованиям ГОСТ 1516.3 "Межгосударственный Стандарт. Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции".

41. Длина пути утечки внешней изоляции и степень загрязнения изоляции (I, II, II*, III, IV) по документу, указанному в подпункте 10) пункта 6 настоящих Методических указаний для выключателей категории размещения 1 указываются в стандартах и эксплуатационных документах.

42. Требования в отношении нагрева элегазовых выключателей соответствуют требованиям ГОСТ 8024-90 "Аппараты и электротехнические устройства переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Нормы нагрева при продолжительном режиме работы и методы испытаний", в продолжительном режиме – требованиям ГОСТ 16962.1-89 "Изделия электротехнические. Методы испытаний на устойчивость к климатическим внешним воздействующим факторам". Установленные требованиями ГОСТ 61557-1-2006 "Электробезопасность в низковольтных распределительных сетях

напряжением до 1000 В переменного тока и 1500 В постоянного тока" наибольшие допустимые температуры нагрева частей аппаратов не превышаются при следующих условиях:

- 1) для главной цепи – при токе, равном $I_{\text{ном}}$;
- 2) для контактов, контактных зажимов и других элементов вспомогательных цепей, предназначенных для работы в продолжительном режиме, - при токе 10 А, для элементов цепей с малым потреблением (до 0,5 А) - при токе 1 А.

43. Наибольшие допустимые температуры и соответствующие превышения температур обмоток и других элементов вспомогательных цепей (кроме электродвигателей), предназначенных для кратковременного режима (только в процессе операции включения или отключения элегазового выключателя), не могут превышать требования ГОСТ 31602.1 "Устройства соединительные" после 10-кратного срабатывания при напряжении на выводах, равном $1,1 U_{\text{п, ном}}$ (для обмоток включающих электромагнитов приводов зависимого действия при напряжении $U_{\text{п, ном}}$). При интервале между моментами подачи напряжения 10 с или, если конструкция не позволяет обеспечить интервал 10 с, при минимально возможном интервале.

Сноска. Пункт 43 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

44. Если в цепи обмоток или в цепи таких элементов отсутствуют блок-контакты или другие коммутационные устройства, автоматически снимающие импульс на срабатывание, то обмотки выдерживают приложение напряжения $1,1 U_{\text{п, ном}}$ один раз в течение 15 с.

45. Наибольшие допустимые температуры и соответствующие превышения температур частей электродвигателей приводов соответствовать требованиям ГОСТ 31602.1 "Устройства соединительные", после 10-кратного срабатывания привода при напряжении на зажимах двигателя, равном $U_{\text{п, ном}}$, с минимально возможными интервалами времени между моментами подачи напряжения.

Сноска. Пункт 45 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

46. Элегазовый выключатель выполняет операции и (или) циклы операций при условиях, указанных в пунктах 55-62, и с характеристиками работы механизма элегазового выключателя, обеспечивающими нормированные параметры коммутационной способности выключателя.

- 1) включение (В);
- 2) отключение (О);

3) включение – отключение (ВО), в том числе без преднамеренной выдержки времени между В и О;

4) отключение – включение (ОВ) при любой бесконтактной паузе, начиная от $t_{\text{ок}}$, соответствующей $t_{\text{от}}$;

5) отключение – включение – отключение (ОВО) с интервалами между операциями согласно требованию перечислений подпунктов 3) и 4) настоящего пункта.

47. Характеристики работы механизма элегазового выключателя с предельными отклонениями от их нормированных значений указываться в стандартах и эксплуатационных документах.

Примечание: требования перечислений подпунктов 3) и 4) пункта 46 настоящих Методических указаний относятся только к элегазовым выключателям, предназначенным для работы при АПВ.

48. Включение элегазового выключателя обеспечивается при напряжении на зажимах цепи управления включением и начальном избыточном давлении (для пневматических приводов) в диапазонах, ограниченных нижним и верхним пределами (в процентах номинальных значений указанных величин) по пунктам 54-56 настоящих Методических указаний.

49. Примечание. Здесь и далее под "напряжением на зажимах цепи управления" понимается минимальное напряжение на ее зажимах во время совершения операции.

50. Диапазон напряжений:

1) для приводов зависимого действия постоянного тока, для включающих электромагнитов приводов независимого действия – от 85% до 105%;

2) для приводов зависимого действия переменного и постоянного тока, подключаемых к сети переменного тока через выпрямительные устройства, диапазон напряжений указывают в эксплуатационных документах.

51. Отключение выключателя обеспечивается при напряжении на зажимах цепи управления отключением в диапазоне, ограниченном нижним и верхним пределами (в процентах номинальных значений указанных величин):

1) при питании электромагнитов постоянным током - от 70% до 110%;

2) при питании электромагнитов переменным током, постоянным током при подключении электромагнитов к сети переменного тока через выпрямительные устройства – от 65% до 120%.

52. Отключение с помощью встроенных в привод минимальных расцепителей напряжения и максимальных расцепителей тока обеспечивается их соответствующими характеристиками, указанными в ГОСТ Р 52565-06 "Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия".

53. Для пружинного привода в эксплуатационных документах указывается усилие (статический или вращающий момент) или расходуемая при работе привода

потенциальная энергия пружин с отклонениями, при которых обеспечивается выполнение операций и циклов пункта 49 настоящих Методических указаний.

54. Электродвигатели приводов независимого действия, используемые для завода пружин или приведения в действие индивидуального компрессора или насоса, электромагниты контакторов и других вспомогательных устройств, действующих при замыкании цепи, нормально работают в диапазоне напряжений на их выводах от 85% до 110% от $U_{п, ном}$.

55. Собственные времена отключения и включения элегазового выключателя, разновременность замыкания и размыкания контактов полюсов и разрывов указывается в эксплуатационных документах.

56. При отсутствии указаний наибольшая разница между моментами замыкания контактов полюсов при включении не менее 0,005 с, наибольшая разница между моментами размыкания контактов полюсов выключателей при отключении не менее 0,0033 с, наибольшая разница между моментами размыкания контактов разрывов одного полюса для элегазовых выключателей с несколькими разрывами при отключении не менее 0,0025 с.

57. В стандартах и эксплуатационных документах указывается требуемые значения с допустимыми отклонениями для скоростей включения и отключения выключателя, электрических сопротивлений и токов потребления электромагнитов включения и отключения, контактного нажатия пружин размыкаемых контактов, минимального напряжения, минимального давления и минимального натяжения пружин, при которых обеспечивается выполнение выключателем операций отключения и включения.

58. Значения временных и скоростных характеристик элегазового выключателя нормируется при:

1) отсутствии тока и (или) напряжения в главной цепи элегазового выключателя (для выключателей с максимальным расцепителем тока - при протекании тока в главной цепи);

2) номинальном напряжении на зажимах цепей управления;

3) нормированном усилии (моменте) пружин для элегазовых выключателей с пружинными приводами.

59. Элегазовые выключатели категории размещения 1 нормально работает в условиях гололеда при толщине корки льда до 20 мм и ветре скоростью до 15 м/с, а при отсутствии гололеда - при ветре со скоростью до 40 м/с.

60. Элегазовые выключатели категории размещения 1 рассчитаны на тяжение проводов в соответствии с рисунком 3 приложения к настоящим Методическим указаниям и таблицей 1 приложения к настоящим Методическим указаниям.

Горизонтальные силы F_{shA} и F_{shB} прикладываются в направлениях A_1 , B_1 и B_2 - для вывода 1 и в направлениях A_2 , B_1 , и B_2 - для вывода 2. Вертикальную силу F_{sv} прикладывают в направлениях C_1 и C_2 - для обоих выводов.

61. Если условия эксплуатации требуют нормирования стойкости к воздействиям механических факторов внешней среды, то группа этих воздействий определяется ГОСТ 30546.2-98 "Испытания на воздействия внешних факторов. Часть 3. Руководство. Глава 3. Методы сейсмических испытаний для оборудования" и указывается в стандартах.

62. Значение ресурса элегазового выключателя по механической стойкости N (число циклов "включение - пауза - отключение" В - $t_{п}$ - О без тока в главной цепи) составляет не менее 2000 для элегазовых выключателей нормального исполнения и не менее 10000 циклов - для элегазовых выключателей с повышенной механической стойкостью. Конкретное значение указывается в стандартах и эксплуатационных документах.

63. Элегазовый выключатель во включенном положении выдерживает без повреждений, могущих препятствовать его исправной работе, электродинамическое и термическое воздействие сквозных токов короткого замыкания с параметрами вплоть до следующих нормированных значений:

1) наибольший пик (ток электродинамической стойкости) I_d , значение которого не менее $2,5 I_{о. ном}$;

2) среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости) I_T , значение которого не менее $I_{о. ном}$;

3) время протекания тока (время короткого замыкания) $t_{к.з}$, которое рекомендуется выбирать из ряда: 1, 2 или 3 с.

64. Примечания:

1) для выключателей со встроенными в привод максимальными расцепителями тока $t_{к. з}$ равно полному времени отключения при максимальной уставке по времени срабатывания в условиях нормированного коммутационного цикла;

2) рекомендуется использовать элегазовые выключатели при времени короткого замыкания t , превышающем $t_{к.з}$, и при уменьшенном по сравнению с I_T значении тока I_t , определяемом по формуле:

$$I_t = I_T \sqrt{t_{к.з} / t}$$

(2)

65. Значение I_t принимают равным I_T при $t < t_{к. з}$.

66. Обмотки и другие элементы цепей максимального расцепителя тока, встроенных в привод, при подтянутом якоре выдерживают без повреждений протекание тока, равного 150 А, в течение 1 с - для расцепителей мгновенного действия на уставке отключающего тока менее 80 А и в течение 2 с – для расцепителей с выдержкой времени, а обмотки электромагнитов расцепителей мгновенного действия на уставке отключающего тока 80 А и более выдерживают протекание тока 250 А в течение 1 с.

67. Напряжение сети – вплоть до равного наибольшему рабочему напряжению выключателя $U_{н.р}$, соответствующему номинальному напряжению выключателя $U_{ном}$.

68. Примечание. Для элегазовых выключателей на $U_{ном} = 15$ кВ, предназначенных для использования в сетях с $U_{ном} = 13,8$ кВ, и элегазовых выключателей на $U_{ном} = 20$ кВ, предназначенных для использования в сетях с $U_{ном} = 18$ кВ, рекомендуется дополнительно нормировать коммутационную способность при указанных номинальных напряжениях сетей, исходя из наибольших рабочих напряжений 15,2 и 19,8 кВ.

69. Восстанавливающееся напряжение – в соответствии с нормированными характеристиками собственного переходного восстанавливающегося напряжения (ПВН), указанными в пунктах 85 и 86 настоящих Методических указаний.

70. Выполняемая элегазовым выключателем последовательность коммутационных операций с заданными интервалами между ними - в соответствии со следующими нормированными коммутационными циклами:

1) для элегазовых выключателей, предназначенных для работы при АПВ, - коммутационные циклы - это:

цикл 1: О - $t_{от}$ - ВО - 180 с - ВО;

цикл 2: О - 180 с - ВО - 180 с - ВО,

где О - операция отключения тока короткого замыкания вплоть до равного $I_{о.ном}$;

ВО - операция включения на ток короткого замыкания вплоть до равного $I_{в.н}$ и незамедлительно (без преднамеренной выдержки времени) следующая за ней операция отключения;

$t_{от}$ - нормированная бестоковая пауза при АПВ, значение которой может находиться в пределах от 0,3 до 1,2 с, причем для элегазовых выключателей, предназначенных для работы при быстродействующем АПВ, это значение принимается равным 0,3 с;

2) для элегазовых выключателей, не предназначенных для работы при АПВ, - только цикл 2;

3) для генераторных выключателей рекомендуется вместо цикла 2 нормировать цикл ВО - 30 мин - ВО;

4) элегазовые выключатели на $U_{\text{ном}} \leq 220$ кВ, предназначенные для работы при АПВ, кроме нормированных коммутационных циклов 1 и 2, выполняют цикл О - $t_{\text{от}}$ - ВО - 20 с - ВО (цикл 1).

71. Примечания:

1) коммутационная способность элегазовых выключателей, предназначенных для работы при АПВ, обеспечивается при бестоковых паузах, равных или больших $t_{\text{от}}$;

2) для элегазовых выключателей, предназначенных для работы при АПВ, токи включения и отключения для цикла 2 могут нормироваться большими, чем для цикла 1 ;

3) для элегазового выключателя с пневматическим приводом в целях выполнения последней части нормированного коммутационного цикла (ВО) требуется в течение интервала времени 180 с или 20 подпитка, указания в эксплуатационных документах;

4) для элегазовых выключателей с пружинными приводами рекомендуется по согласованию с заказчиком вместо паузы 20 с в цикле 1 нормировать паузу, увеличенную до значения, равного времени завода пружин.

5) по согласованию с заказчиком рекомендуется для отдельных типов элегазовых выключателей на $U_{\text{ном}} \leq 220$ кВ нормировать только циклы 1 и 2.

72. Нормированные характеристики ПВН задаются условной граничной линией, определяемой:

1) двумя параметрами – u_c , t_3 и координатами линии запаздывания u' и t_d в соответствии с рисунком 4 приложения настоящим методическим указаниям.

2) четырьмя параметрами - u_1 , u_c , t_1 , t_2 , и координатами линии запаздывания u' и t_d в соответствии с рисунком 5 приложения к настоящим Методическим указаниям.

73. Параметры u_1 и u_c определяются соотношениями:

$$u_1 = \sqrt{2}U_{\text{вп}}$$

- для выключателей с $U_{\text{ном}} \leq 35$ кВ,

$$u_1 = 0,75 \sqrt{2}U_{\text{вп}}$$

- для выключателей $U_{\text{ном}} \geq 110$ кВ,

(3)

$$u_c = K_a \sqrt{2}U_{\text{вп}}$$

$$U_{\text{ВП}} = K_{\text{П.Г}} U_{\text{НР}} / \sqrt{3}$$

,

где $U_{\text{ВП}}$ – полюсное возвращающееся напряжение;

$K_{\text{П.Г}}$ – коэффициент первого гасящего полюса (при трехфазном коротком замыкании);

K_a – коэффициент превышения амплитуды.

74. Для элегазовых выключателей с $U_{\text{ном}} \leq 35$ кВ $K_{\text{П.Г}} = 1,5$; для элегазовых выключателей с $U_{\text{ном}} \geq 110$ кВ $K_{\text{П.Г}} = 1,3$.

75. Выключатель отключает токи вплоть до нормированного при условии, что ПВН в месте установки элегазового выключателя:

- 1) не выходит за пределы (не проходит выше) условной граничной линии;
- 2) пересекает один раз линию запаздывания и вторично ее не пересекает.

76. Нормированные характеристики ПВН при отключении токов короткого замыкания, приведенные в документе подпункта 3) пункта 6 настоящих Методических указаний, соответствуют условиям работы первого гасящего полюса при отключении трехфазного короткого замыкания.

77. Если условие по пункту 76 настоящих Методических указаний не выполняется, то возможность применения выключателя в данной цепи согласовывается между изготовителем и заказчиком. Превышение условной граничной линии возможно, в частности, при установке выключателя:

- 1) в цепи генератора;
- 2) непосредственно за мощным трансформатором (автотрансформатором) при отсутствии существенной емкости присоединений.

78. Рекомендуемые характеристики ПВН при установке выключателя в цепи генератора для тока $I_{\text{о. ном}}$ приведены в таблице 2 приложения к настоящим методическим указаниям.

79. Для выключателей с $U_{\text{ном}} \geq 110$ кВ и $I_{\text{о. ном}} \geq 25$ кА дополнительно нормируется начальная часть ПВН (начальное ПВН - НПВН). НПВН определяется параметрами f_i и t_i , характеризующими ее граничную линию, в соответствии с рисунком 6 и таблицей 3 приложения к настоящим Методическим указаниям.

80. Пик НПВН определяют умножением коэффициента f_i на действующее значение тока отключения.

81. Требования к НПВН не распространяются на выключатели, являющиеся составной частью КРУЭ.

82. Требования к характеристикам ПВН для элегазовых выключателей, предназначенных для прямого присоединения к воздушным линиям с $U_{\text{ном}} \geq 110 \text{ кВ}$ и $I_{\text{о. ном}} > 12,5 \text{ кА}$, при условии отключения однофазных неудаленных коротких замыканий определяются нормируемыми параметрами линии: волновым сопротивлением $z = 450 \text{ Ом}$, коэффициентом пика $K_{\text{п.л}} = 1,6$ и временем задержки $t_{\text{дл}}$, равным $0,2 \text{ мкс}$ – для элегазовых выключателей на $U_{\text{ном}} \leq 150 \text{ кВ}$ и $0,5 \text{ мкс}$ – для выключателей на $U_{\text{ном}} \geq 220 \text{ кВ}$.

83. Для отдельных элегазовых выключателей на номинальные напряжения 330 кВ и более рекомендуется по согласованию с заказчиком нормировать значения z и $K_{\text{п. л}}$ меньшими, чем указано выше, например в случае, если в конструкции линии электропередачи предусмотрены мероприятия, уменьшающие эффект сближения проводов при коротком замыкании.

84. Рекомендуемое для каждого полюса элегазового выключателя без осмотра и ремонта дугогасительного устройства число операций отключения и включения (ресурс по коммутационной стойкости) при токах короткого замыкания и нагрузочных токах следует нормировать в техническом задании и эксплуатационных документах.

85. При токе короткого замыкания $0,6 I_{\text{о.ном}}$ минимальное рекомендуемое число отключений требуется более нормированного для $I_{\text{о. ном}}$ в 1,7 раза.

86. Минимальное допустимое число включений при токе $I_{\text{о.ном}}$ не менее 50% допустимого числа отключений.

87. Элегазовые выключатели на $U_{\text{ном}} \geq 110 \text{ кВ}$ способны производить коммутацию линий в условиях рассогласования фаз при нормированном токе отключения, составляющем $0,25 I_{\text{о.ном}}$ и возвращающемся напряжении

$$2,0 \cdot \sqrt{2/3} U_{\text{нр}}$$

88. Форма нормированной кривой ПВН соответствует приведенной на рисунке 5 приложения к настоящим Методическим указаниям. Нормированные значения параметров ПВН приведены в таблице 4 приложения к настоящим Методическим указаниям.

89. Элегазовые выключатели, предназначенные для установки в цепи генераторов, отключают токи в условиях рассогласования фаз напряжения со стороны генератора и со стороны системы. Нормированный ток отключения, возвращающееся напряжение и ПВН устанавливаются по согласованию с заказчиком. Нормированный ток отключения

не менее $0,5 I_{0. \text{ ном}}$. Значения возвращающегося напряжения и ПВН устанавливается при угле расхождения фаз напряжения со стороны системы и со стороны генератора, равном 90 или 180 электрическим градусам, по согласованию с заказчиком.

90. Элегазовые выключатели на $U_{\text{ном}} \geq 110$ кВ способны отключать и включать токи ненагруженных воздушных линий вплоть до нормированных значений токов отключения ненагруженной воздушной линии, приведенных в таблице 5 приложения к настоящим Методическим указаниям.

91. Элегазовые выключатели отключают ненагруженные фазы трехфазных воздушных линий при наличии короткого замыкания в одной или двух других фазах (двустороннее отключение несимметричного короткого замыкания при одновременной работе выключателей на концах линии).

92. Элегазовые выключатели, предназначенные для коммутации конденсаторных батарей, отключают и включают токи конденсаторных батарей вплоть до нормированных значений при напряжении вплоть до наибольшего рабочего. Нормированные значения токов определяются в стандартах.

93. Элегазовые выключатели, предназначенные для коммутации емкостного тока, подразделяются на два класса: класс С1 – с низкой вероятностью повторного пробоя; класс С2 – с очень низкой вероятностью повторного пробоя.

94. Элегазовые выключатели, предназначенные для коммутации тока шунтирующего реактора, отключают токи шунтирующего реактора от минимально допустимого вплоть до нормированного изготовителем при напряжении до наибольшего рабочего напряжения включительно без превышения допустимых значений перенапряжений, нормированных изготовителем по согласованию с заказчиком. Изготовитель указывает применение устройств защиты от перенапряжений

95. Для элегазовых выключателей с $U_{\text{ном}} \geq 110$ кВ рекомендуемые значения нормированного тока отключения шунтирующего реактора – (315 ± 63) А, минимального тока отключения шунтирующего реактора – (100 ± 20) А.

96. Требования к напряжению радиопомех предъявляются к выключателям на $U_{\text{ном}} \geq 110$ кВ.

97. Напряжение радиопомех, создаваемых элегазовыми выключателями при напряжении

$1,1 U_{\text{нр}} / \sqrt{3}$, не превышает 2500 мкВ при частоте настройки измерительной цепи (500 ± 50) кГц.

98. Требования к электромагнитной совместимости предъявляются к элегазовым выключателям (соответствуют ГОСТ Р 51317.4.11-99 "Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к динамическим изменениям напряжения электропитания. Требования и методы испытаний"), имеющим электронные

компоненты, воздействие помех на которые может привести к неправильному функционированию. Конкретные требования указываются в стандартах.

99. Контактные зажимы выводов элегазового выключателя соответствуют требованиям ГОСТ 31602.1-2012 "Устройства соединительные".

100. Элегазовый выключатель (полюс выключателя) имеет контактную площадку для подсоединения заземляющего проводника и заземляющий зажим и соответствуют ГОСТ 8024-90 "Аппараты и электротехнические устройства переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Нормы нагрева при продолжительном режиме работы и методы испытаний", ГОСТ 11206-77 "Знаки заземления, требований к установке заземляющих зажимов" и ГОСТ 689-90 "Разъединители переменного тока (развязки) и заземлители" с указанием знака заземления.

101. Металлические части, подвергающиеся воздействию климатических факторов внешней среды, имеют защитные покрытия с учетом условий эксплуатации в соответствии с ГОСТ 15150-69 "Классификация внешних условий. Часть 2 Природные внешние условия. Температура и влажность" и ГОСТ 28198-89 "Испытания на внешние воздействия. Общие положения и руководство в части нормальных условий испытаний".

102. Элегазовый выключатель (полюс выключателя) имеет указатель включенного и отключенного положения, выполненный в соответствии с ГОСТ 8024-90 "Аппараты и электротехнические устройства переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Нормы нагрева при продолжительном режиме работы и методы испытаний".

103. В элегазовых выключателях устанавливаются счетчики числа срабатываний.

104. Элегазовые выключатели имеют коммутирующие контакты для внешних вспомогательных цепей в количестве не менее 12, установленные в местах, доступных для осмотра и ремонта.

105. Число коммутирующих контактов для внешних цепей, в том числе замыкающих, размыкающих и переключающих, указывается в стандартах и в эксплуатационных документах изготовителя.

106. Конструкция выключателей климатических исполнений ХЛ и УХЛ в дополнение к требованиям настоящего стандарта принимается с соответствии с требованиями документа, указанного в подпункте б) пункта 6 настоящих Методических указаний.

107. Внутренние элементы элегазовых выключателей категории размещения 1 (изоляция, механизмы, электрические устройства) защищаются от попадания в них атмосферных осадков.

108. Элегазовые выключатели, требующие применения подогрева при пониженных температурах окружающего воздуха, имеют подогревательные устройства – одно – или

многоступенчатые и средства для их ручного или автоматического включения и отключения. Температура окружающего воздуха, при которой включают эти устройства (ступени), указывается изготовителем в эксплуатационных документах.

109. Резервуары выключателей и приводов со сжатым газом соответствуют требованиям ISO 16528-2:2007 "Котлы и сосуды, работающие под давлением. Часть 1. Требования к рабочим характеристикам".

110. Требования к характеристикам и качеству газов, используемых для выключателей, устанавливаются в стандартах и эксплуатационных документах изготовителя.

111. Изготовителем указывается тип, требуемое качество, количество и плотность газа (смеси газов), используемого в элегазовом выключателе, даются потребителю указания по обновлению газа, поддержанию его требуемого количества и качества. Для предотвращения конденсации наибольшее допустимое содержание влаги внутри элементов элегазового выключателя, заполненного газом при номинальной плотности ρ_{ge} (номинальное давление (или плотность), элегаза для изоляции и (или) коммутационной способности при заполнении) обеспечивает, чтобы точка росы была не выше, чем минус 5°C при измерении при температуре +20°C и при номинальной плотности ρ_{gm} (номинальное давление (плотность) заполнения для оперирования).

112. Соответствующая поправка делается для измерения, выполненного при других температурах. Изготовителем указываются требования к новому и использованному газу. Новый элегаз для применения в элегазовом выключателе соответствует документам, указанным в "Технические условия и приемка нового гексафторида серы" (для нового газа), в ГОСТ Р 54426 "Руководство по проверке гексафторида серы (элегаза), отобранного из электрического оборудования" (для использованного газа) и в "Высоковольтная коммутационная аппаратура и аппаратура управления – использование и обращение с гексафторидом серы (элегазом) в высоковольтной коммутационной аппаратуре и аппаратуре управления" (для использования элегаза в высоковольтном оборудовании). Для обеспечения качества элегаза в течение всего установленного срока эксплуатации рекомендуется руководствоваться "Технические условия и приемка нового гексафторида серы" и Правилами. В международной практике используются рекомендации "Аппаратура коммутационная и механизмы управления высоковольтные. Часть 4. Процедуры обращения с гексафторидом серы (SF₆) и его смесями" при применении нового элегаза в случае подготовки к вводу в эксплуатацию оборудования и при контроле свойств газа и обслуживании в процессе эксплуатации.

Сноска. Пункт 112 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

113. Элегазовые выключатели имеют устройства для контроля давления элегаза, приведенного к нормальным атмосферным условиям (температура плюс 20°C, давление 101,3 кПа). Устройство имеет вспомогательные контакты, предназначенные для подачи предупредительного сигнала при снижении давления до давления сигнализации вследствие утечки элегаза, для блокировки выключателя при снижении давления до давления блокировки. В стандартах или/и в эксплуатационных документах указываются следующие значения приведенного давления элегаза:

- 1) нормированное давления заполнения;
- 2) давление срабатывания контактов предупредительной сигнализации утечки элегаза;
- 3) давление блокировки выключателя.

114. Для элегазовых выключателей изготовитель указывает допустимое значение расхода на утечки Q_H элегаза. Это значение не превышает 1% в год от количества элегаза в выключателе.

115. Конструкция привода обеспечивает выполнение выключателем операций включения и отключения и циклов операций по сигналу дистанционного управления, возможность "местного" отключения путем ручного воздействия на элемент механизма привода (защелку, кнопку, клапан).

116. Приводы выключателей номинальным напряжением 330 кВ и выше имеет два электромагнита отключения.

117. Конструкция приводов в части обеспечения подачи аварийного сигнала при отключении выключателя от защиты, возможности установки механических блок-замков для осуществления блокировки с приводами разъединителей и блокировки от многократных повторных включений и отключений при поданной команде на включение и отключение от встроенных в привод устройств релейной защиты соответствуют требованиям ГОСТ 8024-90 "Аппараты и электротехнические устройства переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Нормы нагрева при продолжительном режиме работы и методы испытаний".

118. В конструкции пружинных приводов предусматриваются устройства, обеспечивающие:

- 1) автоматический завод включающих пружин непосредственно после включения выключателя для возможности осуществления АПВ;
- 2) блокировку движения контактов выключателя из отключенного положения при не полностью заведенных включающих пружинах.

119. В конструкции гидравлических приводов предусматриваются следующие устройства:

- 1) резервуар с рабочей жидкостью;

2) манометр, показывающий давление в гидросистеме привода с пневматическим накопителем энергии;

3) индикатор, показывающий состояние пружин привода с пружинным накопителем энергии;

4) устройства автоматического поддержания рабочего давления в гидросистеме и блокировки команд на включение и отключение выключателя с сигнализацией о снижении гидравлического давления ниже допустимого;

5) счетчик срабатываний насоса, поддерживающего давление в гидросистеме;

6) механический указатель положения исполнительного органа привода.

120. Значение ресурса выключателя по механической стойкости до среднего ремонта - в соответствии с пунктом 66 настоящих Методических указаний.

121. Ресурс выключателя по коммутационной стойкости до среднего ремонта – в соответствии с пунктами 87-89 настоящих Методических указаний.

122. Срок службы элегазовых выключателя до списания – не менее 30 лет.

123. Комплектность поставки устанавливается по соглашению между поставщиком и заказчиком. В комплект поставки, помимо выключателя, могут входить:

1) привод и (или) распределительный шкаф – в зависимости от элегазового выключателя;

2) комплект запасных частей и принадлежностей (ЗИП) одиночный;

3) комплект ЗИП групповой;

4) комплект ЗИП ремонтный;

5) баллоны с газом для заполнения выключателя;

6) газотехнологическое оборудование.

124. К комплекту выключателя или к комплекту отдельно поставляемого привода прилагаются эксплуатационные документы, это:

1) руководство по эксплуатации;

2) формуляр или паспорт;

3) ведомость ЗИП в виде отдельного документа или как составная часть паспорта или формуляра.

125. Паспорт сосуда, работающего под давлением, прикладывается в соответствии с требованиями ISO 16528-2:2007 "Котлы и сосуды, работающие под давлением. Часть 1. Требования к рабочим характеристикам".

126. Каждый элегазовый выключатель (при однополюсном исполнении – каждый полюс выключателя, а если полюс состоит из двух и более элементов – каждый элемент) имеют табличку (таблички), на которой указываются:

1) товарный знак или наименование изготовителя;

2) наименование изделия ("Выключатель");

3) тип выключателя;

4) обозначение климатического исполнения и категории размещения по ГОСТ 15150-69 "Классификация внешних условий. Часть 2 Природные внешние условия. Температура и влажность" и по ГОСТ 28198-89 "Испытания на внешние воздействия. Общие положения и руководство в части нормальных условий испытаний";

5) порядковый номер по системе нумерации предприятия-изготовителя;

6) номинальное напряжение в киловольтах;

7) номинальный ток в амперах;

8) номинальный ток отключения в килоамперах;

9) давление заполнения газа в мегапаскалях (и рядом в скобках - в килограмм-силах на квадратный сантиметр) при 20°C – для газовых выключателей;

10) масса выключателя в килограммах;

12) дата изготовления (год выпуска) выключателя.

127. Части выключателей, транспортируемых в разобранном виде, маркируются для облегчения сборки выключателей на месте монтажа.

128. Выключатели, имеющие встроенный привод, имеют дополнительную табличку с данными этого привода, на которой указываются:

1) род тока и номинальное напряжение элементов привода в вольтах;

2) номинальное давление воздуха в мегапаскалях (и рядом в скобках - в килограмм-силах на квадратный сантиметр) – для пневматических приводов;

129. Данные встроенного привода указываться на табличке выключателя.

130. Каждый конструктивно самостоятельный привод имеет табличку, на которой указываются:

1) товарный знак или наименование изготовителя;

2) наименование изделия ("Привод");

3) тип привода и вариант его исполнения по применяемости для выключателей;

4) обозначение климатического исполнения и категории размещения по ГОСТ 15150-69 "Классификация внешних условий. Часть 2 Природные внешние условия. Температура и влажность" и по ГОСТ 28198-89 "Испытания на внешние воздействия. Общие положения и руководство в части нормальных условий испытаний";

5) порядковый номер по системе нумерации изготовителя;

6) род тока и номинальное напряжение элементов привода в вольтах;

7) условные обозначения встроенных расцепителей (при их наличии) и их диапазоны уставок тока и выдержки времени;

8) дата изготовления (год выпуска) привода.

131. Обмотки элементов приводов имеют таблички или ярлыки, на которых указывается:

1) назначение обмотки или ее условное обозначение;

2) марка провода;

3) диаметр провода в миллиметрах;

4) число витков;

5) сопротивление (при постоянном токе) в омах при плюс 20°C.

132. Выключатели, имеющие встроенные трансформаторы тока, имеют табличку с данными этих трансформаторов тока.

133. Способ нанесения маркировки на табличках обеспечивает ясность надписей в течение всего времени эксплуатации выключателя.

134. Сосуды для сжатого элегаза имеют маркировку и сопроводительные технические документы в соответствии с ISO 16528-2:2007 "Котлы и сосуды, работающие под давлением. Часть 1. Требования к рабочим характеристикам".

135. Выключатели или их части (при транспортировании выключателей в частично разобранном виде) упакованы для транспортирования в плотные или решетчатые ящики или в специальную тару.

136. Упаковка выключателей и их частей исключает возможность их механических повреждений, обеспечивать защиту изоляционных частей из органических материалов от воздействия окружающей среды в процессе транспортирования.

137. Все неокрашенные металлические части выключателя (включая запасные части), подверженные воздействию внешней среды при транспортировании и хранении, законсервированы с помощью защитных смазок или другим надежным способом. Действие консервации рассчитывается на срок:

1) не менее двух лет – для выключателей;

2) не менее трех лет – для запасных частей.

138. Рекомендуются транспортирование выключателей или их частей в пределах одного населенного пункта или между близкорасположенными населенными пунктами без упаковки или в упрощенной (временной) упаковке, защищающей от атмосферных осадков, при условии принятия мер, предохраняющих от повреждений выключатель и его упаковку; перевозку, погрузку и разгрузку транспортного средства под открытым небом выполняется в течение светлого времени суток.

139. При транспортировании в транспортных контейнерах выключатели или их части без индивидуальной упаковки закреплены и предохранены от механических повреждений.

140. На наружных металлических частях выключателя (кроме арматуры изоляторов и контактных частей), находящихся во время работы выключателя под высоким напряжением, предостерегающие надписи или знаки, нанесенные на кожухе, закрывающем группу деталей, или (при отсутствии кожуха) на одной или нескольких деталях из группы металлически связанных между собой деталей.

141. Для выключателей на номинальное напряжение 35 кВ и выше, для выключателей на напряжение менее 35 кВ, предназначенных для установки на выкатной части КРУ, нанесение надписи не требуется.

142. Степень защиты шкафов приводов и шкафов управления от соприкосновения с находящимися под напряжением частями или приближения к ним, от соприкосновения с движущимися частями, находящимися внутри оболочки, от попадания внутрь твердых посторонних тел и от попадания воды согласно ГОСТ 14254-96 "Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)" указывается в стандартах и эксплуатационных документах.

143. Газоотводы, выхлопные и предохранительные устройства выключателей расположены так, чтобы выбросы газа были направлены в сторону от места, где может находиться обслуживающий персонал. Изготовитель указывает границы пространства, внутри которого не рекомендуется нахождение частей под напряжением или заземленных частей.

144. В выключателях применяются материалы, ограничивающие распространение пламени в случае его появления в результате отказа, перекрытия, пробоя или других аварийных повреждений выключателя.

145. Меры охраны окружающей среды при монтаже и эксплуатации выключателей устанавливаются в стандартах и в эксплуатационных документах.

Глава 4. Порядок проведения приемки и испытаниям

146. Выключатели подвергаются изготовителем приемосдаточным, квалификационным, периодическим и типовым испытаниям.

147. В процессе разработки выключателя и для решения вопроса о целесообразности постановки выключателей на производство проводятся приемочные испытания опытных образцов.

148. В зависимости от видов испытаний, проверяемых параметров и от конструкции выключателя объектами испытаний могут быть: выключатель (все три полюса), полюс выключателя, дугогасительный модуль или отдельный его разрыв, отдельные сборочные единицы. Объект испытаний указывается в программе и протоколе испытаний. Образцы объектов для квалификационных, периодических и типовых испытаний отбираются из числа изделий, прошедших приемосдаточные испытания, или (для частей выключателя) проверку и приемку технического контроля.

149. Рекомендуется отдельным видам испытаний подвергать разные экземпляры образцов (параллельные испытания).

150. Если объектом испытаний является часть выключателя (полюс, элемент, модуль, разрыв, сборочная единица), функционально связанная с другими частями, то в программе и протоколе испытаний указывается меры, принимаются для воспроизведения (имитирования) влияния других частей на испытываемую, либо обосновывается, что при проведенном испытании не облегчается работа части по сравнению с условиями ее работы в полностью собранном выключателе.

151. Если квалификационным или периодическим испытаниям подвергнут выключатель, представляющий собой одно из исполнений серии выключателей с одним модулем или с несколькими последовательно соединенными модулями, то рекомендуется другие исполнения выключателей этой серии испытывать не в полном объеме, распространив на них результаты испытаний первого исполнения. Допустимость испытаний не в полном объеме обосновывается.

152. Если квалификационным или периодическим испытаниям подвергнут выключатель, являющийся одним из типополных серий выключателей, имеющих часть практически одинаковых конструктивных элементов, то другие выключатели этой серии могут не подвергаться отдельным видам указанных испытаний с распространением на эти виды результатов испытаний, проведенных на первом выключателе.

153. Допустимость испытаний не в полном объеме обосновывается.

154. Если для управления данным выключателем предусмотрены разные типы приводов, то квалификационным или периодическим испытаниям в полном объеме он может подвергаться только с одним из них. Объем испытаний с другими типами приводов может быть сокращен по согласованию с потребителем.

155. В зависимости от конструктивных особенностей выключателя рекомендуется:

- 1) проводить испытания без установки отдельных сборочных единиц или деталей;
- 2) применять во время испытаний инвентарные сборочные единицы и детали;
- 3) вводить отдельные уточнения в программу проведения испытаний.

156. В протоколах испытаний или в программе проведения испытаний обосновывается, что сделанные изменения в испытуемом образце не влияют на результаты испытаний или не облегчают условий проведения испытаний.

157. Рекомендуется характеристики комплектующих изделий, указанные в их сопроводительных документах (например, сопротивление обмоток электромагнитов, емкость шунтирующих конденсаторов, электрическую прочность изоляции вводов), повторно не проверять, а заносить их в паспорт выключателя или в протокол испытаний поданным указанными техническими документами.

158. Выпуск выключателей осуществляется на основании положительных результатов квалификационных (для вновь освоенных выключателей), периодических и приемосдаточных испытаний.

159. Протоколы или информация об испытаниях предъявляются потребителю по его требованию.

160. Выключатели предъявляют к приемке поштучно и подвергают проверке сплошным контролем.

161. Испытания проводятся по программе, включающей в себя виды испытаний и проверок и указания о последовательности их проведения:

- 1) проверка на соответствие требованиям сборочного чертежа;

- 2) проверка характеристик работы механизма выключателя (привода) и испытание на исправность его действия;
- 3) проверку герметичности, если указано в программе,
- 4) испытание изоляции напряжением промышленной частоты;
- 5) измерение электрического сопротивления главной цепи или его участков для выключателей с $I_{\text{ном}} < 6300\text{А}$;
- 6) проверку комплектности, маркировки, консервации и упаковки согласно требованиям конструкторских документов.

162. Квалификационные испытания проводятся после освоения технологии производства выключателя (при запуске в серийное производство).

163. Квалификационные испытания проводят по программе, включающей виды испытаний и проверок:

- 1) проверку на соответствие требованиям сборочного;
- 2) испытания на механическую работоспособность;
- 3) испытание электрической прочности изоляции;
- 4) испытание на нагрев;
- 5) испытание на стойкость при сквозных токах короткого замыкания,
- 6) испытания на коммутационную способность при токах короткого замыкания и в условиях рассогласования фаз;
- 7) испытания на коммутационную способность при отключении и включении емкостных токов ненагруженных воздушных линий и батарей конденсаторов;
- 8) испытания на коммутационную способность при отключении и включении шунтирующего реактора;
- 9) испытания на радиопомехи;
- 10) испытания на электромагнитную совместимость;
- 11) испытания на стойкость к воздействию климатических факторов внешней среды

164. Испытания, указанные в подпункте 7) пункта 163 настоящих Методических указаний в части батарей конденсаторов проводятся, если соответствующие требования включены в стандартах на конкретные изделия.

165. Рекомендуются распространять на элегазовые выключатели положительные результаты квалификационных испытаний аналогичных конструкторских или технологических решений или материалов, проведенных на других изделиях.

166. Рекомендуются засчитывать испытания, проведенные на опытном образце, в качестве квалификационных испытаний, если соблюдены следующие условия:

- 1) опытный образец был изготовлен по технологии, предусмотренной для серийного производства;

2) комиссией по приемке опытно-конструкторской работы не были даны рекомендации по доработке конструкции, требующие проведения дополнительных испытаний.

167. Если эти условия не соблюдены и испытания опытного образца не могут быть зачтены полностью, то рекомендуется при соответствующем техническом обосновании засчитывать отдельные виды испытаний, на результатах которых несоблюдение указанных условий не отражается.

168. Периодические испытания проводятся в объеме квалификационных испытаний . Объем периодических испытаний может быть сокращен по согласованию с потребителем.

169. Периодические испытания по пункту 168 настоящих Методических указаний, перечисления 1-4 рекомендуется проводить не реже одного раза в пять лет, перечисления подпунктов 5) – 11) пункта 163 настоящих Методических, - не реже одного раза в 10 лет. Испытания выключателей с $I_{ном} > 10000$ А по подпункту 4) пункта 163 настоящих Методических, рекомендуется проводить не реже одного раза в 10 лет.

170. Если в процессе периодических испытаний получены неудовлетворительные результаты, разрабатываются и внедряются мероприятия, исключающие их повторение .

171. После внедрения этих мероприятий проводят повторные испытания по тем пунктам программы, по которым были получены неудовлетворительные результаты, на результаты которых могут повлиять внесенные изменения. Результаты повторных испытаний являются окончательными.

172. Периодические испытания рекомендуется не проводить, если документально подтверждено отсутствие рекламаций об отказах выключателей в эксплуатации, связанных с дефектами конструкции или изготовления, и в случаях, когда производство аттестовано по системе качества в соответствии с ГОСТ 8024-90 " Аппараты и электротехнические устройства переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Нормы нагрева при продолжительном режиме работы и методы испытаний".

173. Типовые испытания. Типовые испытания проводят при изменении конструкции, применяемых материалов или технологии производства и при изменении технических параметров выключателей.

174. Проведение типовых испытаний и их объем при изменении конструкции, применяемых материалов, технологии производства или технических параметров определяет изготовитель (разработчик).

175. В зависимости от характера вносимого изменения испытаниям подвергаются элементы из числа указанных в пункте 101 настоящих Методических указаний, отдельные детали и образцы материалов.

Глава 5. Методы испытаний

176. Проверка на соответствие требованиям сборочного чертежа. При приемосдаточных испытаниях проверке подлежит правильность выполнения требований сборочного чертежа, которые могут быть проверены визуально внешним осмотром. Проверке подлежит:

- 1) состояние защитных покрытий;
- 2) состояние поверхности наружных изоляционных частей;
- 3) правильность заполнения таблички;
- 4) правильность маркировки и клеймения;

5) соответствие установленного вспомогательного оборудования требованиям документации на него;

6) соответствие установленных шунтирующих резисторов и шунтирующих конденсаторов требованиям документов на них.

177. При квалификационных и периодических испытаниях дополнительно измеряются:

1) габаритные, установочные и присоединительные размеры - универсальными измерительными инструментами или шаблонами;

2) масса выключателя - на весах общего применения или пружинным динамометром.

178. Рекомендуется определять массу выключателя суммированием масс отдельных элементов и сборочных единиц.

179. В объем испытаний на механическую работоспособность входят:

- 1) проверка характеристик работы механизма выключателя;
- 2) испытание на исправность действия механизма выключателя;
- 3) испытание на ресурс по механической стойкости;
- 4) испытание на оперирование в условиях гололеда;
- 5) испытание на работоспособность при совместном действии тяжения проводов и ветровой нагрузки;
- 6) испытание на стойкость к воздействию механических факторов внешней среды;
- 7) испытания на герметичность газовых, вакуумных и воздушных выключателей.

180. При испытании на механическую работоспособность выключатель (или его часть) устанавливается на своей или на (инвентарной) раме, или на другом жестком основании; при этом способ крепления, взаимное расположение и кинематическая связь выключателя (или его части) с приводом соответствуют монтажному чертежу и (или) руководству изготовителя. Элегазовые выключатели заполняются газом до давления заполнения.

181. К проверяемым характеристикам работы механизма выключателя, в зависимости от особенностей конструкции выключателя относят: собственные времена

включения и отключения, скорости включения и отключения, ход контактов, контактные давления, нижний и верхний пределы напряжения на зажимах цепей управления, нижний и верхний пределы начального давления, усилия и (статические моменты) пружин при включении и отключении, электрическое сопротивление и ток потребления электромагнитов управления, расходы элегаза на операции.

182. Перечень характеристик, проверяемых при приемосдаточных, квалификационных, периодических и типовых испытаниях элегазового выключателя, и соответствующую методику устанавливает изготовитель (разработчик) выключателя и вносит в программу и протокол испытаний.

183. Проверку собственных времен отключения и включения, бесконтактной паузы, координации моментов размыкания и замыкания главных, дугогасительных и других контактов рекомендуется проводить осциллографом, электросекундомером или анализатором характеристик элегазового выключателя.

184. Проверку собственных времен отключения и включения проводят при номинальном напряжении на зажимах электромагнита, номинальном давлении и нормированном усилии (моменте) пружин - в зависимости от типа привода, (в случае соответствующего указания в программе испытаний) - при нормированных нижних и верхних пределах указанных факторов.

185. Проверку скоростей включения и отключения проводят при номинальном напряжении на зажимах цепей управления, номинальном давлении и нормированном усилии (моменте) пружин – в зависимости от типа привода, и, в случае соответствующего указания в программе испытаний, – при нормированных нижних и верхних пределах указанных факторов.

186. Проверку контактного давления (нажатия) размыкаемых контактов и скользящих неразмыкаемых контактов проводят либо косвенно - измерением усилий контактных пружин или определением силы вытягивания подвижного контакта, либо непосредственно измерением усилия оттягивания подвижной части контакта динамометром в момент потери контакта.

187. Определение минимального напряжения срабатывания включающих и отключающих устройств проводят с помощью ряда последовательных операций О (или В) при снижении напряжения на зажимах цепей управления ступенями, начиная от нижнего предела напряжения до минимального значения, при котором еще обеспечивается выполнение соответствующей операции.

188. Определение минимального натяжения пружин (усилия, статического момента, хода сжатия или растяжения, угла закручивания) пружинного привода проводят путем выполнения ряда последовательных операций включения при уменьшении натяжения пружин ступенями, вплоть до минимального значения, при котором еще обеспечивается выполнение соответствующей операции. Порядок определения данного параметра указывается в стандартах.

189. Проверку электрического сопротивления обмоток электромагнитов управления проводят путем изменения его мостом постоянного тока, присоединяемым к выводам обмотки или ее секций, или другим методом.

190. Проверку тока потребления цепей управления проводят путем записи (осциллографирования) тока, протекающего через входные зажимы цепи управления при выполнении операций В или О, при номинальном напряжении на зажимах цепи управления выключателя (привода).

191. За значение тока потребления принимают:

- 1) для приводов, использующих энергию постоянного тока, - максимальное значение тока;
- 2) для приводов, использующих энергию переменного тока, - максимально действующее значение, определяемое как наибольшее среднеарифметическое действующих значений двух соседних полупериодов с наибольшими амплитудами тока

192. Измерение тока в элементах приводов (например в обмотках электромагнитов) проводят по методике изготовителя.

193. Испытание на исправность действия механизма выключателя проводят в объеме и при условиях, указанных в таблице 6 приложения к настоящим Методическим указаниям.

194. По окончании испытаний рекомендуется путем внешнего осмотра убедиться в отсутствии механических повреждений.

195. При испытании по пункту 5 таблицы 6 приложения к настоящим Методическим указаниям циклы ВО выполняются без преднамеренной выдержки времени между операциями В и О, для чего на зажимы цепи управления отключением подают напряжение через контакты главной цепи выключателя (дугогасительные контакты или контакты отделителя).

196. Если коммутирующие контакты цепи отключения выключателя (привода) замыкаются ранее контактов главной цепи, то в одном из пяти циклов напряжение подавать не через главные контакты, а непосредственно на зажимы цепи управления отключением. При этом проверяется, что при подаче команды на включение и наличии напряжения на зажимах цепи отключения операция включения либо вовсе не происходит, либо происходит с недоходом до положения, при котором возможен пробой между контактами выключателя с возвращением выключателя после этого в полностью отключенное положение.

197. Если указанные коммутирующие контакты замыкаются не ранее контактов главной цепи, то рекомендуется во всех пяти циклах напряжение подавать не через контакты главной цепи, а непосредственно на зажимы цепи отключения

198. При испытании выключателей, имеющих встроенную блокировку от многократного включения, проводят проверку действия этой блокировки против

повторения операций включения и отключения выключателя, когда команда на включение продолжает оставаться поданной после автоматического отключения выключателя.

199. Рекомендуется испытания по таблице 6 приложения к настоящим Методическим указаниям совмещать полностью или частично с испытаниями по проверке характеристик работы механизма выключателя по пунктам 230-233 настоящих Методических указаний, если в процессе снятия характеристик установлено, что выключатель исправно работает в условиях, указанных в таблице 6 приложения к настоящим Методическим указаниям.

200. Выключатели, имеющие встроенные минимальные расцепители напряжения и (или) максимальные расцепители тока, дополнительно к испытаниям по таблице 6 приложения настоящим Методическим указаниям, испытываются на исправность действия при двух отключениях, произведенных с помощью каждого из расцепителей, с проверкой требований.

201. Испытание на ресурс по механической стойкости проводят в условиях, указанных в пункте 180 настоящих Методических указаний, путем выполнения (без тока в главной цепи выключателя) указанных в пунктах 202-208 настоящих Методических указаний циклов с паузами между ними.

202. Для выключателей нормального исполнения число включений и отключений за весь объем испытаний по 2000.

203. Циклы операций, их число, напряжение на зажимах цепей управления, начальное давление воздуха для воздушных выключателей, пневматических и гидравлических приводов указаны в таблице 7 приложения к настоящим Методическим указаниям. Плотность газа в газовых выключателях находятся в диапазоне между верхним и нижним допустимыми значениями.

204. Циклы ВО выполняются без преднамеренной выдержки времени между операциями включения и отключения.

205. В течение испытаний рекомендуется смазка доступных без разборки трущихся частей в соответствии с инструкциями изготовителя, но не рекомендуется регулировка, замена деталей или другой вид обслуживания.

206. Между группами циклов выдерживаются интервалы, для охлаждения электрических и механических устройств привода.

207. Для выключателей с повышенной механической стойкостью число включений и отключений за весь объем испытаний по 10000.

208. Серию испытаний, указанную в таблице 7 приложения к настоящим Методическим указаниям, повторяют пять раз. Между сериями испытаний рекомендуется смазка и небольшая регулировка, предусмотренная стандартами. Объем выполняемых работ указывается в программе и протоколе испытаний.

209. Замена контактов не рекомендуется. Между сериями испытаний определяют значения характеристик выключателя, предусмотренные программой испытаний.

210. По окончании испытания определяют значения характеристик работы механизма выключателя, предусмотренных программой испытаний, после чего проводят выборочную разборку и осмотр с целью обнаружения возможных механических повреждений.

211. Выключатель считают выдержавшим испытание на ресурс по механической стойкости, если:

1) в процессе испытаний выключатель работал исправно, не было ни одного отказа в выполнении операции включения или отключения;

2) значения предусмотренных программой испытаний характеристик не вышли за пределы, установленные конструкторскими документами;

3) при осмотре после испытания не обнаружено повреждений, могущих препятствовать дальнейшей исправной работе, и ухудшения состояния изоляционных поверхностей;

4) состояние контактных деталей и поверхностей обеспечивает способность выключателя пропускать номинальный ток без превышения допустимых температур по ГОСТ 8024-90 "Аппараты и электротехнические устройства переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Нормы нагрева при продолжительном режиме работы и методы испытаний" при подтверждении способности выключателя пропускать номинальный ток проводят испытания выключателя на нагрев.

212. Если выключатель имеет контактные части, подвергающиеся серебрению с целью использования повышенных норм нагрева, то при оценке результатов испытаний следует руководствоваться требованиями ГОСТ Р 52565-06 "Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия".

213. Если при осмотре выключателя после испытаний обнаружено ухудшение состояния изоляционных поверхностей, то выключатель подвергается испытаниям электрической прочности изоляции. Рекомендуется в обоснованных случаях проводить эти испытания путем проверки отдельных изоляционных частей после разборки выключателя.

214. Испытание на оперирование в условиях гололеда проводят только для выключателей категории размещения 1, имеющих наружные открытые подвижные части (например рычаги, тяги) или размыкаемые контакты.

215. Нарращивания льда на подвижные части или контакты и на соседние с ними неподвижные части выключателя проводят по ГОСТ 8024-90 "Аппараты и электротехнические устройства переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Нормы нагрева при продолжительном режиме работы и методы испытаний". После наращивания льда и выдержки проводят операцию отключения или включения при нижних пределах напряжения на зажимах цепей управления, давления и усилия (

момента) пружин - в соответствии с типом привода. Затем проводят проверку исправности действия путем пяти включений и отключений при номинальных значениях напряжения, давления и (или) нормированном усилии (моменте) пружин.

216. Испытанию на работоспособность при совместном действии тяжения проводов и ветровой нагрузки подвергают выключатели категории размещения 1 с $U_{\text{ном}} \geq 35$ кВ.

217. Испытание на оперирование при совместном действии тяжения проводов и ветровой нагрузки проводят на полюсе или элементе полюса (например одной из колонок) элегазового выключателя в соответствии с приведенным ниже:

1) в зависимости от особенностей конструкции элегазового выключателя и парусности отдельных его частей к полюсу (элементу) выключателя прикладывают горизонтальную силу давления ветра F_{wh} (рисунок 2 приложение к настоящим Методическим указаниям) в направлении наибольшей парусности, рассчитанную из скорости ветра 40 м/с. Для упрощения испытаний рекомендуется прикладывать эту силу не к центру приложения ветровой нагрузки, а к выводу полюса, снижая при этом значение силы так, чтобы изгибающий момент относительно нижней поверхности полюса сохранялся;

2) к одному из выводов полюса (к верхнему, если выводы расположены на разных уровнях) прикладывают горизонтальную силу тяжения проводов F_{thA} , равную нормированному значению, в направлении A_1 или A_2 , как указано на рисунке 2 приложения к настоящим Методическим указаниям. Вместо приложения сил F_{wh} и F_{thA} рекомендуется прикладывать в направлении A_1 или A_2 результирующую силу F_{shA} ;

3) проводят проверку исправности действия механизма выключателя путем двух включений и отключений при нормированных верхних и нижних пределах напряжения, давления или усилии (момента) пружин, в зависимости от типа привода;

4) снимают горизонтальную силу в направлении A_1 или A_2 и к этому же выводу прикладывают горизонтальную силу тяжения проводов F_{thB} , равную нормированному значению, в направлении B_1 или B_2 , как показано на рисунке 1; при этом сила давления ветра F_{wh} сохраняется;

5) проводят проверку исправности действия механизма выключателя по перечислению в);

6) изменяют направление сил, указанное в перечисленные в подпункте 4) настоящего пункта, на противоположное;

7) проводят проверку исправности действия механизма выключателя по перечислению 3);

8) снимают горизонтальные силы и прикладывают к этому же выводу вертикальную силу тяжения проводов F_{tv} , равную нормированному значению (направление C_1 или C_2 на рисунке 2 приложения к настоящим Методическим указаниям);

9) проводят проверку исправности действия механизма выключателя по перечислению подпункта 3) в настоящем пункте;

10) изменяют направление силы, указанной в перечисленные подпункте 9) настоящего пункта, на противоположное,

11) проводят проверку исправности действия механизма выключателя по перечислению подпункта 3) в настоящем пункте.

218. Испытание не проводится, если будет доказано расчетным путем, что выключатель способен выдержать нормированные нагрузки.

219. Испытание выключателя на стойкость к воздействию механических факторов внешней среды проводят по ГОСТ 16962.1-89 "Изделия электротехнические. Методы испытаний на устойчивость к климатическим внешним воздействующим факторам".

220. Испытания на герметичность элегазовых выключателей при квалификационных, периодических и типовых испытаниях проводятся измерением изменения количества газа в выключателе за заданный промежуток времени при включенном и отключенном положениях выключателя (в случае, если скорость утечки газа зависит от положения выключателя) с последующим расчетом значения относительного (в процентах) изменения давления в выключателе в течение года. Метод измерения количества газа указывается в технических условиях.

221. Герметичность элегазовых выключателей при приемосдаточных испытаниях контролируется с помощью течеискателя. Методика контроля герметичности приводятся в стандартах.

222. Испытание электрической прочности изоляции элегазовых выключателей проводится по ГОСТ 141-1-96 "Изоляция".

223. Испытание электрической прочности изоляции элегазовых выключателей проводится при минимальном давлении элегаза (давлении, при котором блокируется работа выключателя).

224. Проверку длины пути утечки внешней изоляции выключателей категории размещения 1 проводят по ГОСТ 9920-89 "Электроустановки переменного тока на напряжение от 3 до 750 кВ. Длина пути утечки внешней изоляции".

225. Испытания электрической прочности изоляции для контроля состояния выключателя после проведения испытаний на надежность по механическому ресурсу, коммутационную способность, после проведения климатических испытаний проводятся в указанном ниже объеме:

1) выключатели с $U_{ном} \leq 35$ кВ. Прикладывается испытательное напряжение промышленной частоты в течение 1 мин, значение которого составляет 80% значения;

2) выключатели с $U_{\text{ном}}$ 110, 150 и 220 кВ. Прикладывается испытательное напряжение полного грозового импульса, значение которого составляет 60% значения;

3) выключатели с $U_{\text{ном}}$ 330 кВ. Прикладывается испытательное напряжение коммутационного импульса, значение которого составляет 80% значения;

4) выключатели с $U_{\text{ном}}$ 500 и 750 кВ. Прикладывается испытательное напряжение коммутационного импульса, значение которого составляет 90% значения.

226. Для выключателей с несимметричной токоведущей цепью напряжение следует прикладывать поочередно к обоим выводам при заземлении противоположного вывода.

227. При проведении испытаний напряжениями грозовых (коммутационных) импульсов к выключателю прикладывается по пять импульсов каждой полярности.

228. Выключатель считается выдержавшим испытание, если при приложении напряжения не произошло ни одного перекрытия или пробоя изоляции.

229. Для указанных испытаний рекомендуется использовать оборудование синтетической схемы испытаний на коммутационную способность. Форма прикладываемого импульса требуемой стандартной или идентичной форме ПВН, нормированного для отключения тока $0,1I_{\text{о. ном}}$, при этом параметр времени t_3 может отклоняться от нормированного значения в пределах от минус 10% до плюс 20%.

230. Испытание на нагрев при продолжительном режиме работы проводится по ГОСТ Р 52565-06 "Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия" и ГОСТ Р 51317.4.11-99 "Совместимость технических средств электромагнитная. Устойчивость к динамическим изменениям напряжения электропитания. Требования и методы испытаний".

231. Объект испытания (полюс, элемент полюса, модуль или часть полюса, содержащая токоведущую систему) и способ его испытания устанавливает изготовитель (разработчик) выключателя и приводит в программе и протоколе испытаний.

232. Результаты испытаний, проведенных на одном из типоразмеров серии выключателей, рекомендуется распространять на другие типоразмеры этой серии, если значение номинального тока, сечение токоведущих частей и материалы, из которых изготовлены токоведущие части, остаются неизменными, а условия охлаждения последних не ухудшены.

233. Проверку электрического сопротивления главной цепи полюса или его участков на соответствие требованиям конструкторской документации проводят по ГОСТ 30546.2-98 "Испытания на воздействия внешних факторов. Часть 3. Руководство. Глава 3. Методы сейсмических испытаний для оборудования" и ГОСТ 8024-90 "Аппараты и электротехнические устройства переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Нормы нагрева при продолжительном режиме работы и методы испытаний".

234. Значение тока, пропускаемого во время испытаний через главную цепь, не менее 50 А и не более номинального тока выключателя.

235. Испытание на нагрев обмоток электромагнитов, коммутирующих контактов, зажимов и других элементов цепей управления и вспомогательных цепей, предназначенных для продолжительного режима работы, проводят по ГОСТ 8024-90 "Аппараты и электротехнические устройства переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Нормы нагрева при продолжительном режиме работы и методы испытаний".

236. Испытание на нагрев обмоток и других элементов цепей управления и вспомогательных цепей, предназначенных для кратковременного режима, проводят по ГОСТ 8024-90 "Аппараты и электротехнические устройства переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Нормы нагрева при продолжительном режиме работы и методы испытаний".

237. Испытание на стойкость при сквозных токах короткого замыкания. Испытуемый образец с новыми контактами устанавливают в соответствии с пунктами 213-216 настоящих Методических указаний. Конфигурация токопроводящего контура, число шин и расположение ближайших мест их крепления устанавливается в конструкторской документации.

238. Испытание выключателей (полюсов, элементов полюсов) на $U_{\text{ном}} \geq 110$ кВ рекомендуется проводить на пониженной опорной (подвесной) изоляции.

239. Если установлено, что условия термических и механических воздействий не облегчаются, то рекомендуется:

1) крупногабаритные выключатели (их полюсы или элементы полюсов) испытывать по частям;

2) подвергать испытанию по пункту 290 настоящих Методических указаний, собранный выключатель (полюс, элемент полюса), а испытание по пункту 240 настоящих Методических указаний, проводить по частям;

3) испытывать элегазовые выключатели без заполнения их элегазом.

240. Перед испытанием выполняют пять циклов В – произвольная пауза – О. Эти циклы проводят при нижних пределах напряжения, начального избыточного давления сжатого воздуха или усилия (момента) пружин.

241. При этом определяют скорость движения контактов при отключении или собственное время отключения выключателя.

242. В случае испытания по частям перед испытанием определяют усилие (статический момент), требуемое для размыкания контактов.

243. Испытание проводится в однофазной или трехфазной схеме.

244. При однофазной схеме испытанию могут подвергаться два соседних полюса (элемента полюса) или один полюс (элемент полюса) с обратной шиной, параллельной

испытуемому полюсу (элементу) и проходящей на расстоянии, равном или меньшем (при согласии изготовителя) нормированному междуполусному расстоянию.

245. Для выключателей с $U_{\text{ном}} \geq 110$ кВ рекомендуется испытание двух соседних полюсов или применение обратной шины.

246. Испытание проводят путем пропускания через включенный выключатель (полюс, элемент полюса) при любом подходящем для опыта напряжении частоты (50 ± 4) Гц тока со следующими параметрами:

- 1) наибольший пик – в пределах $(1,0 - 1,05) I_{\text{д}}$, увеличение пика тока рекомендуется с согласия изготовителя;
- 2) начальное действующее значение периодической составляющей тока - в пределах $(1,0 - 1,1) I_{\text{о. ном}}$;
- 3) среднеквадратичное значение тока за время его протекания - в пределах $(1,0 - 1,1) I_{\text{т}}$;

247. Время протекания тока таким, чтобы произведение квадрата среднеквадратичного значения тока на время его протекания было в пределах $(1,0-1,1) I_{\text{т}}^2 t_{\text{к. з}}$.

248. При испытании в трехфазной схеме указанные в пунктах 245-247 настоящих Методических указаний, требования к параметрам тока выдерживаются хотя бы в одном из крайних полюсов выключателя В двух других полюсах параметры тока не превышают верхних пределов, указанных в пункте 247 настоящих Методических указаний. При этом разница между значениями периодических составляющих токов в отдельных полюсах и их среднеарифметическим значением не превышает 10%.

249. Если испытательная установка не позволяет получить параметры тока, указанные в пункте 247 настоящих Методических указаний, то рекомендуются испытания по указанному пункту заменять следующими двумя испытаниями:

- 1) при токе с наибольшим пиком по пункту 246 настоящих Методических указаний в течение 3 - 10 полупериодов промышленной частоты;
- 2) при токе, среднеквадратичное значение и время протекания которого соответствуют пункту 246 настоящих Методических указаний, а наибольший пик и начальное действующее значение периодической составляющей - наибольшие, которые могут быть получены в испытательной установке в этом режиме.

250. После испытания по пункту 246 настоящих Методических указаний или по пункту 249 настоящих Методических указаний выполняются операции отключения и включения при условиях, указанных в пункте 243 настоящих Методических указаний. При этом определяется скорость отключения или собственное время отключения выключателя. Затем проводится разборка выключателя в требуемом объеме и внешний осмотр с целью обнаружения возможных повреждений.

251. Выключатель считают выдержавшим испытание, если:

- 1) скорость отключения или собственное время отключения выключателя не изменились или их изменение не превышает допустимого значения, указанного в программе испытаний;
- 2) при внешнем осмотре не обнаружено повреждений, препятствующих исправной работе выключателя.

252. В случае испытания по частям по пункту 251 настоящих Методических указаний выключатель считается выдержавшим испытание, если соблюдается требование перечисления 2 и если усилие (статический момент), требуемое для размыкания контактов, увеличилось по сравнению с усилием (статическим моментом), измеренным перед испытанием, не более, чем это предусмотрено программой испытаний.

253. Испытание обмоток и других элементов цепей максимальных расцепителей тока, встроенных в привод, проводят путем пропускания через них соответствующего тока в течение времени. Испытание максимальных расцепителей тока проводят с предварительным подогревом их до начальной температуры, соответствующей нагреву при продолжительном режиме.

254. Рекомендуется проводить испытание максимального расцепителя тока без предварительного подогрева, но токами, повышенными на 20% и пропускаемыми при тех же временах. После испытания токоведущие части и изоляция обмоток не имеет повреждений (например подтеков, обугливания, запаха горелой изоляции, приваривания или оплавления контактов).

255. Испытание на коммутационную способность при коротких замыканиях и в условиях рассогласования фаз - прямые или синтетические - проводят в трехфазных или однофазных испытательных цепях испытательных стендов или в электрических системах.

256. Коэффициент мощности испытательной цепи не превышает 0,15. Коэффициент мощности каждой фазы определяют одним из способов, указанных в приложении 3 настоящих Методических указаний.

257. Для стендов, в которых используются колебательные контуры, полное сопротивление испытательной цепи определяют без учета емкостного сопротивления.

258. Для трехфазной цепи коэффициент мощности принимают равным среднеарифметическому значению коэффициентов мощности всех фаз, которые не отличаются более чем на 25% от среднего значения.

259. Частота тока испытательной цепи (50 ± 4) Гц.

260. В отношении числа фаз и условий заземления при прямых испытаниях применяют следующие схемы испытательных цепей:

- 1) для трехполюсных испытаний - трехфазную схему, в которой:

для выключателей с $U_{\text{ном}} \leq 35$ кВ ($K_{\text{п.г}} = 1,5$) заземляют наглухо нейтральную точку короткозамкнутой цепи за выключателем (точка $O_{\text{кз}}$), а нейтральную точку цепи питания (точка $O_{\text{ц.п}}$) либо вовсе не заземляют, либо заземляют через резистор с сопротивлением $R \geq 10^2 U_{\text{н.р}}$ (R - в омах, $U_{\text{н.р}}$ - в киловольтах) или, если это по условиям эксплуатации оборудования испытательного стенда, - точку $O_{\text{ц.п}}$ заземляют наглухо, а точку $O_{\text{кз}}$ не заземляют;

для выключателей с $U_{\text{ном}} \geq 110$ кВ ($K_{\text{п.г}} = 1,3$) заземляют обе нейтральные точки, причем одну из них наглухо, а другую - через полное сопротивление, подобранное так, чтобы получить $K_{\text{п.г}} = 1,3$;

2) для двухполюсных испытаний (выключателей с $U_{\text{ном}} \leq 35$ кВ) - однофазную схему с глухим заземлением одного из крайних выводов последовательно соединенных полюсов или (при использовании неполной звезды) точки $O_{\text{ц.п}}$; при испытании непосредственно от генератора и его соединения в треугольник рекомендуется заземления не делать;

3) для однополюсных испытаний - однофазную схему с глухим заземлением одного из выводов полюса или (при использовании неполной звезды) точки $O_{\text{ц.п}}$ либо (для удобства проведения испытаний, с согласия заказчика) с глухим заземлением промежуточного вывода источника питания и рекомендуемым соотношением напряжения между его частями 1:0,5 - при $K_{\text{п.г}} = 1,5$ и 1:0,3 - при $K_{\text{п.г}} = 1,3$;

4) для однополюсных испытаний в условиях рассогласования фаз - схему с двумя источниками питания, подающими с каждой стороны полюса половину требуемого напряжения с относительным сдвигом фаз 180 электрических градусов, с глухим заземлением места соединения выводов этих источников; если испытательный стенд не может обеспечить такую испытательную схему, то рекомендуется использование двух фаз одного источника (неполная звезда), различающихся по фазе на 120 электрических градусов вместо 180, с глухим заземлением точки $O_{\text{ц.п}}$ или (с согласия изготовителя) использование схемы с глухим заземлением либо одного из выводов полюса (перечисление в), либо промежуточного вывода источника.

261. Под однофазной схемой понимают схему с однофазным током, в том числе с использованием (в зависимости от способа соединения фаз источника питания) неполной звезды или двух вершин треугольника.

262. В схемах для испытания выключателей с $U_{\text{ном}} \leq 35$ кВ с питанием непосредственно от генератора рекомендуемого вместо указанных выше глухих заземлений применять заземление через активное или емкостное сопротивление или через параллельное соединение таких сопротивлений.

263. В случае несимметричного расположения выводов выключателя относительно его заземленных частей напряжение испытательной схемы подают на тот вывод, при котором воздействие напряжения на изоляцию выключателя относительно заземленных частей будет больше (если сама конструкция выключателя не предусматривает подачу напряжения только на определенный вывод).

264. Если до испытаний не может быть определено, при приложении напряжения к какому выводу выключателя воздействие напряжения на изоляцию выключателя относительно заземленных частей будет больше, то испытательные режимы T10 и T30, режимы T100s и T100a проводят при приложении напряжения к разным выводам. Если при этих условиях проведение испытательного режима T100a не требуется, то испытательный режим T100s выполняют два раза при приложении напряжения схемы к разным выводам.

265. Выключатель соответствует конструкторской документации, представляемой изготовителем перед испытаниями (сборочный чертеж, монтажный чертеж, чертежи основных сборочных единиц, паспорт, руководство по эксплуатации).

266. В зависимости от конструктивных особенностей выключателя и возможностей испытательного стенда испытаниям на коммутационную способность подвергают весь выключатель, его полюс или элемент полюса, части полюса (модуль, отдельные разрывы или группы разрывов дугогасительного устройства).

267. Для испытания выключатель (или его часть) укрепляют на собственной раме или другом жестком основании. Рама выключателя и (или) другие части, подлежащие заземлению, надежно заземляются.

268. Перед испытаниями выполняются операции включения и отключения без тока (холостые операции), определены собственные времена включения и отключения при минимальном, номинальном и максимальном напряжениях на зажимах электрических устройств привода, и проверены исправность действия механизма выключателя и соответствие основных характеристик работы механизма, влияющих на коммутационную способность, характеристикам, предписанным изготовителем

269. При испытаниях элегазовых выключателей плотность или приведенное к нормальной температуре давление элегаза равняются соответственно минимальной плотности или минимальному приведенному к нормальной температуре давлению элегаза, при которых реле плотности блокирует работу выключателя.

270. Во время испытаний не наблюдаются внешних признаков тяжелой работы выключателя; перекрытий изоляционных промежутков между полюсами выключателя и на соседнее лабораторное оборудование, выброса пламени за пределы, указанные изготовителем для каждого типа выключателя.

271. Все случаи кратковременных самоустраняющихся разрядов приводятся в протоколе испытаний с указанием режимов испытаний, в которых они произошли.

272. После выполнения любого из режимов испытаний, состояние выключателя соответствует требованиям:

1) операции включения и отключения выключателя при отсутствии тока в его главной цепи выполняются исправно. Собственные времена включения и отключения выключателя при номинальном напряжении на зажимах включающих и отключающих устройств привода, его нижнем и верхнем пределе не изменились существенно по сравнению с их значениями до испытаний. Для контроля собственных времен включения и отключения после каждого режима испытаний выполняются операции включения и отключения без тока (холостые операции);

2) выключатель способен включать и отключать нагрузочные токи вплоть до тока, равного номинальному, при наибольшем рабочем напряжении, хотя коммутационная способность его при токах короткого замыкания может быть существенно сниженной;

3) состояние главных контактов (оплавление поверхности, контактное давление, возможность перемещения) обеспечивает возможность длительного пропускания через них тока, равного номинальному; при этом температуры не рекомендуется более чем на 10°C превышать нормированные. При определении допустимого превышения температур контакты считаются имеющими серебряное покрытие, если слой серебра на них сохранился. В противном случае допустимые превышения температуры принимают как для контактов, не имеющих покрытия;

4) изоляция выключателя выдерживает испытания в соответствии с пунктами 228-232 настоящих Методических указаний.

273. Соответствие выключателя требованиям, указанным в подпунктах 2), 3), 4) пункта 272 настоящих Методических указаний проверяют внешним осмотром и в случае сомнений проводят соответствующие испытания.

274. Для восстановления выключателя до первоначального состояния (в отношении нормированных характеристик коммутационной способности, изоляции, нагрева) рекомендуется: частичная разборка выключателя, осмотр дугогасительного устройства и изоляционных частей и ремонт, включающий в себя исправление или замену дугогасительных контактов или других сменных частей дугогасительного устройства, очистку изоляционных частей от продуктов разложения дугогасящей среды и частиц металла контактов, замену фильтра элегазовых выключателей.

275. Токи отключения и включения при трехполюсных испытаниях определяются:

1) ток отключения среднеарифметическим действующих значений периодических составляющих токов в трех полюсах, значением b в том из полюсов, в котором оно окажется наибольшим;

2) ток включения среднеарифметическим начальных действующих значений периодических составляющих токов в трех полюсах, значением пика в том из полюсов, в котором оно окажется наибольшим.

276. Действующее значение периодической составляющей тока отключения и начальное действующее значение периодической составляющей тока включения в любом полюсе не отличается от соответствующих среднеарифметических значений этих величин для трех полюсов более чем на 10%.

277. Измерение отключаемого тока как при трехполюсных, так и однополюсных испытаниях проводят по кривой тока, на которой определяют длину отрезка, параллельного оси ординат, ограниченного огибающими кривой тока и проведенного в месте, соответствующем моменту прекращения соприкосновения (размыкания) дугогасительных контактов. Числовое значение периодической составляющей отключаемого тока равно длине этого отрезка (в масштабе тока), деленной на

$$2\sqrt{2}.$$

278. Числовое значение аperiodической составляющей отключаемого тока равно части этого отрезка (в масштабе тока), находящейся между его серединой и осью абсцисс (нулевой линией).

279. Если характеристики выключателя таковы, что ток короткого замыкания существенно снижается, например под влиянием напряжения на дуге, или если не представляется возможным провести огибающую кривой тока, то за ток отключения принимают значение тока в момент, соответствующий моменту размыкания контактов, полученное либо из опыта короткого замыкания, либо расчетным путем, например с исключением влияния напряжения на дуге.

280. Измерение начального действующего значения периодической составляющей тока включения в отдельных полюсах проводят по кривой тока включения, на которой определяют длину отрезка, параллельного оси ординат, заключенного между вершиной второй полуволны и прямой, касательной к первой и третьей полуволнам, (DD' - на рисунке 1 приложения к настоящим Методическим указаниям). Числовое значение периодической составляющей тока включения равно длине этого отрезка (в масштабе тока), деленной на 2

$$\sqrt{2}$$

281. Виды испытаний, возвращающееся напряжение и напряжение перед включением.

282. Испытание на коммутационную способность выключателей, в зависимости от особенностей конструкции выключателей и возможностей испытательного стенда, в отношении числа испытываемых полюсов проводится в соответствии с таблицей 8 приложения к настоящим Методическим указаниям.

283. Испытанию вида A_2 , вместо испытания вида A_1 , могут подвергаться выключатели с функционально независимыми полюсами. Проведение этого вида

испытаний допустимо для выключателей с функционально зависимыми полюсами, если установлено, что для данного выключателя испытание вида A_2 не является более легким, чем испытание вида A_1 . Для обоснования правомерности замены испытания вида A_1 на испытание вида A_2 показывается, что изменение скоростей отключения и включения при переходе к однополюсному испытанию не превышает 5% значения этих скоростей при трехфазном испытании.

284. При большем изменении скоростей выполняется испытание вида A_1 и A_2 .

285. Если возможностей оборудования недостаточно для проведения полномасштабных трехполюсных испытаний, рекомендуется воспроизвести поведение выключателя в трехполюсном режиме при соответствующих однополюсных испытаниях путем увеличения или уменьшения натяга пружин, снижения или повышения давления в приводе, а информацию для такой коррекции характеристик получить при трехполюсных испытаниях при пониженном напряжении при соблюдении требований ко времени горения дуги.

286. Испытание вида A_5 проводят дополнительно к испытанию вида A_1 , чтобы доказать:

1) способность выключателя погасить дугу в условиях однофазного короткого замыкания;

2) механическую прочность конструкции выключателя с трехполюсным управлением при несимметричной нагрузке, возникающей при однополюсных отключениях или включениях тока короткого замыкания. Испытание проводится на одном из крайних полюсов.

287. Испытание вида A_6 проводят, если в технических условиях или других документах имеются требования отключения двойного короткого замыкания на землю.

288. Для различных видов прямых испытаний, указанных в таблице 18, нормируют следующие значения возвращающегося напряжения:

1) для испытания вида A_1 - среднеарифметическое значение полюсных возвращающихся напряжений, рассчитываемое по формуле:

$$U_{\text{ап.ср}} = U_{\text{НР}} / \sqrt{3}; \quad (4)$$

2) для испытания вида A_2 - полюсное возвращающееся напряжение, рассчитываемое по формуле:

$$U_{\text{вл}} = K_{\text{пл}} U_{\text{НР}} / \sqrt{3}, \quad (5)$$

где $K_{п.г}$ – коэффициент первого гасящего дугу полюса;

3) для испытания вида A_3 - полюсное возвращающееся напряжение (со стороны источника), рассчитываемое по формуле:

$$U_{вп} = U_{нр} / \sqrt{3};$$

(6)

4) для испытания вида A_4 - полюсное возвращающееся напряжение, рассчитываемое по формуле:

$$U_{вп} = 2U_{нр} / \sqrt{3};$$

(7)

5) для испытания вида A_5 - полюсное возвращающееся напряжение, рассчитываемое по формуле:

$$U_{вп} = U_{нр} / \sqrt{3};$$

(8)

6) для испытаний видов A_6 и A_7 - междуполюсное возвращающееся напряжение, рассчитываемое по формуле:

$$U_{вп} = U_{н.р}. \quad (9)$$

289. Фактически полученное при испытании значение возвращающегося напряжения, в том числе среднеарифметическое значение $U_{в.ср}$ по перечислению в подпункте 1) пункта 288 настоящих Методических указаний, не менее 95% нормированного значения и не превышает его более чем на 5%, если на большее превышение не получено согласие разработчика (изготовителя).

290. Значения отдельных полюсных возвращающихся напряжений по перечислению в подпункте 1) пункта 288 настоящих Методических указаний не отличаются от среднеарифметического значения более чем на 5%.

291. Значение возвращающегося напряжения при испытании определяют по кривой восстанавливающегося напряжения по длине отрезка, перпендикулярного к оси времени, заключенного между вершиной второй полной полуволны после погасания дуги (при трехполюсных испытаниях - во всех полюсах) и прямой, касательной к предыдущей и последующей полуволнам. Числовое значение возвращающегося напряжения равно длине этого отрезка (в масштабе напряжения), деленной на $2\sqrt{2}$

. При трехполюсных испытаниях в трехфазной схеме рекомендуется определять возвращающееся напряжение либо междуполюсное, либо полюсное (в первом случае - делением результата на

$\sqrt{3}$

). При этом рекомендуется определять $U_{\text{вп.ср}}$ по пункту 204, перечисление 1), как среднеарифметическое значение междуполусных возвращающихся напряжений, деленное на

$\sqrt{3}$

292. Длительность воздействия напряжения, приложенного к испытуемому выключателю после окончательного погасания дуги, не менее 0,3 с. При трехполусных испытаниях действующее значение напряжения к концу указанного периода не уменьшается более чем на 20% от значения возвращающегося напряжения.

293. При испытаниях вида A_2 рекомендуется снижение действующего значения напряжения, приложенного к полюсу выключателя, через 0,02 с после погасания дуги до

$U_{\text{нр}} / \sqrt{3}$

294. Напряжение перед включением в операции В и цикле ВО для различных видов испытаний, указанных в таблице 8 приложения 1 настоящих Методических указаний:

1) для испытания вида A_1 - среднеарифметическое значение междуполусных напряжений $U_{\text{вкм. ср}} = U_{\text{н. р}}$; при этом разница между каждым из междуполусных напряжений и $U_{\text{вкм. ср}}$ не превышает 5%;

2) для испытаний видов A_2 (для выключателей, не предназначенных для однофазного АПВ), A_3 и A_5 - полюсное напряжение, рассчитываемое по формуле:

$$U_{\text{вк.п}} = U_{\text{нр}} / \sqrt{3}$$

;

(10)

3) для испытания вида A_2 (для выключателей, предназначенных для однофазного АПВ или имеющих разновременность срабатывания полюсов более 5 мс) - полюсное напряжение, рассчитываемое по формуле:

$$U_{\text{вк.п}} = K_{\text{пг}} U_{\text{нр}} / \sqrt{3}$$

;

(11)

где $K_{\text{п. г}}$ - коэффициент первого гасящего дугу полюса;

4) для испытания вида A_4 - полюсное напряжение, рассчитываемое по формуле:

$$U_{\text{вк.п}} = 2U_{\text{нр}} / \sqrt{3}.$$

295. Фактически полученное при испытаниях значение напряжения перед включением не менее соответствующего указанного выше значения и не превышает его более чем на 10%, если на большее превышение не получено согласие разработчика (изготовителя).

296. Схема испытательной цепи и электрические данные ее элементов для испытания с ПВН, определяемым двумя или четырьмя параметрами, обеспечивает получение собственного ПВН (снятого или рассчитанного), удовлетворяющей требованиям ГОСТ Р 52565-06 "Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия".

297. При испытаниях видов $A_1 - A_7$, указанных в таблице 18, выполняются режимы испытаний, с учетом их применимости для выключателей различных типов, различных видов испытаний и различных условий согласно требованиям ГОСТ Р 52565-06 "Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия".

298. Синтетические схемы с наложением тока на вспомогательный или испытуемый выключатель соответствуют условиям испытаний проводятся по ГОСТ Р 52565-06 "Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия".

299. Испытаниям по частям рекомендуется подвергать выключатели, соответствующие следующим требованиям:

1) испытуемые части полюса выключателя (отдельные разрывы, группы разрывов, модули) идентичны по форме, размерам и характеристикам работы механизма, отличаться могут отдельные детали и устройства, не оказывающие влияния на дугогашение;

2) контакты во всех разрывах полюса выключателя практически одновременно размыкаются при отключении и замыкаются при включении (наибольшая разница во времени моментов размыкания или замыкания разрыва, срабатывающего первым, и разрыва, срабатывающего последним, не превышает 0,0025 с);

3) если в выключателе подача (питание) дугогасящего средства осуществляется от внешнего по отношению к разрывам источника (например подача сжатого воздуха в ненаполненных постоянно воздухом воздушных выключателях или механически создаваемый поток масла в импульсных масляных выключателях), то питание всех разрывов осуществляется практически одновременно идентичным способом;

4) во время выполнения выключателем коммутационных операций не взаимного влияния разрывов друг на друга через дугогасящую среду или путем электромагнитных

воздействий; в частности, не улучшаются условия выброса продуктов горения дуги из-за отсутствия дуги в других разрывах и питание испытываемого разрыва (группы разрывов) средствами гашения дуги;

5) ионизированные выхлопные газы или пары не выбрасывается так, чтобы они могли влиять на работу соседних разрывов или вызывать частичное или полное перекрытие выключателя.

300. Для подтверждения нормированного ресурса выключателя по коммутационной стойкости проводят испытания при токе, для которого изготовителем нормируется ресурс. Количество отключений и включений тока не менее нормированного. Включения и отключения рекомендуется выполнять как отдельные операции или как составную часть различных циклов операций. Минимальное время между операциями и циклами устанавливает изготовитель производит по документу, указанному в подпункте 3) пункта 6 настоящих Методических указаний.

301. Выключатели с $U_{\text{ном}} \geq 110$ кВ испытывают на отключение и включение емкостных токов ненагруженных воздушных линий.

302. Выключатели, предназначенные для коммутации токов одиночных конденсаторных батарей, проводят испытания в объеме указанном в документе подпункта 3) пункта 6 настоящих Методических указаний.

303. Выключатели с $U_{\text{ном}} \geq 110$ кВ, предназначенные для коммутации тока шунтирующего реактора, испытывают на отключение тока реактора в режимах и объеме, указанных в документе подпункта 3) пункта 6 настоящих Методических указаний.

304. Соответствие выключателя требованиям согласно документу, указанному в подпункте 3) пункта 6 настоящих Методических указаний, проверяют методом непосредственного измерения напряжения радиопомех.

305. Испытания на устойчивость к климатическим внешним воздействующим факторам проводят по документу подпункта 6) пункта 6 настоящих Методических указаний с учетом требований в подпункте 7) пункта 6 настоящих Методических указаний для выключателей в климатическом исполнении ХЛ и УХЛ.

306. Испытания на воздействие верхнего и нижнего значений температуры среды при эксплуатации проводят в камерах тепла и холода без тока в главной цепи выключателя согласно ГОСТ Р 52565-06 "Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия".

307. Число и расположение точек, в которых проводят измерение температуры, способ усреднения измеренных значений температуры указывают в программе и протоколе испытаний.

308. Для выключателей трехполюсного исполнения с тремя полюсами в общем кожухе и для выключателей с функционально зависимыми полюсами, имеющими

общий привод, проводятся трехполюсные испытания. Для других выключателей рекомендуется проведение однополюсных испытаний.

309. Если размеры испытательной камеры не позволяют разместить в ней выключатель или полюс выключателя, то рекомендуется испытывать образец выключателя, имеющий:

- 1) уменьшенную длину изоляции относительно земли;
- 2) уменьшенное расстояние между полюсами;
- 3) уменьшенное число модулей.

310. Нормальные значения климатических факторов внешней среды при испытаниях. За нормальные значения климатических факторов внешней среды для испытаний, проводимых в закрытом помещении, если они не определены в стандартах, принимают:

- 1) температуру - плюс $(20 \pm 10) ^\circ\text{C}$;
- 2) относительную влажность воздуха - от 45% до 80%;
- 3) атмосферное давление - от 84,0 до 106,7 кПа (от 630 до 800 мм рт. ст.).

311. Диапазон температур окружающего воздуха и относительной влажности для испытаний, проводимых на открытых площадках и в открытых камерах, не нормируют.

Глава 6. Транспортирование и хранение

312. Выключатели или их части перевозят транспортом любого вида.

313. Элегазовые выключатели транспортируют при транспортном (пониженном) избыточном давлении газа (до 0,05 МПа). Элегазовые выключатели, фарфоровые или полимерные изоляторы которых не находятся под давлением, рекомендуется транспортировать при давлении заполнения элегаза.

314. Условия транспортирования выключателей в части воздействия климатических факторов внешней среды в зависимости от характера и особенностей упакованной продукции и вида транспорта.

315. В каждое грузовое место вложен упаковочный лист, содержащий перечень упакованных частей.

316. Условия хранения выключателей в части воздействия климатических факторов внешней среды в зависимости от характера и особенностей подлежащей хранению продукции.

Глава 7. Гарантии изготовителя и требования к сервисным центрам

317. Изготовитель гарантирует соответствие выключателей требованиям соблюдения условий эксплуатации, транспортирования, хранения и стандартам.

318. Гарантийный срок эксплуатации - два года. Гарантийный срок эксплуатации исчисляют со дня ввода выключателя (привода) в эксплуатацию, но не позднее 30 месяцев со дня поступления продукции на предприятие.

319. Требования к сервисным центрам:

1) наличие помещения, склада запасных частей и ремонтной базы (приборы и соответствующие инструменты) для осуществления гарантийного и постгарантийного ремонта;

2) организация обучения и периодическая аттестация персонала эксплуатирующей организации, с выдачей сертификатов;

3) наличие аттестованных специалистов для осуществления гарантийного и постгарантийного ремонта;

4) наличие согласованного с эксплуатирующей организацией аварийного резерва запчастей;

5) консультации и рекомендации по эксплуатации и ремонту оборудования специалистами сервисного центра для потребителей закрепленного региона;

6) оперативное прибытие специалистов сервисного центра на объекты, где возникают проблемы с установленным оборудованием, в течение 72 часов.

320. Сервисные центры предоставляют:

1) разрешительную документацию на техническое обслуживание электротехнического оборудования;

2) перечень и копии выполняемых договоров сервисного обслуживания;

3) отзывы о проделанной ранее сервисным центром работе (референс-лист);

4) перечень используемых приборов, с подтверждением их метрологической аттестации;

5) свидетельства и сертификаты о прохождении обучения персонала, подтверждающие право гарантийного обслуживания от имени изготовителя.

Приложение
к Методическим указаниям
по эксплуатации
элегазовых выключателей

Эксплуатация элегазовых выключателей

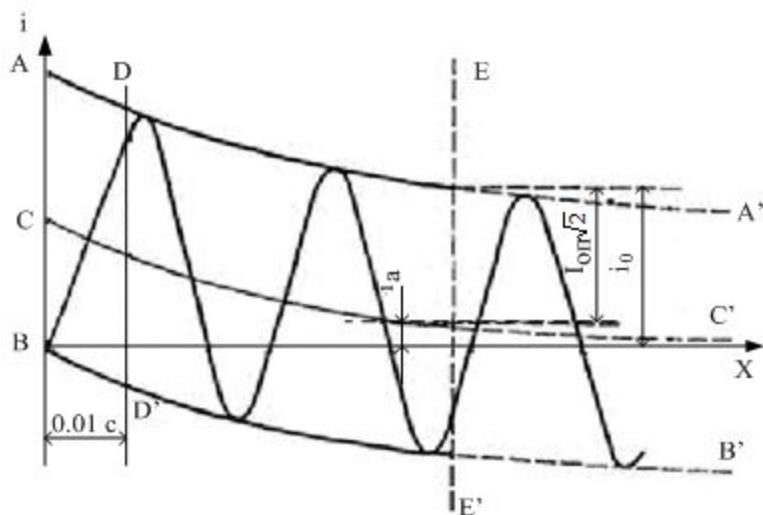


Рисунок 1. – Периодическая и аperiodическая составляющие тока короткого замыкания, где AA' и BB' - огибающие кривой тока, BX - нулевая линия, CC' - кривая смещения нулевой линии кривой тока (кривая аperiodической составляющей), DD' - момент измерения начального действующего значения периодической составляющей тока включения, EE' - момент прекращения соприкосновения дугогасительных контактов (возникновение дуги), $I_{0.п}$ - действующее значение периодической составляющей тока отключения, отнесенное к моменту EE' , i_a - аperiodическая составляющая тока отключения в момент EE' , i_0 - амплитуда тока отключения в момент EE' .

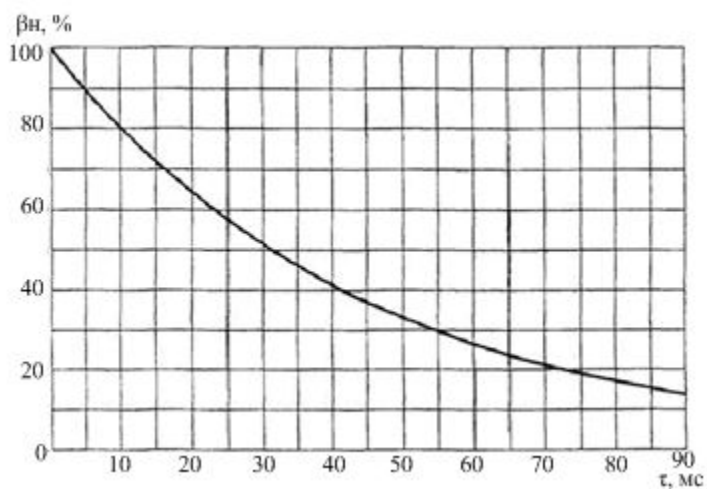
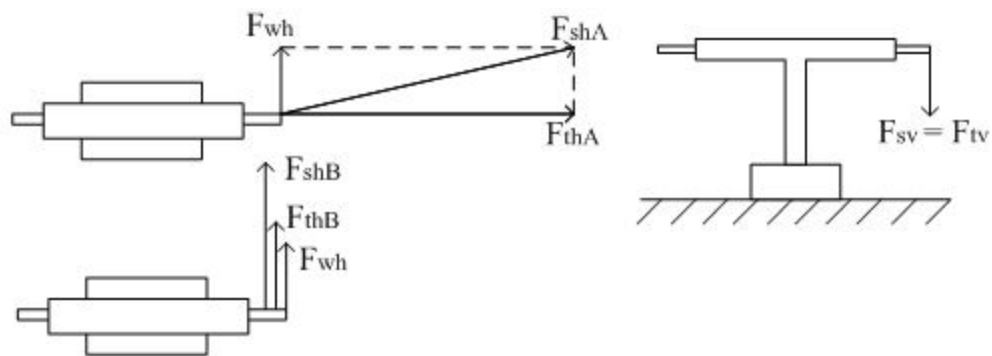
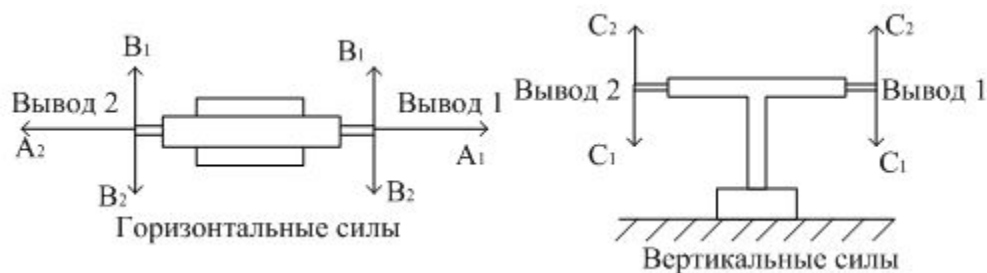


Рисунок 2 – Содержание аperiodической составляющей в процентах



а) Статические нагрузки на выключатель



б) Приложение сил при испытаниях выключателя

Рисунок 3 – Расчет тяжение проводов, где

F_{thA} – горизонтальная сила тяжения проводов (направление А),

F_{thB} – горизонтальная сила тяжения проводов (направление В),

F_{tv} – вертикальная сила тяжения проводов (направление С),

F_{wh} – горизонтальная сила давления ветра на выключатель, покрытый льдом,

F_{shA} , F_{shB} , F_{sv} – нормированная статическая нагрузка на выводы (резльтирующие силы)

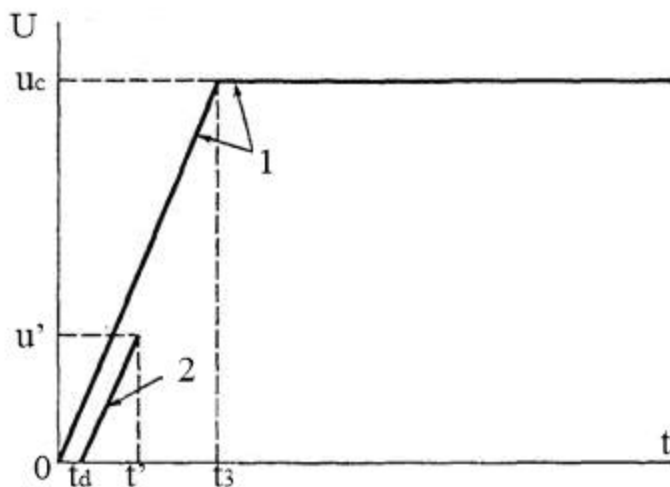


Рисунок 4 – Нормированные характеристики ПВН, определяемого двумя параметрами, где 1 - условная граничная линия ПВН, 2 - линия запаздывания ПВН (параллельная граничной линии)

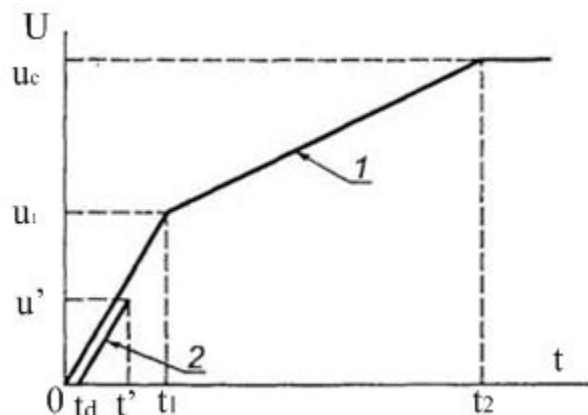


Рисунок 5 – Нормированные характеристики ПВН, определяемого четырьмя параметрами, где 1 - условная граничная линия ПВН; 2 - линия запаздывания ПВН (параллельная граничной линии)

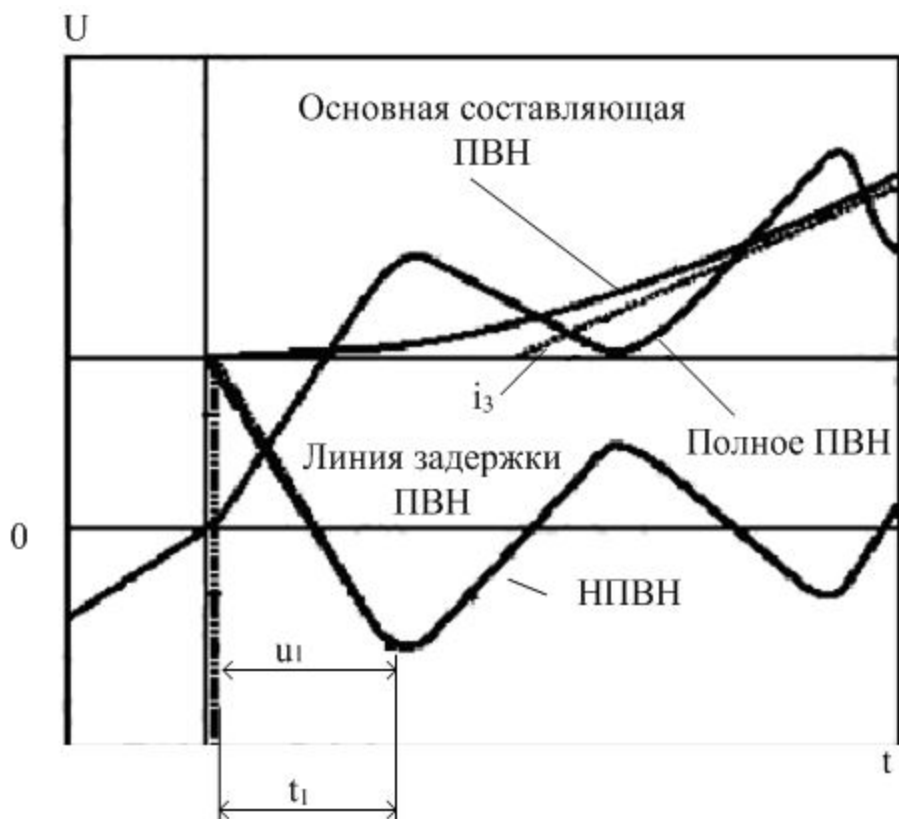


Рисунок 6. – Начальная часть переходного восстанавливающегося напряжения (НПВН)

Таблица 1. Статические силы тяжения проводов

Номинальное напряжение выключателя, кВ	Номинальный ток, А	Статическая горизонтальная сила, Н (кгс)		Статическая вертикальная сила, Н (кгс) (см. рисунок 3)
		вдоль оси А выключателя (см. рисунок 3)	вдоль оси В выключателя (см. рисунок 3)	
До 35	-	500 (50)	400 (40)	500 (50)
От 110 до 150	До 2000	1000 (100)	750 (75)	750 (75)
От 110 до 150	От 2500 до 4000	1250 (125)	750 (75)	1000 (100)
От 220 до 330	До 4000	1250 (125)	1000 (100)	1250 (125)
От 500 до 750	До 4000	1750 (175)	1250 (125)	1500 (150)

Таблица 2. Нормированные характеристики ПВН для генераторных выключателей

$U_{ном}/U_{н.р}, \text{ кВ}$	$I_{о.ном}, \text{ кА}$	$u_c, \text{ кВ}$	$t_3, \text{ мкс}$	$t_d, \text{ мкс}$	$S = u_c/t_3, \text{ кВ/мкс}$
6/7,2	80	13,3	3,8	1	3,5
10/12	50	22,0	6,2	1	3,5
10/12	63	22,0	5,5	1	4,0
15/17,5	100	32,2	7,2	1	4,5
20/24	100	44,2	9,9	1	4,5
20/24	125	44,2	8,8	1	5,0
20/24	160	44,2	8,8	1	5,0
24/26,5	160	48,8	8,9	1	5,5
24/26,5	200	48,8	8,9	1	5,5

S - скорость ПВН.

Таблица 3. Нормированные значения НПВН

$U_{ном}/U_{н.р}, \text{ кВ}$	Коэффициент $f_i, \text{ кВ/кА}$	Координата времени $t_i, \text{ мкс}$
110/126	0,046	0,4
150/172	0,058	0,5
220/252	0,069	0,6
330/362	0,092	0,8
500/525	0,116	1,0
750/787	0,159	1,1

Таблица 4. Нормированные характеристики ПВН при отключении тока в режиме рассогласования фаз. Условная граничная линия задана четырьмя параметрами, $K_{п.г} = 2,0$, $K_a = 1,25$

$U_{ном}/U_{н.р}, \text{ кВ}$	$u_1, \text{ кВ}$	$t_1, \text{ мкс}$	$u_c, \text{ кВ}$	$t_2, \text{ мкс}$	$t_d, \text{ мкс}$	$u', \text{ кВ}$	$t', \text{ мкс}$	$S = u_1/t_1, \text{ кВ/мкс}$
110/126	154	100	257	От 200 до 400	От 2 до 10	77	От 52 до 60	1,54
150/172	210	136	350	От 272 до 544	От 2 до 14	105	От 70 до 82	1,54
220/252	308	200	513	От 400 до 800	От 2 до 20	154	От 102 до 120	1,54

330/363	444	288	740	От 576 до 1152	От 2 до 29	222	От 146 до 173	1,54
500/525	642	417	1070	От 836 до 1672	От 2 до 42	321	От 210 до 250	1,54
750/787	962	625	1604	От 1242 до 2484	От 2 до 62	481	От 314 до 374	1,54
$u_1 = 0,75 - 2,0 \cdot \sqrt{2/3} U_{нр}$ $u_c = 1,25 - 2,0 \cdot \sqrt{2/3} U_{нр}$; $2 \text{ мкс} \leq t_d \leq 0,1 t_1$; $u' = 1/2 u_1$.								

Таблица 5. Нормированные значения токов отключения ненагруженной воздушной линии

$U_{ном}/U_{н.р}$, кВ	Ток, А
110/126	31,5
150/172	63
220/252	125
330/363	315
500/525	500
750/787	900

Таблица 6. Испытания на исправность действия механизма выключателя

Число и виды операций и циклов	Напряжение на зажимах цепей управления выключателя (привода)	Начальное избыточное давление сжатого воздуха для воздушных выключателей	Начальное избыточное давление для пневматических приводов
1) Пять операций В	Нижний предел по пп. 32	Верхний предел по пп. 34	Верхний предел по пп. 33
2) Пять операций О	Нижний предел по пп. 34	Верхний предел по 35	Верхний предел для операции О (если привод производит эту операцию) - см. примечание пп. 33
3) Пять операций О	Верхний предел по пп. 34	Нижний предел для операции О по пп. 35	Нижний предел для операции О (если привод производит эту операцию) - см. примечание к пп. 30
4) Пять операций В	Верхний предел по пп. 29	Нижний предел для операции В по пп. 32	Нижний предел по пп. 30
5) Пять циклов ВО	Номинальное (см. таблицу 2)	Номинальное (см. таблицу 2)	Номинальное (см. таблицу 2)
6) Пять циклов О - $t_{ок}$ - В * (для выключателей, предназначенных для АПВ)	Номинальное (см. таблицу 2)	Номинальное (см. таблицу 2)	Номинальное (см. таблицу 2)

* Рекомендуется проведение испытания с бесконтактной паузой при отсутствии преднамеренной выдержки времени между отключением и подачей команды на включение.

Примечания:

- 1) Число операций или циклов, указанных в каждой строке, по согласованию с потребителем может быть увеличено до 20;
- 2) Пределы давления для пневматических приводов с индивидуальной компрессорной установкой и гидравлических приводов выключателей указывают в технических условиях.

Таблица 7. Испытание на ресурс по механической стойкости

Цикл операций	Напряжение на зажимах цепей управления и начальное давление воздуха	Число циклов для выключателей	
		предназначенных для АПВ	не предназначенных для АПВ
В - $t_{\text{п}}$ - О - $t_{\text{п}}$	Нижний предел	500	500
	Номинальное	500	500
	Верхний предел	500	500
О - $t_{\text{от}}$ - ВО - $t_{\text{п}}$ - В - $t_{\text{п}}$	Номинальное	250	-
ВО - $t_{\text{п}}$	Номинальное	-	500

Примечание - $t_{\text{п}}$ - время между операциями, рекомендуемое для охлаждения механических и электрических устройств привода и восстановления начальных условий.

Таблица 8. Виды испытаний

Условное обозначение вида испытания	Вид испытания
A ₁	Трехполюсное
A ₂	Однополюсное (заменяющее A ₁)
A ₃	Однополюсное (для испытаний на отключение неудаленных коротких замыканий)
A ₄	Однополюсное (для испытаний на отключение в условиях рассогласования фаз)
A ₅	Однополюсное (для выключателей, предназначенных для систем с заземленной нейтралью, дополнительно к испытаниям A ₁)
A ₆	Однополюсное (воспроизводящее условия двойного замыкания на землю для выключателей, предназначенных для систем с изолированной нейтралью, дополнительно к испытаниям A ₁)
A ₇	Двухполюсное (для выключателей с тремя полюсами в общем кожухе, дополнительно к испытаниям A ₂)

Приложение 23
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 6 января 2017 года
№ 2

Методические указания по эксплуатации разъединителей 6-500 кВ

Глава 1. Основные положения

1. Настоящие Методические указания по эксплуатации разъединителей 6–500 кВ (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) коэффициент запаса механической прочности изолятора – отношение нормированной или расчетной разрушающей нагрузки изолятора к расчетной наибольшей сумме следующих нагрузок (с учетом возможной одновременности их действия):

от электродинамических усилий (при предельной амплитуде тока в условиях двухполюсного короткого замыкания);

от усилий, передаваемых от привода (с учетом гололеда в контактах при его наличии);

от механической нагрузки на выводы, направленной вдоль полюса перпендикулярно к оси изолятора, при условии ее нормирования;

от давления ветра наиболее неблагоприятного направления для аппаратов категории размещения;

2) разъединитель класса М0 – разъединитель, имеющий механическую износостойкость на 1000 рабочих циклов, применяемый в распределительных и передающих системах для выполнения общих требований настоящего стандарта;

3) разъединитель класса М1 – разъединитель, имеющий механическую износостойкость на 2000 рабочих циклов, в основном приемлемый для совместной работы с выключателем одного класса;

4) разъединитель класса М2 – разъединитель, имеющий повышенную механическую износостойкость 10000 рабочих циклов, в основном приемлемый для совместной работы с выключателем одного класса.

Глава 2. Область применения

3. Настоящие Методические указания распространяются на разъединители, установленные в сетях переменного тока частотой 50 герц (далее – Гц) номинальным напряжением от 6 до 500 кВ (далее – кВ) включительно, согласно Правилам устройства электроустановок, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 230 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10851) (далее – ПУЭ)

и Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066) (далее – ПТЭ станций и сетей).

4. Основными задачами организаций, занимающихся эксплуатацией разъединителей, являются: обеспечение эксплуатационной гибкости, безопасности системы, обеспечение электрической прочности внешней изоляции, надежности и работоспособности (ожидаемые плановые и неплановые перерывы в работе и их влияние на длительность простоя).

5. Типовые технические требования к разъединителям классов напряжения 6-500 кВ включают: условия эксплуатации, номинальные параметры и характеристики, требования к электрической прочности внешней изоляции, требования к конструкции, требования по надежности, требования по безопасности, требования по экологии, комплектность поставки, маркировка, упаковка, транспортировка, условия хранения.

6. Номинальные параметры.

Номинальные параметры разъединителя:

- 1) номинальное напряжение $U_{\text{НОМ}}$, кВ;
- 2) номинальная частота $f_{\text{НОМ}}$, Гц;
- 3) наибольшее рабочее напряжение $U_{\text{НР}}$, кВ;
- 4) номинальное напряжение питания цепей включающих и отключающих устройств и вспомогательных цепей $U_{\text{П. НОМ}}$, вольт (далее – В);
- 5) номинальный ток $I_{\text{НОМ}}$, ампер (далее – А);
- 6) ток динамической стойкости (наибольший пик) $I_{\text{Д}}$, килоампер (далее – кА);
- 7) ток термической стойкости $I_{\text{Т}}$, кА;
- 8) номинальные значения климатических факторов внешней среды.

7. Номинальное напряжение $U_{\text{НОМ}}$ – действующее значение напряжения, равное номинальному междуфазному (линейному) напряжению электрических сетей, для работы в которых предназначен разъединитель.

8. Наибольшее рабочее напряжение $U_{\text{НР}}$ – действующее значение наибольшего междуфазного (линейного) напряжения, на которое рассчитан разъединитель.

9. Значения наибольшего рабочего напряжения выбираются из ряда стандартных значений, соответствующих значениям номинального напряжения: 6 (7,2), 10 (12), 15 (17,5), 20 (24), 241 (26,5), 27 (30), 35 (40,5), 110 (126), 150 (172), 220 (252), 330 (363), 500 (525).

10.Используемые в электрических сетях зарубежные разъединители могут иметь значение наибольшего рабочего напряжения отличное от вышеприведенных стандартных значений.

11. Стандартным значением номинальной частоты является 50 Гц.

12. Номинальный ток коммутационного оборудования $I_{НОМ}$ –наибольший допустимый по условиям нагрева частей коммутационного оборудования ток нагрузки в продолжительном режиме, на который рассчитано коммутационное оборудование.

13. Значения номинальных токов выбираются из ряда, нормированного согласно ГОСТ 62271-102 "Высоковольтное комплектное распределительное устройство. Часть 102. Разъединители и заземляющие переключатели переменного тока (IEC 62271-102 Highvoltage switchgear and controlgear - Part 102 Alternating current disconnectors and earthing switches), ГОСТ 6827-76, СТ СЭВ 780-77 Электрооборудование и приемники электрической энергии. Ряд номинальных токов, ГОСТ 62271-209 Высоковольтное комплектное распределительное устройство. Часть 209. Кабельные соединения для газоизолированных распределительных устройств на расчетное напряжение свыше 52 кВ. Заполненные жидкостью и экструдированные изоляционные кабели. Заполненные жидкостью и сухие кабельные концы" (IEC 62271-209 High-voltage switchgear and controlgear - Part 209: Cable connections for gasinsulated metal-enclosed switchgear for rated voltages above 52 kV - Fluid-filled and extruded insulation cables - Fluid-filled and dry-type cable-terminations). Предпочтительные значения номинальных токов разъединителей, А: 200, 315, 400, 630, 800, 1000, 1250, 1600, 2000, 2500, 3150, 4000, 5000, 6300, 8000, 10000, 12500, 16000, 20000, 25000, 31500, 40000, 50000, 63000.

Сноска. Пункт 13 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

14. Номинальный кратковременный выдерживаемый ток (ток термической стойкости) I_T – ток, который коммутационное оборудование пропускает во включенном положении в течение нормированного короткого промежутка времени при предписанных условиях применения и поведения. Время протекания тока термической стойкости не менее 3,0 с.

15. Предпочтительные значения номинальных кратковременных выдерживаемых токов разъединителей, кА: 6,3, 8, 10, 12,5, 16, 20, 25, 31,5, 40, 50, 63, 80, 100, 125, 160, 200, 250.

16. Пик кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости) I_D определяется значением пика тока, который разъединитель выдерживает во включенном положении при предписанных условиях применения и поведения: 16, 20, 25, 31,5, 40, 50, 63, 80, 100, 125, 160, 200, 250, 315, 400, 500, 630.

17. Номинальное напряжение питания цепей включающих и отключающих устройств и вспомогательных цепей $U_{П.НОМ}$, – напряжение постоянного или переменного тока, измеренное на выводах источников питания включающих и отключающих устройств, вспомогательных цепей и цепей управления во время оперирования коммутационного оборудования в нормальном режиме работы.

18. Номинальное напряжение питания цепей $U_{П.НОМ}$, В:

- 1) для постоянного тока – 24, 48, 60, 110 или 125, 220 или 250;
- 2) для трехфазного переменного тока – 127, 220, 400;
- 3) для однофазного переменного тока – 100, 220.

19. Разъединители предназначены для работы на высоте над уровнем моря не более 1000 м.

20. Номинальные значения климатических факторов внешней среды согласно ГОСТ 16962.1-89 Изделия электротехнические. Методы испытаний на устойчивость к климатическим внешним воздействующим факторам, ГОСТ 16962.1-89 Изделия электротехнические. Методы испытаний на устойчивость к климатическим внешним воздействующим факторам.

21. Верхнее рабочее значение температуры окружающего воздуха исполнений умеренный климат (далее – У) и умеренный и холодный климат (далее – УХЛ) для наружной установки (категория исполнения 1) – $+40^{\circ}\text{C}$, и нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха исполнений У – минус 45°C , УХЛ – минус 60°C .

22. Подробные требования к стойкости разъединителей в отношении воздействия климатических факторов внешней среды с учетом климатической зоны, категорий размещения и условий эксплуатации устанавливаются в руководстве по эксплуатации изготовителя.

23. Число полюсов, управляемых одним приводом: однополюсное, двухполюсное, трехполюсное, многополюсное.

24. Наличие заземлителей на полюс с одним заземлителем, с двумя заземлителями, без заземлителей.

25. Степень загрязнения изоляции согласно ГОСТ 9920-89 Электроустановки переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Длина пути утечки внешней изоляции: I – легкая, II – средняя (для подстанционного оборудования), III – сильная, IV – очень сильная.

26. Способ управления:

- 1) с приводом, использующим мускульную силу оператора (ручной привод или штанга ручного оперирования);
- 2) с двигательным приводом, использующим: электрическую энергию (электродвигательный привод, электромагнитный привод), сжатый газ или воздух (пневматический привод), жидкость (гидравлический привод);

3) с пружинным приводом, использующим аккумулированную в пружинах энергию

27. По способу действия выключатели различаются: вертикально-рубящего типа, поворотного, штепсельного (стычного) типа, поступательного действия.

28. Сейсмостойкость, баллов устанавливается проектной организацией в зависимости от местонахождения объекта согласно ГОСТ 30546.1-98 Методы, рекомендованные для сейсмической квалификации электрического оборудования системы безопасности для атомных электростанций, Испытания на воздействия внешних факторов. Часть 3. Руководство. Глава 3. Методы сейсмических испытаний для оборудования.

Глава 3. Технические требования к разъединителям

29. Технические характеристики разъединителей и проводов удовлетворяют требованиям стандартов на разъединители конкретных типов, согласованные между потребителем и изготовителем.

30. В отношении стойкости к воздействию климатических факторов внешней среды разъединителей соответствуют требованиям документа согласно ГОСТ 16962.1-89 Изделия электротехнические. Методы испытаний на устойчивость к климатическим внешним воздействующим факторам.

31. Работоспособность изделий, предназначенных для эксплуатации на открытом воздухе, обеспечивается при давлении ветра до 700 или 1000 Па (соответствует скорости ветра 34 или 40 м/с), при давлении ветра свыше 1000 Па – по согласованию потребителя с изготовителем.

32. Электрическая прочность изоляции разъединителей соответствует документам согласно ГОСТ 1516.3-96 Координация изоляции. Часть I. Термины, определения, принципы и правила, IEC 694 Высоковольтная коммутационная аппаратура и аппаратура управления.

33. Длина пути утечки внешней изоляции и степень загрязнения изоляции (I, II, III, IV) согласно ГОСТ 9920-89 Электроустановки переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Длина пути утечки внешней изоляции; ГОСТ 8024-90 Аппараты и электротехнические устройства переменного тока на напряжение свыше 1000 В.

34. Нормы нагрева при продолжительном режиме работы и методы испытаний для выключателей категории размещения 1 указываются в стандартах и эксплуатационных документах.

35. Требования в отношении нагрева разъединителей в продолжительном режиме – по документам согласно ГОСТ 8024-90 Аппараты и электротехнические устройства переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Нормы нагрева при продолжительном

режиме работы и методы испытаний; ГОСТ 16962.1-89 Изделия электротехнические. Методы испытаний на устойчивость к климатическим внешним воздействующим факторам.

36. Разъединители по механической износостойкости в зависимости от класса рассчитаны выдерживать при отсутствии напряжения и тока в главной цепи следующее количество рабочих циклов (включение - произвольная пауза - отключение):

- 1) разъединитель класса M0 – 1000;
- 2) разъединитель класса M1 – 2000;
- 3) разъединитель класса M2 – 10000.

37. Заземлители по механической износостойкости выдерживает при отсутствии напряжения не менее 1000 рабочих циклов (включение - произвольная пауза - отключение), конкретное значение указывается в технических документах.

38. Разъединители и заземлители с двигательными приводами рассчитаны выдерживать:

- 1) 90% циклов, указанных выше, при номинальном напряжении источника питания и (или) номинальном давлении сжатого газа (жидкости);
- 2) 5% циклов, указанных выше, при нормированном минимальном напряжении источника питания и (или) минимальном давлении сжатого газа (жидкости);
- 3) 5% циклов, указанных выше, при нормированном максимальном напряжении источника питания и (или) максимальном давлении сжатого газа (жидкости).

39. Включение и отключение разъединителей и заземлителей рассчитаны обеспечиваться:

- 1) при управлении электродвигательным приводом – при напряжении источника питания переменного (постоянного) тока в диапазоне от 85% до 110% $U_{П.НОМ}$;
- 2) при управлении пневматическим (гидравлическим) приводом – при давлении сжатого газа (жидкости) в диапазоне от 85% до 110% $P_{НОМ}$.

40. Класс разъединителей по механической износостойкости (M1 или M2) указывается в технических документах.

41. Разъединители наружной установки выдерживают номинальные статические механические нагрузки на выводы от присоединяемых проводов (с учетом ветровых нагрузок и образования льда на проводах) с сохранением своей работоспособности, рекомендуемые значения которых приведены в таблице 1 приложения к настоящим Методическим указаниям.

42. Разъединители в случае присоединения гибкой ошиновки включается и отключается при продольных нагрузках, а во включенном положении – выдерживать дополнительно поперечные нагрузки, имитирующие нагрузки оттока короткого замыкания и ветра.

43. Разъединители в случае присоединения жесткой ошиновки включается и отключается при вертикальных нагрузках, а во включенном положении – выдерживать дополнительно поперечные нагрузки, имитирующие нагрузки от тока короткого замыкания и ветра.

44. Вертикальная нагрузка воспроизводит направленную вниз силу, вызванную весом подсоединенных шин (жесткой ошиновки).

45. Конкретные значения нагрузок, в том числе от давления ветра на части разъединителей в неблагоприятном направлении, и вид подсоединяемых проводов указывается в технических документах на изделия.

46. Разъединители наружной установки, предназначенные для работы в условиях образования льда, рекомендуется включение и отключение при толщине корки льда, не превышающей 1 мм (класс образования льда 1), 10 мм (класс 10) или 20 мм (класс 20), и давлении ветра, не превышающем 140 Па (соответствует скорости ветра 15 м/с).

47. Разъединители, имеющие вспомогательную аппаратуру для обеспечения коммутации уравнительного и наведенных токов соответственно, испытывается вместе с этими смонтированными устройствами.

48. Толщина (класс) корки льда указывается в технических документах на разъединители.

49. Коэффициент запаса механической прочности изоляторов согласно ГОСТ 16962.1-89 Изделия электротехнические. Методы испытаний на устойчивость к климатическим внешним воздействующим факторам:

1) разъединителей всех классов напряжения категории размещения 1 с использованием высокопрочных изоляторов – не менее 2;

2) разъединителей на напряжение 110 кВ и выше категорий размещения 2, 3, 4 не менее 2;

3) разъединителей на напряжение до 35 кВ включительно категорий размещения 2, 3, 4 - не менее 1,5;

4) разъединителей с полимерной изоляцией всех категорий размещения по - не менее 1,5;

5) разъединителей в подвесном исполнении - не менее 4.

50. Расчеты коэффициентов запаса механической прочности проводятся по методикам предприятий - разработчиков изделий.

51. Разъединители во включенном положении рассчитаны выдерживать без повреждений, препятствующих их нормальной работе, электродинамическое и термическое воздействия сквозных токов короткого замыкания с параметрами вплоть до следующих нормированных значений:

1) номинальный кратковременный выдерживаемый ток (ток термической стойкости) I_T , равный одному из значений, приведены в пунктах 11-32, указанный в технических документах на конкретное изделие;

2) наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости) I_D , равный $2,5 I_T$ при номинальной частоте 50 Гц;

3) начальное действующее значение периодической составляющей $I_{Н.П.}$.

52. Время протекания номинального кратковременного выдерживаемого тока (время короткого замыкания) $t_{КЗ}$ указывается в технических документах на конкретные типы:

1 или 2, или 3 с – для разъединителей на напряжение 220 кВ и ниже;

1 или 2 с – для разъединителей на напряжение 330 кВ и выше.

53. Заземлители во включенном положении выдерживают электродинамическое и термическое воздействия сквозных токов короткого замыкания с параметрами, нормированными для разъединителей, если разъединители и заземлители составляют единое целое, при этом значение принимают равным 1 с.

54. Для заземлителей, применяемых отдельно от разъединителей, параметры устанавливаются в технических документах на конкретные типы изделий.

55. Для заземлителей, предназначенных для длительного пропускания тока, номинальный ток указывается в технических документах.

56. Рекомендуется использовать разъединители при времени короткого замыкания $t_{КЗ}$, превышающем нормированное с одновременным уменьшением величины номинального кратковременного выдерживаемого тока (тока термической стойкости) I_T до значения I_t , определяемого по формуле:

$$I_t = I_T \sqrt{\frac{t_{КЗ}}{t}}.$$

(1)

57. При $t_{КЗ} < t$ принимают равным I_T .

58. Рекомендуемое расстояние от разъединителей до ближайшего опорного изолятора под ошиновку или ближайшего аппарата, при котором обеспечивается гарантируемая стойкость при сквозных токах короткого замыкания, указывается в руководствах по эксплуатации.

59. По требованию потребителя разъединители на номинальное напряжение 110 кВ и выше, используемые для передачи токов нагрузки с одной системы шин на другую при их переключении, коммутируют уравнительные токи.

60. Величина номинального уравнильного тока рассчитана составлять 80% номинального тока, но не рассчитана превышать 1600 А.

Примечание: номинальный уравнильный ток разъединителей значительно больше номинального тока. Номинальный уравнильный ток, более 80% номинального тока или более 1600 А, устанавливается по соглашению между изготовителем и потребителем.

61. Конкретное значение уравнильного тока указывается в технических документах.

62. Номинальные уравнильные напряжения, при которых разъединители коммутируют уравнильные токи, приведены в таблице 2 приложения к Методическим указаниям.

63. Разъединители включают и отключают токи холостого хода трансформаторов, зарядные токи воздушных и кабельных линий при минимально допустимом расстоянии между полюсами.

64. Значения этих токов указываются в эксплуатационной документации на конкретные типы разъединителей.

65. Низковольтная аппаратура приводов соответствует стандартам.

66. Вспомогательные контакты и контакты управления годны для определенного количества электрических и механических рабочих циклов, указанных для разъединителей.

67. Изоляция цепей управления и вспомогательных цепей и их элементов рассчитаны соответствовать ГОСТ 1516.3-96 Координация изоляции. Часть I. Термины, определения, принципы и правила. По требованию потребителя изоляция выдерживает импульсное напряжение, равное 5 кВ.

68. Рабочие характеристики вспомогательных контактов при постоянном токе соответствует значениям, указанным в таблице 3 приложения к настоящим Методическим указаниям.

69. Класс вспомогательных контактов указывается в технических документах на конкретные типы приводов.

70. Комплектующая низковольтная аппаратура приводов в отношении нагрева – согласно ГОСТ 8024-90 Аппараты и электротехнические устройства переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Нормы нагрева при продолжительном режиме работы и методы испытаний.

71. Для металлических частей, подвергающихся воздействию климатических факторов внешней среды рекомендуются защитные покрытия с учетом условий эксплуатации и срока службы изделия согласно ГОСТ 16962.1-89 "Изделия электротехнические. Методы испытаний на устойчивость к климатическим внешним воздействующим факторам".

72. Указания о восстановлении покрытий отдельных частей в процессе эксплуатации, кроме контактных поверхностей, и периодичность восстановления, указываются в технических документах и руководстве по эксплуатации на конкретный тип изделия. Технология восстановления покрытий указывается в руководстве по эксплуатации.

73. Допустимость контактов разнородных в электрохимическом отношении металлов, сплавов и металлических и неметаллических неорганических покрытий и металлов с неметаллами и методы защиты от контактной коррозии согласно ГОСТ 9.005-72. Межгосударственный стандарт. "Металлы, сплавы, металлические и неметаллические неорганические покрытия. Допустимые и недопустимые контакты с металлами и неметаллами.

74. Контактирующие поверхности контактных соединений и контактов электрических цепей выполняются в зависимости от агрессивности среды и степени возникновения контактной коррозии как "допустимые" согласно ГОСТ 9.005-72 Межгосударственный стандарт. "Металлы, сплавы, металлические и неметаллические неорганические покрытия. Допустимые и недопустимые контакты с металлами и неметаллами.

75. Рекомендуется установка разъединителей на горизонтальной и (или), вертикальной, и (или) наклонной плоскостях, а в подвесном исполнении - на портале.

76. Конкретный вид установки указывается в технических документах.

77. Для разъединителей с разделенными опорами изготовителем установлена номинальная зона контактирования.

78. Рекомендуемые значения номинальных зон контактирования приведены в таблице 4 приложения к настоящим Методическим указаниям.

79. Номинальные значения зоны контактирования указывается в технических документах на конкретные типы разъединителей.

80. Шарнирные соединения и трущиеся части изделий, требующие периодической смазки, требуется смазочные отверстия или приспособления для смазки.

81. Закрытые узлы изделий категорий размещения 1 и 2 выполняются так, чтобы смазка не загрязнялась и не вымывалась до ее замены при ремонтах. Периодичность обновления смазки указывают в руководстве по эксплуатации.

82. Рекомендуется использовать материалы, покрытия и трущиеся узлы (шарнирные соединения), не требующие смазки в течение межремонтного периода.

83. Механические редукторы приводов не рекомендуется иметь утечек масла (при его наличии) и работать без пополнения масла в течение межремонтного периода. Периодичность замены масла указывается в руководстве по эксплуатации.

84. Элементы схем управления и питания приводов располагаются в местах, удобных для осмотра, обслуживания и ремонта.

85. Сечение гибких медных проводников между подвижной частью заземлителя и неподвижной частью разъединителя в случае, если заземлитель и разъединитель составляют единое целое, принимается не менее 50 мм^2 .

86. Подвижные части разъединителя, составляющие единое целое, заблокированы механически так, чтобы при включенном положении главной цепи невозможно включение заземляющей цепи, а при включенном положении заземляющей цепи не допускалось включение главной цепи.

87. Кроме механической блокировки предусматривается применение электромагнитной или электрической блокировки. Виды блокировки согласовываются с заказчиком и указаны в технических документах на изделие.

88. Разъединители и приводы к ним, неправильная работа которых причиняют ущерб или которые применяют для обеспечения изоляционных промежутков, снабжаются элементами для установки запирающих устройств (например навесных замков).

89. Контактные соединения проводников между собой в разъединителях, заземлителях и с выводами разъединителей согласно IEC 129 "Разъединители переменного тока (развязки) и заземлители".

90. Выводы заземлителей в части присоединительных размеров рассчитаны удовлетворять требованиям, указанным в технических документах на конкретные типы изделий.

91. Таблички изделий крепятся на видном месте для нормальной эксплуатации. Таблички и их крепления устанавливаются устойчиво против атмосферных воздействий и коррозии.

92. Приводы, требующие подсоединения внешних цепей, имеют устройства для подсоединения кабелей (проводников).

93. Отверстия в кабельных вводах сконструированы так, чтобы при установке кабелей достигалась установленная степень защиты оболочки привода, о чем указывают в руководстве по эксплуатации на привод.

94. Количество и размеры отверстий указываются в технических документах на привод.

95. В зависимости от наличия свободных вспомогательных контактов приводы могут иметь два исполнения:

- 1) с вспомогательными контактами;
- 2) без вспомогательных контактов.

96. Число свободных вспомогательных контактов, установленных в местах, доступных для осмотра и ремонта, рекомендуется выбирать из ряда:

4, 8, 12 – если конструкция вспомогательных контактов допускает взаимную перестановку (пересоединение) контактов (замыкающий - размыкающий);

8, 12, 16 – если конструкция вспомогательных контактов не допускает взаимную перестановку (пересоединение) контактов (замыкающий - размыкающий).

97. Конкретное число вспомогательных контактов указывается в технических документах.

98. Приводы, требующие подогрева, требуют наличие подогревательных устройств защищенного типа на номинальное напряжение 220 В переменного тока.

99. Все подогревательные устройства располагаются так, чтобы не вызвать ухудшения проводки или функционирования других элементов электрической схемы привода.

100. Температура, при которой включается и отключается в процессе эксплуатации подогревательные устройства, не имеющие автоматического включения – отключения, указывается в руководстве по эксплуатации на привод.

101. Приводы с автоматическим управлением подогревательными устройствами изготавливаются по требованию потребителя.

102. Шкафы приводов и переключающих устройств электрических и электромагнитных блокировок снабжаются устройствами постоянного подогрева для исключения образования конденсационной влаги и дополнительным устройством подогрева, включаемым на зимний период.

103. Способ управления подогревательными устройствами (ручной или автоматический) указывается в технических документах на конкретное изделие.

104. Характер движения и направление движения органов управления приводов соответствует указанным в таблице 5 приложения к настоящим Методическим указаниям.

105. При отклонении от данного требования на приводах помещается информационная табличка об этом (например, "Включение против часовой стрелки").

106. Разъединители, включая их приводы, сконструированы так, чтобы исключался их выход из включенного или отключенного положения под действием:

- 1) силы тяжести;
- 2) давления ветра;
- 3) вибраций;
- 4) ударов умеренной силы или случайного прикосновения к соединительным тросам приводов;
- 5) электродинамических усилий тока короткого замыкания;
- 6) протечек воздуха в системе пневматических приводов.

Разъединители с приводами сконструированы таким образом, чтобы они могли фиксироваться как в отключенном, так и включенном положениях.

107. Разъединители допускают временное механическое запираение как в отключенном, так и включенном положении с целью безопасности, например, при техническом обслуживании.

108. Примечание. Последнее требование не относится к разъединителям, приводимым в действие штангой ручного управления.

109. Степень защиты от доступа к опасным частям, от внешних твердых предметов, от воды приводов, имеющих оболочки (шкафы), и от шкафов, содержащих переключающие устройства систем электрических и электромагнитных блокировок, согласно ГОСТ 14254-96 "Степени защиты, обеспечиваемые оболочками" не ниже IP3X для наружных установок и не ниже IP2X - для внутренней установки. Любые вентиляционные отверстия защищаются или выполняются так, чтобы достигалась такая же степень защиты, что и для оболочки шкафа. Степень защиты приводов указывается в технических документах на конкретные типы приводов.

110. Основания (подшипники) подвижных (поворотных) изоляторов, шарнирные соединения с подшипниками качения (скольжения) с заложеной в них смазкой, узлы с вращающимися электрическими контактами и выводами разъединителей категории размещения 1 и 2 согласно ГОСТ 16962.1-89 "Изделия электротехнические. Методы испытаний на устойчивость к климатическим внешним воздействующим факторам" защищаются от попадания в них пыли и дождя, если это рекомендуется по работоспособности разъединителей.

111. Степень защиты согласно ГОСТ 14254-96 "Степени защиты, обеспечиваемые оболочками" таких узлов указывается в технических документах на изделия.

112. Валы управления разъединителей на номинальные токи свыше 10000 А, предназначенных для установки в закрытых токопроводах, для предупреждения образования замкнутых электрических контуров изолируются как между собой, так и от приводов.

113. Ручные рычажные приводы разъединителей категории размещения 1 на номинальные напряжения 35 кВ и выше снабжаются откидной рукояткой. На более низкое напряжение такие приводы можно изготавливать с рукоятками, длина которых для облегчения оперирования увеличивается насадкой специального удлинителя длиной до 1,2 м, поставляемого комплектно с приводом.

114. Приводы, управляемые с помощью электроэнергии, обеспечиваются средствами ручного управления. При подсоединении устройства для ручного управления (например, заводной рукояткой) к такому приводу электроэнергия отключается автоматически.

115. Усилие, для оперирования разъединителем, прикладываемое к рукоятке или качающемуся рычагу привода во время операции, требующей поворота привода до одного оборота, до 250 Н.

116. На протяжении угла поворота до 15° включительно рекомендуется амплитудное значение усилия, равное 450 Н.

117. Усилие, рекомендуемое для оперирования разъединителем, прикладываемое к рукоятке привода, вращаемой более одного оборота, не менее 60 Н с возможным

увеличением усилия до 120 Н на протяжении не более 10% общего числа требуемых оборотов.

118. Вышеуказанные значения усилий распространяются также на проводимое вручную техническое обслуживание разъединителей, приводимых в действие обычно двигательными приводами.

119. Примечание. Данные значения усилий включают и усилия, рекомендуемые для разрушения льда.

120. Разъединители снабжаются указателями положения, видимыми, нестираемыми в эксплуатации, дающими четкое представление о положении главных контактов. Включенное положение маркируется символом "I", отключенное - символом "O".

121. Указатель положения маркируется непосредственно на механической части силовой кинематической цепи разъединителя или на приводе.

122. Изделия с большими габаритными размерами (разъединители на напряжение 220 кВ и выше) рекомендуется поставлять в частично разобранном виде. При этом составные части маркируются в соответствии с конструкторской документацией.

123. Разъединители конструируются так, чтобы обеспечивалась минимальная трудоемкость сборки и регулировки на месте монтажа в эксплуатации.

124. Уровень радиопомех, создаваемых разъединителями на напряжение 110 кВ и выше, при напряжении $U_{н.р.}$

$$\frac{U_{н.р.}}{\sqrt{3}}$$

не превышает 2500 мкВ.

125. Средний срок службы до первого среднего ремонта составляет не менее 15 лет и указывается в технических документах на конкретные типы разъединителей.

126. Показатели ремонтпригодности оборудования указываются в технических документах на конкретные типы разъединителей.

127. Текущий и средний ремонты оборудования проводятся в сроки, указанные в технической документации изготовителей. Периодичность последующих средних ремонтов рекомендуется изменять исходя из технического состояния. После исчерпания ресурса производится капитальный ремонт оборудования независимо от продолжительности его эксплуатации.

128. Средний срок службы изделий не менее 30 лет и указывается в технических документах на конкретные типы разъединителей.

129. В комплект поставки разъединителей с приводами входят:

1) соединительные элементы разъединителей с приводами;

2) соединительные элементы для монтажа изделия;

3) комплектующие детали и сборочные единицы – при поставке разъединителей в разобранном виде укрупненными сборочными единицами;

4) индивидуальный комплект запасных частей, инструментов и принадлежностей, приведенный в руководстве по эксплуатации.

130. К комплекту следует прилагать эксплуатационную документацию:

- 1) паспорт разъединителя;
- 2) паспорт заземлителя, если он не составляет единого целого с разъединителем;
- 3) паспорт привода;
- 4) руководство по эксплуатации.

131. Количество экземпляров руководства по эксплуатации на партию устанавливают в технических документах на конкретные типы изделий.

132. Каждый двигательный привод со съемной рукояткой укомплектовывается рукояткой, а ручной привод - специальным удлинителем (при его наличии).

133. Каждый разъединитель или полюс разъединителя, заземлитель, если он не составляет единое целое с разъединителем, и привод имеет табличку, содержащую маркировочные данные в соответствии с таблицей 6 приложения к настоящим Методическим указаниям.

134. Катушки элементов приводов имеют таблички или ярлыки, на которых указывается:

- 1) марка провода;
- 2) диаметр провода в миллиметрах;
- 3) число витков;
- 4) сопротивление постоянному току при температуре 20°C в Ом.

135. Способ нанесения маркировки на изделия, качество маркировки согласно ГОСТ 62271-102 (2012) "Высоковольтное комплектное распределительное устройство. Часть 102. Разъединители и заземляющие переключатели переменного тока".

136. Маркировка транспортной тары согласно ГОСТ 62271-102 (2012) "Высоковольтное комплектное распределительное устройство. Часть 102. Разъединители и заземляющие переключатели переменного тока", ГОСТ 6827-76, СТ СЭВ 780-77 "Электрооборудование и приемники электрической энергии. Ряд номинальных токов, ГОСТ 8024-90 "Аппараты и электротехнические устройства переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Нормы нагрева при продолжительном режиме работы и методы испытаний".

137. Разъединитель и (или) их укрупненные составные части при транспортировании изделий в частично разобранном виде упакованы согласно ГОСТ 62271-102 (2012) "Высоковольтное комплектное распределительное устройство. Часть 102. Разъединители и заземляющие переключатели переменного тока", ГОСТ 62271-209 (2007) "Высоковольтное комплектное распределительное устройство. Часть 209. Кабельные соединения для газоизолированных распределительных устройств на расчетное напряжение свыше 52 кВ. Заполненные жидкостью и экструдированные изоляционные кабели. Заполненные жидкостью и сухие кабельные концы", ГОСТ 8024

-90 "Аппараты и электротехнические устройства переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Нормы нагрева при продолжительном режиме работы и методы испытаний".

138. Тип упаковки изделий и вид транспортной тары устанавливаются в технических документах на конкретные типы изделий.

139. По согласованию с потребителем рекомендуется упаковывать изделия в специальную многооборотную тару.

Глава 4. Требования безопасности

140. Требования безопасности к конструкции изделий соответствует согласно Правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 19 марта 2015 года № 222 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10889) (далее – ПТБ потребителей).

141. Разъединители сконструированы таким образом, чтобы опасные токи утечки не смогли пройти от выводов одной стороны к выводам другой стороны разъединителя.

142. Это требование выполняется в том случае, если любой ток утечки отводится на землю с помощью надежного соединения с землей или если изоляция эффективно защищена от загрязнения в эксплуатации.

143. Разъединители, отдельно стоящие заземлители и приводы имеют контактную площадку для присоединения заземляющего проводника и заземляющий зажим в виде болта (болтов) диаметром не менее 12 мм, выполненного из металла, стойкого в отношении коррозии или покрытого металлом, предохраняющим его от коррозии. Возле контактной площадки рекомендуется нанесение знака заземления согласно ГОСТ 62271-102 (2012) "Высоковольтное комплектное распределительное устройство. Часть 102. Разъединители и заземляющие переключатели переменного тока", ГОСТ 61293-2000 "Оборудование электротехническое. Маркировка с указанием параметров и характеристик источника питания. Требования безопасности".

144. Сопротивление между вышеуказанным болтом и всеми доступными прикосновению токоведущими частями изделия, которые могут оказаться под напряжением не более 0,1 Ом.

145. Рекомендуется иметь:

1) заземляющий зажим на заземлителе и соответствующую ему контактную площадку при условии надежного электрического соединения между цоколем (рамой) разъединителя и заземлителем, составляющим с разъединителем единое целое;

2) заземляющий зажим на ведомом полюсе разъединителя при условии надежного электрического соединения между ведущим и ведомыми полюсами разъединителя.

146. Механический указатель включенного и отключенного положений разъединителя и заземлителя в приводе соответствует согласно ПТБ потребителей.

147. Вспомогательные контакты приводов, предназначенные для сигнализации включенного или отключенного положений разъединителя удовлетворяют требованиям:

1) сигнал включенного положения появляется только тогда, когда разъединитель или заземлитель будет готов выдерживать протекание номинального тока и тока короткого замыкания;

2) сигнал отключенного положения появляется после того, как подвижные контакты достигнут положения, при котором изоляционный промежуток между контактами будет соответствовать требованиям, предъявляемым к изоляции разъединителей и заземлителей.

148. Изделия имеет фиксацию, во включенном и отключенном положениях.

149. Коэффициент запаса механической прочности изоляторов разъединителей и заземлителей - в соответствии с пунктом 81 настоящих Методических указаний.

Глава 5. Требования к эксплуатации и техническому обслуживанию

150. Транспортирование и хранение. Транспортирование изделия проводится любым видом транспорта.

151. Условия транспортирования и хранения в части воздействия климатических факторов внешней среды указывается в технических документах на конкретные типы разъединителей.

152. Эксплуатация разъединителей проводится с руководством по эксплуатации изготовителя согласно ПТБ потребителей, ПУЭ и ПТЭ станций и сетей.

153. Руководство по эксплуатации содержит информацию по:

- 1) транспортированию и хранению;
- 2) описанию и работе изделий и их основным техническим параметрам;
- 3) требованию безопасности при распаковке, подъеме, регулировке и эксплуатации изделий;
- 4) установке и фундаментам (опорам);
- 5) монтажу и регулировкам;
- 6) окончательному осмотру и вводу в эксплуатацию;
- 7) запчастям и утилизации изделий после окончания срока эксплуатации;
- 8) числу операций, интервалам времени и условиям, после которых рекомендуется проводить обслуживание определенных частей изделий;
- 9) осмотрам, регулировкам и замене контактов, допустимому их обгоранию;
- 10) измерению сопротивления цепей;
- 11) работе блокировок;
- 12) обслуживанию приводов;
- 13) проверке вспомогательных цепей и вспомогательных устройств;
- 14) смазке и ее замене;

15) методам предотвращения коррозии и перечню специальных инструментов и принадлежностей, рекомендуемых для сборки и ремонта, при их использовании.

154. Техническое обслуживание разъединителей.

155. Для поддержания разъединителя в работоспособном состоянии в течение всего периода эксплуатации регулярно проводится его техническое обслуживание.

156. Устанавливаются следующие виды планового технического обслуживания разъединителей:

1) Технический осмотр:

осмотр проводится без отключения разъединителя от сети. При внешнем осмотре рекомендуется проверять отсутствие повреждений, следов коррозии, состояние изоляторов (отсутствие трещин и сколов фарфора, загрязнений, следов прикрытий);

отсутствие посторонних предметов, влияющих на работу разъединителя, состояние контактных соединений и заземлений, отсутствие нагрева контактов (визуально по термоиндикаторам);

состояние привода заземляющих и главных контактных ножей;

состояние блок-контактов привода, отсутствие посторонних шумов при работе разъединителя, отсутствие разрядов, коронирования;

осмотр разъединителя производится на подстанциях с постоянным дежурством персонала – не реже 1 раза в 3 суток и кроме того в темноте – не реже 1 раза в месяц, на подстанциях без постоянного дежурства персонала – не реже 1 раза в месяц, в соответствии с картой-графиком работы оперативного персонала;

2) Профилактический контроль:

профилактические испытания производятся при текущих и капитальных ремонтах разъединителя, находящегося в эксплуатации, в целях проверки состояния изоляции и контактной системы разъединителя и одновременно проверки качества выполнения ремонта;

профилактические испытания осуществляются в межремонтный период при внеплановом техническом обслуживании;

профилактические испытания проводить в объеме, предусмотренном действующими нормами испытаний электрооборудования;

3) Текущий ремонт. Для проведения текущего ремонта разъединитель выводится из работы. Текущий ремонт разъединителей наружной установки производится 1 раз в год, разъединителей внутренней установки 1 раз в 3 – 4 года.

157. При текущем ремонте выполняется следующий основной объем работ:

внешний осмотр разъединителя, выявление дефектов, определение объема работ. Замер переходного сопротивления;

проверка состояния главных ножей с ламелями (осмотр, очистка контактных выводов, деталей головок, ножей, ламелей, смазка);

проверка состояния главных ножей без ламелей (осмотр, очистка контактных выводов, деталей головок, ножей, правка их, зачистка накладок от оплавлений, смазка);

проверка состояния опорных и поворотных колонок изоляторов (осмотр, очистка изоляторов, армировочных швов, проверка плавности их вращения, смазка подшипников);

проверка состояния привода, блокировки (подтяжка болтовых соединений, смазка, регулировка). Проверка работы привода;

проверка состояния приводного механизма (осмотр, очистка тяг, рычагов, смазка, регулировка);

контрольная обтяжка болтовых соединений разъединителя, привода, проверка заземления);

восстановление антикоррозийного покрытия – удаление ржавчины, покраска, восстановление расцветки фаз;

регулировка разъединителя (фиксация положения подвижных контактов в отключенном и включенном состоянии, регулировка давления и плавности хода);

измерение переходного сопротивления контактов;

проверка состояния заземляющего ножа (осмотр, проверка, очистка), смазка контактов, шарнирных соединений, регулировка, измерение переходного сопротивления;

опробование работы разъединителя;

158. Капитальный ремонт разъединителей в первый раз рекомендуется проводить в сроки, указанные в технической документации завода-изготовителя, а в дальнейшем – разъединителей наружной установки 1 раз в 4 года, разъединителей внутренней установки – по мере необходимости.

159. При капитальном ремонте выполняется следующий основной объем работ:

1) внешний осмотр разъединителя, выявление дефектов, определение объема работ;

2) разшиновка разъединителя;

3) разборка контактных ножей, губок гибких связей, пружин кожухов;

4) дефектация и ремонт контактной системы;

5) дефектация и ремонт изоляторов поворотных колонок, замена дефектных изоляторов;

6) дефектация и ремонт, смазка подшипникового узла, сборка и проверка работы подшипников;

7) дефектация и ремонт заземляющих ножей;

8) дефектация, разборка и ремонт механизма привода, смазка, сборка и регулировка

;

9) измерение сопротивления изоляции;

10) общая сборка разъединителя, установка;

11) контрольная обтяжка;

- 12) проверка работы заземляющих ножей;
- 13) покраска разъединителя;
- 14) ошиновка разъединителя;
- 15) измерение переходного сопротивления контактов, в том числе заземляющих ножей;
- 16) проверка работы разъединителя.

Глава 6. Гарантии изготовителя и требования к сервисным центрам

160. Изготовителю рекомендуется гарантировать соответствие изделий требованиям настоящего стандарта при соблюдении условий транспортирования, хранения, монтажа и эксплуатации, установленных настоящим стандартом и техническими условиями на конкретные типы изделий.

161. Гарантийный срок эксплуатации – 5 лет со дня ввода в эксплуатацию, но не более пяти с половиной лет с даты отгрузки изготовителем.

162. Требования к сервисным центрам:

1) наличие помещения, склада запасных частей и ремонтной базы (приборы и соответствующие инструменты) для осуществления гарантийного и постгарантийного ремонта;

2) организация обучения и периодическая аттестация персонала эксплуатирующей организации, с выдачей сертификатов.

3) Сервисные центры предоставляют:

4) разрешительную документацию на техническое обслуживание электротехнического оборудования;

5) перечень и копии выполняемых договоров сервисного обслуживания;

6) отзывы о проделанной ранее сервисным центром работе (референс-лист);

7) перечень используемых приборов, с подтверждением их метрологической аттестации;

8) свидетельства и сертификаты о прохождении обучения персонала, подтверждающие право гарантийного обслуживания от имени изготовителя.

Приложение
к Методическим указаниям
по эксплуатации
разъединителей 6-500 кВ

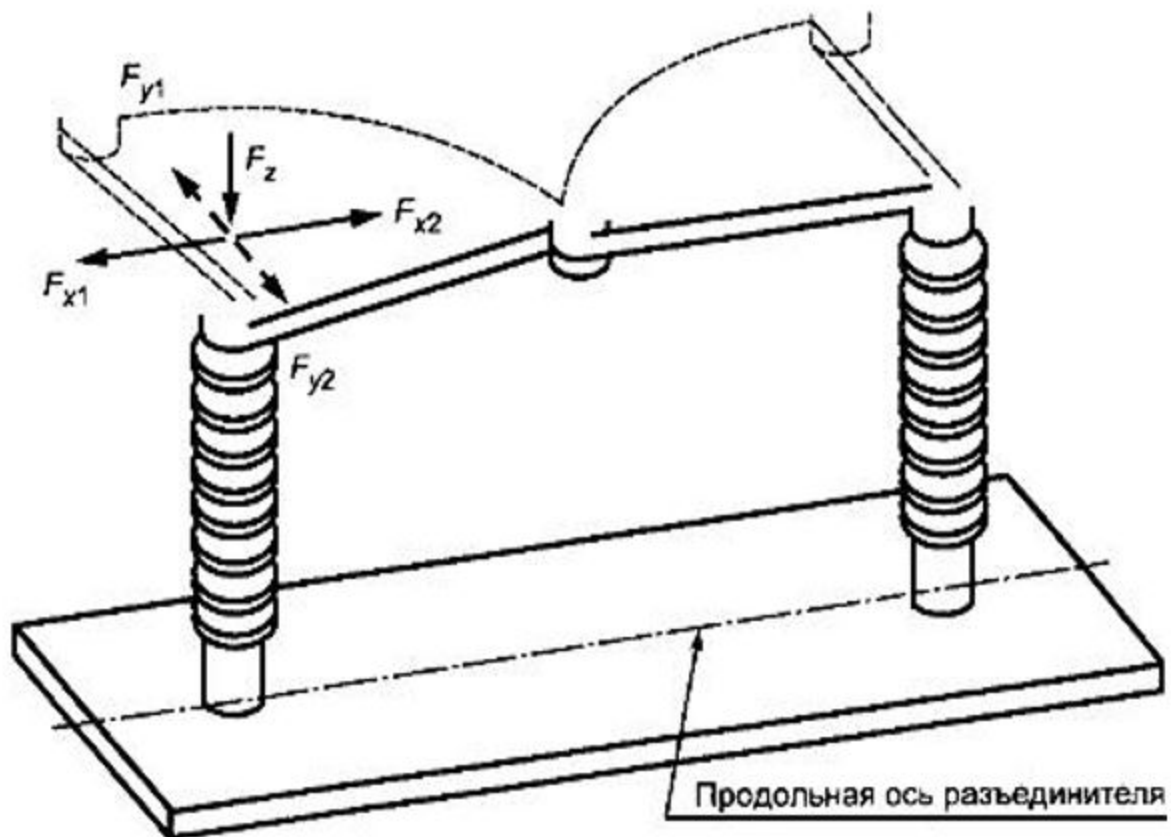
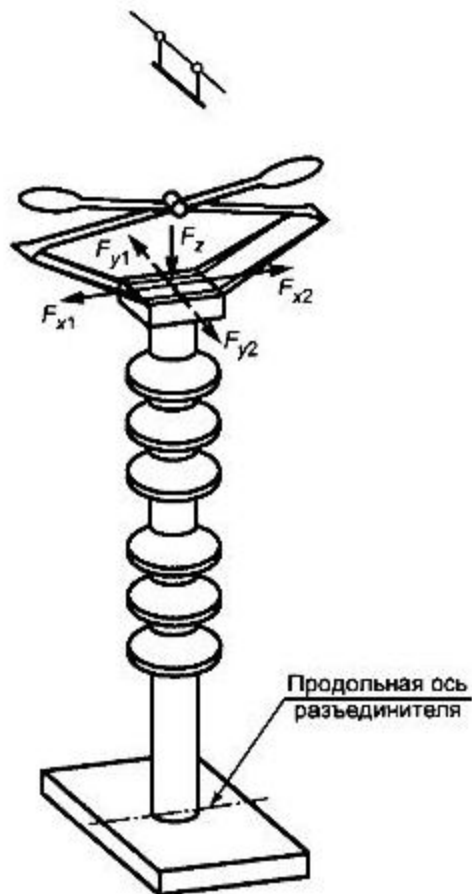


Рисунок 1 – Пример приложения механических нагрузок к выводам двухколонкового разъединителя



Примечание. Над пантографом показан неподвижный контакт.

Рисунок 2 – Пример приложения механических нагрузок к выводам пантографного разъединителя

Таблица 1 – Рекомендуемые значения механических нагрузок

В ньютонах

U _{НОМ} , кВ	I _{НОМ} , А	Двух- и трехколонковые разъединители, разъединители со складывающимся ножом (рисунок 1)		Разъединители с разделенными опорами (рисунок 2)		Разъединители всех типов с жесткой ошиновкой
		Гибкая ошиновка				
		Продольная нагрузка, F _{X1} и F _{X2}	Поперечная нагрузка, F _{Y1} и F _{Y2}	Продольная нагрузка, F _{X1} и F _{X2}	Поперечная нагрузка, F _{Y1} и F _{Y2}	Вертикальная нагрузка, F _Z
От 3 до 10 включ.	До 630	200	80	-	-	-
	800-1250	250	100			
35	До 1250	500	110	-	-	350
	1600-3150	800	120			
110	630-1250	800	170	800	200	1000
	1600-3150	1000	190	1000	300	1000

150	630-1250	800	200	1000	300	1000
	1600-3150	1000	250	1250	400	1000
220	630-1250	1000	270	1250	400	1000
	1600-3150	1200	330	1600	500	1250
330	2000	1500	400	1600	500	1250
	3150	1500	500	1800	600	1500
500	2000-3150	1600	530	2000	800	1500
	4000	2000	660	4000	1600	1500
750	2000-3150	1600	530	2000	800	1500
	4000	2000	660	4000	1600	1500

Таблица 2 – Номинальные уравнильные напряжения

$U_{НОМ}$, кВ	$U_{уров.ном}$, кВ
От 110 до 150 включений	100
Свыше 150 $\geq$ 330	200
От 330 $\geq$ 750	300

Таблица 3 – Рабочие характеристики вспомогательных контактов

К л а с с вспомогательных контактов	Номинальный т о к , коммутируемый контактами, А	Номинальный кратковременный выдерживаемый ток в течение 30 мс, А	Отключающая способность при номинальном напряжении питания вспомогательных цепей	
			до 48 В мА	от 110 до 250 В Вт
1	10,0	100	-	440
2	2,0	100	-	22
3	0,2	-	50	-

Примечания:

отключающая способность вспомогательных контактов всех классов указана для цепи с постоянной времени от 20 до 24 мс.

вспомогательные контакты класса 3 не предназначены для того, чтобы подвергаться полному току короткого замыкания вспомогательного питания подстанции. Контакты классов 1 и 2 предназначены для того, чтобы подвергаться полному току короткого замыкания вспомогательного питания подстанции.

вспомогательные контакты классов 1, 2 и 3 для постоянного тока способны нормально управляться при переменном токе и напряжении.

Таблица 4 – Рекомендуемые зоны контактирования для неподвижных контактов разъединителей

В миллиметрах

U _{НОМ} , кВ	Тип ошиновки						
	Гибкая				Жесткая		
	Отклонение контакта по осям						
	x *	y **	для малых пролетов	д л я длинных пролетов	x *	y **	z ***
			z ***				
110	100	350	200	300	100	100	100

150	200	400	200	300	150	150	150
220	200	500	250	450	150	150	150
330	200	500	300	450	150	150	150
500	200	600	400	500	175	175	175
750	-	-	-	-	200	200	200

*Продольное отклонение относительно поддерживающих проводов (влияние температуры).

**Горизонтальное отклонение в направлении, перпендикулярном к поддерживающим проводам (влияние ветра).

***Вертикальное отклонение при гибкой ошиновке (влияние температуры и обледенения) и жесткой ошиновке (влияние обледенения).

Таблица 5 – Характер и направление движения органов управления приводов

Движение органа управления		Направление движения органа управления	
		при включении	при отключении
Вращательное		По часовой стрелке 	Против часовой стрелки 
Прямолинейное, почти прямолинейное	Вертикальное	Снизу вверх ↑	Сверху вниз ↓
	Горизонтальное	Вправо →	Влево ←
		От оператора, нажим вперед 	К оператору, вытягивание назад 

Таблица 6 – Маркировочные данные

Маркировочные данные	Условное обозначение	Единица измерения	Разъединитель	Заземлитель	Привод
Товарный знак предприятия-изготовителя	-	-	+	+	+
Наименование изделия	-	-	+	+	+
Тип изделия	-	-	+	+	+
Номинальное напряжение	$U_{НОМ}$	кВ	+	+	-
Испытательное напряжение полного грозового импульса относительно земли*	$U_{гр.имп}$	кВ	+	+	-
Испытательное напряжение коммутационного импульса относительно земли на	$U_{ком.имп}$	кВ	+		-

номинальное напряжение 330 кВ и выше*				+	
Номинальный ток	$I_{\text{НОМ}}$	А	+	***	-
Номинальный кратковременны й выдерживаемый ток (ток термической стойкости)	I_T	кА	+	+	-
В р е м я протекания номинального кратковременно г о выдерживаемого тока*	$t_{\text{кз}}$	с	+	+	-
Номинальное напряжение питания вспомогательны х цепей и цепей управления	$U_{\text{П.НОМ}}$	В	-	-	+
Номинальное давление сжатого газа (воздуха)	$P_{\text{НОМ}}$	МПа	-	-	+
Порядковый номер по системе нумерации предприятия-изг отовителя	-	-	+	+	+
Год выпуска	-	-	+	+	+
Масса***	m	кг	+	+	+
Обозначение настоящего стандарта и технических документов на конкретный тип изделия	-	-	+	+	+
Надпись Сделано в _____ ----- наименование страны"	-	-	+	+	+
К л а с с механической					

износостойкости ****	M1, M2	-	+	-	-
К л а с с включающей способности*** *	E1, E2	-	-	+	-
Номинальный уравнительный ток*	I _{урав.ном}	A	+	-	-
К л а с с заземлителя, способного проводить, включать и отключать наведенные токи *	-	-	-	+	-
*Допускается не указывать при наличии этих данных в паспорте. **Указывают для отдельно стоящих заземлителей при наличии этого требования в технических документах. ***Массу указывают, если она превышает 10 кг. ****Для стандартных разъединителей класс M0 и заземлителей E0 не указывают, для классов разъединителей M1 и M2, заземлителей E1 и E2 не указывают при наличии этих данных в паспорте.					

Приложение 24
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 6 января 2017 года
№ 2

Методические указания по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35-110 килвольт

Глава 1. Область применения

1. Настоящие Методические указания по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35–110 килвольт (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) осмотр – это обход ВЛ с визуальной проверкой состояния трассы и всех элементов ВЛ;

2) гололед – образование в виде твердого льда с плотностью $(0,6-0,9) 10^3$ килограмм /кубических метров (далее – кг/м^3) или изморози (инея), имеющей вид кристаллического осадка, напоминающего снег с плотностью $(0,2-0,3) 10^3 \text{ кг/м}^3$, или смеси, состоящей из напластований льда, изморози и мокрого снега;

3) плавка гололеда – удаление гололеда с проводов, грозозащитных тросов ВЛ путем нагрева их электрическим током;

4) пляска проводов, грозозащитных тросов – колебания проводов, грозозащитных тросов с большой амплитудой (примерно 0,3-5 м) и малой частотой (около 0,3-2 герц);

5) тяжение - усилие, направленное вдоль оси провода (троса), с которым натягивают провод (трос) воздушной линии электропередачи.

Глава 2. Общие положения

3. Эксплуатация воздушных линий (далее – ВЛ) заключается в проведении технического обслуживания и капитального ремонта, направленных на обеспечение их надежной работы.

4. Техническое обслуживание ВЛ состоит из комплекса мероприятий, направленных на предохранение элементов ВЛ от преждевременного износа.

5. При техническом обслуживании выполняются осмотры, проверки, измерения, отдельные виды работ.

6. При капитальном ремонте ВЛ выполняется комплекс мероприятий по поддержанию или восстановлению первоначальных эксплуатационных показателей и параметров ВЛ, отдельных ее элементов. Изношенные детали и элементы ремонтируются, а не подлежащие ремонту выбраковываются и заменяются на новые изделия, имеющие технические характеристики качества, не хуже указанных параметров в проектном решении, что обеспечит надежность работы ВЛ.

7. Устранение неисправностей, повреждений непредвиденного характера, не влияющего на надежность работы ВЛ, производится при очередном капитальном ремонте, техническом обслуживании. Повреждения, приводящие к аварии, устраняются.

Глава 3. Техническое обслуживание

8. При техническом обслуживании воздушных линий (ВЛ) осмотры проводятся периодически согласно внутренним утвержденным графикам организаций.

9. График осмотров ВЛ утверждается техническим руководителем предприятия в соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066) (далее – Правила):

1) осмотр ВЛ по всей длине – не реже двух раз в год ремонтным и оперативно-ремонтным персоналом;

2) отдельные участки ВЛ, включая участки, подлежащие ремонту, не реже одного раза в год осматриваются инженерно-техническим персоналом;

3) для ВЛ не реже одного раза в десять лет проводятся верховые осмотры (осмотры с подъемом на опору);

4) для ВЛ, проходящих в зонах с высокой степенью загрязнения или по открытой местности, и для ВЛ, эксплуатируемых 20 и более лет, верховые осмотры проводятся не реже одного раза в пять лет.

10. По мере необходимости осмотры ВЛ проводятся в темное время суток для выявления опасных мест перекрытия воздушного изоляционного слоя и возгорания деревянных опор и коронирования.

11. Внеочередные осмотры ВЛ или их участков проводятся:

1) при понижении температуры окружающего воздуха и образования льда на проводах и тросах,

2) при повышении скорости ветра и пляске проводов,

3) во время ледохода, разлива рек и после стихийных бедствий (бурь, ураганов, пожаров) в зоне прохождения ВЛ,

4) после отключения ВЛ релейной защитой и неуспешного автоматического повторного включения.

12. При осмотрах трассы ВЛ, проходящих в лесных массивах, парковых зонах, обращают внимание на зарастание просек, их ширину и противопожарное состояние.

13. Согласно Правилам установления охранных зон объектов электрических сетей и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 28 сентября 2017 года № 330 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 15943) (далее – Правила охранных зон), устанавливается охрannая зона в виде земельного участка и воздушного пространства, ограниченная вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны линии от крайних проводов при не отклоненном их положении на расстоянии:

1) линий 35 кВ (далее – кВ) – 15 м;

2) линий 110 кВ – 20 м.

Сноска. Пункт 13 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

14. В охрannой зоне не рекомендуется складирование материалов, свалки мусора и без письменного согласования с организацией, эксплуатирующей ВЛ, проведение работ.

15. При прохождении ВЛ в пределах населенной местности установлены расстояния не менее 4 м по горизонтали от крайних проводов (при наибольшем их отклонении: провисе, пляске) до ближайших зданий и сооружений.

16. При осмотре опор обращается внимание на их отклонения от вертикального положения, разворот и уклон траверс, прогибы (кривизну) элементов опор. В местах заглубления опор не рекомендуется наличие проседаний или вспучивания грунта, у железобетонных фундаментов металлических опор и железобетонных приставок деревянных опор – трещин и сколов бетона с обнажением стальной арматуры.

17. На опорах проверяются нанесенные их порядковые номера, а в населенной местности – предупредительные плакаты безопасности. Номер или условное обозначение ВЛ на концевых опорах линии, первых опорах ответвлений, опорах в местах пересечений ВЛ одинакового напряжения, опорах пересечения с железными дорогами, опорах участков параллельно идущих линий, проверяется на наличие и соблюдение между опорами периодичности указания вдоль ВЛ на расстоянии не более 200 м.

18. Проверяется у деревянных опор видимое загнивание деревянных частей, следов обгорания или расщепления. Внешнее загнивание опор определяется визуально, наличие внутреннего загнивания – путем простукивания древесины молотком в сухую и неморозную погоду. Звонкий звук указывает на здоровую древесину, глухой – на наличие в ней внутреннего загнивания.

19. Проверяется состояние бандажей (хомутов), сочленяющих деревянную стойку с железобетонной приставкой. Исключается ослабление бандажей, поражение их коррозией.

20. У металлических опор проверяются сварные швы и болтовые соединения, состояние антикоррозийного покрытия и степень поражения элементов опор коррозией в местах нарушения этого покрытия. Не рекомендуется сквозное поражение коррозией металлических элементов опор, появление трещин в металле и сварных швах. У фундаментов металлических опор не рекомендуется зазор между пятой опоры и железобетонным фундаментом.

21. У железобетонных опор проверяется состояние антикоррозийного покрытия и степень поражения коррозией металлических траверс. Особое внимание уделяется осмотру железобетонной стойки опоры, в которой не рекомендуются трещины и другие повреждения бетона. Коррозия арматуры и уменьшение прочности опоры вызывается трещинами.

22. У проводов и тросов не рекомендуются обрывы и оплавления отдельных проволок, наличие на проводах (набросов) посторонних предметов.

23. У ВЛ с изолированными проводами проверяется:

1) состояние изоляции проводов в местах их соприкосновения с деревьями, кустами и отдельными сучьями;

2) состояние изолирующей оболочки соединительных и ответвительных зажимов.

24. Изоляторы ВЛ проверяются на отсутствие трещин, ожогов от перекрытия и видимых повреждений глазурного покрытия. Все изоляторы в гирляндах визуально проверяются на чистоту и целостность. По интенсивности коронирования изоляторов определяется степень их загрязненности. ВЛ со штыревыми изоляторами проверяются на отсутствие срывов изоляторов со штырей или крючьев, обрывов вязки провода к изолятору, выпадения и ослабления крючьев (штырей) или их изломов.

25. При оценке состояния арматуры обращается внимание на ее комплектность (наличие всех болтов, гаек, шплинтов, замков), отсутствие трещин, деформации, видимых следов коррозии. На поверхности овальных и опрессованных соединителей – на отсутствие следов коррозии, трещин и механических повреждений. Проверяется наличие гасителей вибрации и установка их на проводах согласно проекту.

26. У трубчатых разрядников проверяется направление зоны выхлопа, состояние поверхности разрядника, у которой не рекомендуются ожоги электрической дугой, трещины, расслоения и глубокие царапины.

27. У заземляющих устройств проверяется состояние (целостность и степень поражения коррозией) заземляющих проводников и их соединений с заземлителями.

28. При оценке состояния проводов, изоляторов, арматуры и других элементов ВЛ, расположенных на достаточной высоте от поверхности земли, используется бинокль.

29. Все замеченные при осмотрах дефекты и неисправности ВЛ заносятся в листок осмотра, форма которого приводится в приложении 1 настоящих Методических указаний.

30. Все дефекты и неисправности, в зависимости от их характера, устраняются при техническом обслуживании или плановом ремонте ВЛ. Повреждения аварийного характера устраняются.

Глава 4. Профилактические измерения и испытания

31. При техническом обслуживании ВЛ периодически проводятся профилактические проверки, измерения и испытания, периодичность которых, согласно Правилам.

32. Допускается отклонение от вертикального положения металлических, железобетонных и деревянных опор, если оно составляет не более 1:200, 1:150 и 1:100 соответственно. Отклонение от горизонтали (уклон) траверс железобетонных и деревянных опор составляет не более 1:100 и 1:50. У деревянных опор разворот траверс в более чем 5° относительно линии, перпендикулярной оси ВЛ, не рекомендуется, у железобетонных и стальных опор на – 100 мм.

33. В зонах с высокой степенью загрязненности атмосферы измеряется поперечное сечение металлических элементов опор, уменьшившееся в результате коррозии. Используются ультразвуковые толщиномеры, позволяющие измерять остаточное

сечение элемента без предварительной его очистки от грязи и ржавчины. Допустимый коррозионный износ поперечного сечения металлических элементов опор и тросовых оттяжек не рекомендуется превышать более чем на 20% от площади первоначального сечения.

34. У стоек железобетонных опор измеряется ширина раскрытия трещин. Трещины шириной до 0,3 мм закрашиваются влагостойкой краской; от 0,3 мм до 0,6 мм затираются полимерцементным раствором. Стойки опор при ширине раскрытия трещин более 0,3 мм и их количестве более двух в одном сечении усиливаются установкой железобетонного бандажа, а при длине таких трещин более 3 м такие опоры подлежат замене.

35. Степень внешнего или внутреннего загнивания деревянных опор определяется приборами, принцип действия которых основан на измерении хода и усилия, с которым древесная стойка прокалывается соответствующей иглой прибора. Граница между здоровой и загнившей частями древесины определяется по резкому изменению этого усилия. Загнившая древесина прокалывается иглой прибора с усилием менее 300 Н.

36. В результате измерений определяется диаметр здоровой части древесины при внешнем загнивании (или эквивалентный диаметр при внутреннем загнивании). Стойка деревянной опоры бракуется и подлежит замене при диаметре здоровой части менее:

- 1) 15 см (ВЛ 35 кВ и выше с проводами сечением до 120 мм);
- 2) 18 см (ВЛ 35 кВ и выше с проводами сечением более 120 мм).

37. В тросовых оттяжках железобетонных анкерно-угловых опор измеряется величина тяжения, которая допускается отличаться от проектных параметров не более чем на 20%.

38. Один из методов измерения, не требующий специальных приборов, основывается на зависимости между периодом собственных колебаний оттяжки и величиной тяжения в ней. В оттяжке путем приложения усилия возбуждаются колебания и с помощью секундомера определяется период времени собственных колебаний.

39. Величина тяжения T рассчитывается по формуле:

$$T = \frac{4lm}{t^2}, \quad (1)$$

где l – длина оттяжки, м;

m – масса оттяжки, кг;

t – приложенное усилие, Н;

T – период собственных одноволновых колебаний, с.

40. Величина тяжения в оттяжках определяется по упругой деформации (прогибу) натянутого стального каната, поскольку существует прямая зависимость между тяжением Т и силой Р, вызывающей прогиб/каната:

$$P = Tf. \quad (2)$$

41. Выполненные по указанному принципу измерения тяжения в оттяжках учитываются с погрешностью, которая не превышает 2%.

42. Проверяются стрелы провеса проводов и тросов, которые могут отличаться от проектных значений не более чем на 5%. Расстояния от проводов ВЛ до поверхности земли будут не менее:

7 м – для ВЛ в населенной местности;

6 м – для ВЛ в ненаселенной местности;

5 м – для ВЛ в труднодоступной местности.

43. При установлении уменьшения площади поперечного сечения проводов вследствие обрыва, истирания или оплавления отдельных проволок более чем на 16% (алюминиевые провода) и более чем на 33% (сталеалюминиевые провода) дефектный участок провода заменяется.

44. У изолированных проводов определяются размеры повреждения изоляции. Места незначительного повреждения изоляции ремонтируются с помощью термоусаживаемых ремонтных лент или манжет. При значительных повреждениях изоляции дефектный участок вырезается и заменяется новым, с установкой соответствующих по условия напряжения и тока соединительных устройств.

45. Проверяется сопротивление одного фарфорового изолятора гирлянды, измеряемое мегаомметром, на значение не менее 350 МОм. Такие измерения выполняются на линии ВЛ при снятом (отключенном) напряжении.

46. Измерения распределения напряжения по изоляторам гирлянды проводятся на линии ВЛ находящейся под напряжением. Для этого измерения используется измерительная изолирующая штанга. Напряжения на фарфоровых изоляторах гирлянды составляют от 5 до 20 кВ на одном изоляторе. Наибольшее напряжение прикладывается к изолятору со стороны провода, а наименьшие напряжения – к изоляторам в середине гирлянды. Сумма напряжений на изоляторах гирлянды не отличается от фазного напряжения ВЛ более чем на +10% у металлических и железобетонных опор и более чем на +20% у деревянных опор.

47. В качестве примера в таблице 1 приложения 2 к настоящим Методическим указаниям приведено усредненное распределение напряжения по гирлянде из 7 фарфоровых изоляторов для ВЛ напряжением 110 кВ. Нумерация изоляторов начинается от траверсы опоры.

48. Изолятор бракуется, когда на нем меньше 50% от приложенного напряжение.

49. Испытания и измерения установленных на ВЛ стеклянных подвесных изоляторов, изоляторов всех типов для подвески грозозащитного троса и полимерных

изоляторов не производятся; их контроль осуществляется внешним осмотром. Стекланные изоляторы бракуются и подлежат замене при появлении на поверхности стекла волосных трещин.

50. Сцепная арматура бракуется, когда ее поверхность поражена коррозией, на поверхности есть трещины, следы оплавления и механической деформации, шарнирные соединения имеют износ более 10%.

51. У трубчатых разрядников измеряются внешний и внутренний искровые промежутки и диаметр дугогасительного канала. Проверяется длина внешнего искрового промежутка на соответствие проектному значению, не рекомендуется отличие длины внутреннего искрового промежутка от проектного более чем на 5 мм. Диаметр дугогасительного канала в зависимости от типа разрядника не рекомендуется превышать от начального диаметра более чем в 1,3-1,5 раза.

52. Измерения сопротивлений заземляющего устройства выполняются ежегодно в период наибольшего высыхания грунта.

53. На ВЛ напряжением выше 1 кВ сопротивления заземляющего устройства устанавливаются в зависимости от удельного сопротивления грунта не более величин, указанных в таблице 2 приложения 2 настоящих Методических указаний.

54. Результаты измерений оформляются соответствующими протоколами.

55. Проверка заземляющего устройства со вскрытием грунта производится не менее чем у 2% опор от общего числа опор с заземлителями. Указанная проверка проводится в населенной местности и на участках с наиболее агрессивными и плохо проводящими грунтами. Элемент заземлителя заменяется, при разрушении коррозией более 50% его сечения.

56. Проведение периодических осмотров, профилактических измерений и испытаний не гарантирует безотказной работы ВЛ.

57. В практической эксплуатации имеют место случайные повреждения ВЛ однофазные и многофазные замыкания, обрывы проводов и другие повреждения.

58. Одной из важных задач эксплуатации ВЛ является быстрое определение места повреждения и проведение ремонтно-восстановительных работ. При большой протяженности и разветвленности распределительных сетей указанная задача решается при использовании специальных технических средств, определяющих поврежденную линию и расстояние до места повреждения.

59. Технические средства для определения места повреждения (далее – ОМП) широко используются при эксплуатации ВЛ всех классов напряжений. В зависимости от класса напряжения средства ОМП разделяются на два вида: средства ОМП в сетях с большими токами замыкания на землю (110-220 кВ) и средства ОМП в сетях с малыми токами замыкания на землю (6-35 кВ).

60. Линии электрических сетей с большими токами замыкания на землю характеризуются большой протяженностью. Методы и средства ОМП основаны на

измерении и запоминании параметров аварийного режима (токов и напряжений прямой, обратной и нулевой последовательности) и вычислении расстояния до мест повреждения. В таких сетях используются двусторонние методы, основанные на фиксации токов и напряжений по концам ВЛ.

61. Для измерения и запоминания токов и напряжений используются полупроводниковые и микропроцессорные фиксирующие приборы. По сравнению с полупроводниковыми, микропроцессорные фиксирующие приборы позволяют реализовать сложные алгоритмы ОМП, приспособлены к перепрограммированию при изменении параметров сети. Погрешность определения расстояния до места повреждения не превышает 5%.

62. При повреждении на контролируемой линии средства ОМП осуществляются в темпе процесса функции измерения и запоминания токов и напряжений аварийного режима. Обработка результатов измерения выполняется уже после отключения линии релейной защитой.

63. Существенной особенностью структуры распределительных сетей 6-35 кВ является их разветвленность. Расстояния до мест многофазных замыканий в этих сетях определяются средствами ОМП, установленными на питающих подстанциях (односторонние средства ОМП).

64. В электрических сетях с изолированной нейтралью (6-35 кВ) ток однофазного замыкания на землю имеет емкостной характер, а по величине значительно (на один-два порядка) меньше тока нагрузки.

65. Осуществимость применения ОМП исключается малой величиной токов замыкания на землю.

66. В соответствии с нормативом, указанным в Правилах охранных зон, рекомендуется работа сети с заземленной фазой до устранения повреждения, выявляются и устраняются эксплуатационным персоналом. Выявление места однофазных замыканий на землю осуществляется с помощью переносных приборов, измеряющих вблизи ВЛ уровень магнитного поля токов нулевой последовательности.

67. Применение переносных приборов, реагирующих на магнитные поля основной частоты (50 Гц), затруднено вследствие значительного влияния на измерения рабочих токов линий. Поэтому при поиске мест замыканий на землю используют приборы, реагирующие на высшие гармонические составляющие магнитного поля токов нулевой последовательности. При применении данных приборов влияние токов нагрузки на результаты измерения существенно меньше.

Глава 5. Методы работы с гололедом

68. Гололедно-изморозевые отложения на проводах и тросах ВЛ образуются при температуре воздуха около -5°C и скорости ветра 5-10 м/с. Полная масса

гололедно-изморозевых отложений приводится к форме полого цилиндра льда с толщиной стенки, равной от 10 до 45 мм, в зависимости от климатического района

69. Дополнительные механические нагрузки на все элементы ВЛ обуславливаются гололедом. При значительных гололедных отложениях происходят обрывы проводов, тросов, разрушения арматуры, изоляторов и даже опор ВЛ. Гололед откладывается по фазным проводам неравномерно. Стрелы провеса проводов с гололедом и без гололеда отличаются на несколько метров. Разрегулировка стрел провеса и неодновременный сброс гололеда при его таянии, вызывающий "подскок" отдельных проводов, приводит к перекрытию воздушной изоляции. Гололед является одной из причин "пляски" проводов, способной привести к их схлестыванию (прикасанию).

70. На небольших участках ВЛ производится механическое удаление гололеда. Используются шесты, веревки и другие подручные средства. При механическом удалении гололеда без отключения ВЛ используются шесты из бакелита, стеклопластика и другого изоляционного материала.

71. Основным методом борьбы с гололедом при эксплуатации протяженных ВЛ является его плавка за счет нагревания проводов протекающим по ним током. Существует большое количество схем плавки гололеда, определяемых схемой электрической сети, нагрузкой потребителей и возможностью отключения линий.

72. Схема плавки гололеда переменным током искусственного короткого замыкания показана на рисунке 1 приложения 3 настоящих Методических указаний.

73. ВЛ одним концом подключается к источнику питания, которым служат шины 6-10 кВ подстанций или отдельный трансформатор, провода на другом конце ВЛ замыкаются. Напряжение и мощность источника выбираются таким образом, чтобы обеспечить протекание по проводам ВЛ тока в полтора-два раза превышающего длительно допустимый ток. Такое превышение допустимого длительного тока оправдано кратковременностью процесса плавки (около одного ч), и более интенсивным охлаждением провода в зимний период. Допустимые длительные токи приводятся в справочной литературе для температуры воздуха 25°C.

74. Ориентировочные величины токов при различной продолжительности плавки гололеда переменным током приведены в таблице 1 приложения 3 настоящих Методических указаний, в последнем столбце которой указан ток, предупреждающий образование гололеда на проводах.

75. Принципиальная схема плавки гололеда выпрямленным током показана на рисунке 1(б) приложения 3 настоящих Методических указаний. Выпрямитель UZ подключается к шинам 6-10 кВ подстанций или отдельному трансформатору. Используются, как правило, две схемы плавки гололеда выпрямленным током "фаза-фаза" и "фаза - две фазы".

76. Параметры выпускаемых отечественной промышленностью нерегулируемых выпрямительных блоков, подключаемых к переменному напряжению 10 кВ:

- 1) выпрямленное напряжение 14 кВ;
- 2) выпрямленный ток 1200 А;
- 3) мощность на выходе 16800 кВт.

77. Для получения большей мощности выпрямительные блоки включаются последовательно или параллельно.

78. Эксплуатационным персоналом ВЛ контролируется процесс гололедообразования и обеспечивается своевременное включение схем плавки гололеда. ВЛ, на которых производится плавка гололеда, оснащается сигнализаторами гололеда, работоспособность которых проверяется ежегодно перед наступлением зимнего периода.

79. Плавка гололеда проводится в районах интенсивного гололедообразования (с толщиной стенки льда на проводах более 20 мм) с частой пляской проводов. Применение плавки гололеда обосновывается технико-экономическими расчетами.

Глава 6. Ремонт воздушных линий

80. При ремонтах ВЛ выполняется комплекс мероприятий, направленных на поддержание или восстановление первоначальных эксплуатационных характеристик ВЛ путем ремонта или замены отдельных ее элементов.

81. Для ВЛ напряжением 35 кВ и выше предусматриваются капитальные ремонты с периодичностью:

- 1) не реже 1 раза в 6 лет для ВЛ на деревянных опорах;
- 2) не реже 1 раза в 12 лет для ВЛ на железобетонных и металлических опорах.

82. Объем ремонтных работ определяется по результатам предшествующих осмотров, испытаний и измерений. Для планирования ремонтов ВЛ ведется следующая рекомендуемая эксплуатационно-техническая документация паспорта ВЛ:

- 1) листки осмотров;
- 2) ведомости проверки загнивания деревянных опор;
- 3) ведомости проверки линейной изоляции;
- 4) ведомости измерений габаритов и стрел провеса проводов и тросов;
- 5) ведомости измерений сопротивлений заземляющих устройств;
- 6) журналы неисправностей ВЛ;
- 7) журналы учета работ на ВЛ.

83. На основании документов, перечисленных в пункте 82 настоящих Методических указаний, составляется многолетний график работ, в котором указывается перечень всех ВЛ и годы их вывода в ремонт в соответствии с техническим состоянием. На основании многолетнего графика составляются годовые графики работ.

84. По форме организации капитальный ремонт ВЛ выполняется децентрализованно, централизованно и по смешанной форме. При децентрализованной форме ремонт выполняется силами предприятия, эксплуатирующего ВЛ.

85. Наиболее прогрессивной формой капитального ремонта ВЛ является централизованный ремонт, выполняемый по договору подряда строительно-монтажной организацией, специализирующейся на строительстве ВЛ. Бригады централизованного ремонта являются комплексными, выполняющими все виды ремонтных работ, или специализированными, выполняющими определенные виды работ, например, замену опор.

86. Основными преимуществами централизованного ремонта являются высокое качество и сокращение сроков ремонтных работ. Это достигается высокой квалификацией персонала, использованием передовых методов организации и проведения работ, высокой степенью их механизации.

87. Законченные работы по капитальному ремонту ВЛ принимаются рабочей комиссией с составлением актов приемки выполненных объемов работ, которые утверждаются техническим руководителем предприятия. Все работы, произведенные на ВЛ, оформляются соответствующими актами с указанием объема выполненных работ, даты выполнения, фамилии должностных лиц-исполнителей работ. Копии актов прилагаются в технический паспорт ВЛ. Все основные работы, выполненные с заменой опор, проводов, изоляторов и других элементов ВЛ, приведшие к изменению технических параметров ВЛ, вносятся в технический паспорт ВЛ с указанием даты выполнения и фамилией должностных лиц-исполнителей работ.

Приложение 1
к Методическим указаниям
по эксплуатации воздушных линий
электропередачи напряжением 35-110
киловольт
форма

Предприятие _____

Район (участок) _____

Лист осмотра

ВЛ _____ кВ _____

(наименование)

Вид осмотра _____

Номер опоры, пролета	Замеченные неисправности

Осмотр произведен от опоры № _____ до опоры № _____
" ____ " _____ 20__ г.

(Ф. И. О.)

(подпись)

Листок осмотра принял _____

Дата

Подпись

Приложение 2
к Методическим указаниям по
эксплуатации воздушных линий
электропередачи напряжением 35-110
киловольт

Профилактические измерения и испытания

Таблица 1 – Усредненное распределение напряжения

Напряжение, кВ, на одном изоляторе						
1	2	3	4	5	6	7
9	6	5	7	8,5	10	18,5

Таблица 2 – Сопротивления заземляющего устройства

Удельное сопротивление грунта ρ , Ом·м	Сопротивление ЗУ, Ом
до 100	10
более 100 до 500	15
более 500 до 1000	20
более 1000 до 5000	30
более 5000	$6 \cdot 10^{-3} \rho$

Приложение 3
к Методическим указаниям по
эксплуатации воздушных линий
электропередачи напряжением 35-110
киловольт

Борьба с гололедом

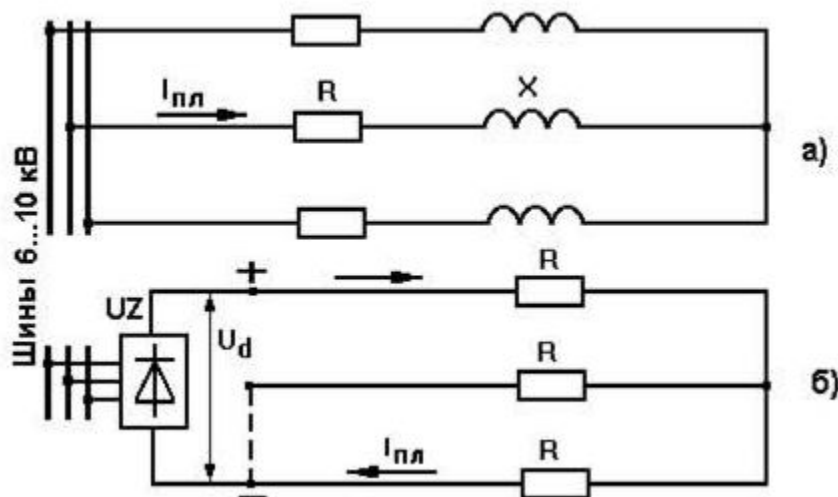


Рисунок 1 – Принципиальные схемы плавки гололеда переменным (а) и выпрямленным (б) током

Таблица 1

Марка провода	Ток плавки, А, при продолжительности, мин			Т о к предупреждающий, А
	30	60	100	
АС 50	330	270	240	160
АС 70	410	330	290	205
АС 95	510	400	350	245
АС 120	565	450	400	275
АС 150	660	525	460	325
АС 185	750	600	520	375
АС 240	860	690	610	440

Приложение 25
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 6 января 2017 года
№ 2

Методические указания по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 220-500-1150 килвольт

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 220–500–1150 килвольт (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. При применении Методических указаний по усмотрению руководства энергопредприятий, учитываются конкретные условия эксплуатации воздушных линий (далее – ВЛ) и применяемые методы работ.

3. Методические указания рекомендуются для энергоуправлений (объединений), организаций (районов, участков) электрических сетей, инженерно-технического работников (далее – ИТР), электромонтеров, диспетчерского и дежурного персонала.

4. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) дефект элемента ВЛ – отдельное несоответствие элемента ВЛ требованиям, установленным нормативно-техническими документами;

- 2) отказ ВЛ или ее элементов – потеря способности ВЛ выполнить требуемую функцию;
- 3) стрела провеса - расстояние по вертикали в пролете ВЛ между проводом (тросом) и прямой линией, соединяющей точки его подвеса;
- 4) анкерная, анкерно-угловая опора – опора, полностью воспринимающая тяжение проводов и грозозащитных тросов в смежных с опорой пролетах, действующие на них ветровые нагрузки, при этом провода и тросы крепятся к анкерной опоре с помощью натяжных изолирующих подвесок;
- 5) концевая опора – устанавливаемая в начале или конце ВЛ опора, которая рассчитана на восприятие одностороннего тяжения всех проводов и грозозащитных тросов;
- 6) транспозиционная опора – опора, на которой осуществляется перемена взаимного расположения фаз с целью компенсации электромагнитной несимметрии на ВЛ;
- 7) пляска проводов, грозозащитных тросов – колебания проводов, грозозащитных тросов;
- 8) вибрация проводов, грозозащитных тросов - колебания проводов, грозозащитных тросов в вертикальной плоскости с амплитудой до 50 мм, частотой колебания от 3 до 150 Гц при незначительных скоростях ветра (от 0,6 до 7 м/с);
- 9) гололед – образование в виде твердого, прозрачного или полупрозрачного льда с плотностью $(0,6-0,9) \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$ или изморози (инея), имеющей вид кристаллического осадка, напоминающего снег с плотностью $(0,2-0,3) \cdot 10^3 \text{ кг/м}^3$, или смеси, состоящей из напластований льда, изморози и мокрого снега;
- 10) плавка гололеда – удаление гололеда с проводов, грозозащитных тросов ВЛ путем нагрева их электрическим током.

Глава 2. Организация эксплуатации воздушных линий

5. Эксплуатация ВЛ заключается в проведении технического обслуживания и капитального ремонта, направленных на обеспечение их надежной работы.

6. Техническое обслуживание ВЛ состоит из комплекса мероприятий, направленных на предохранение элементов ВЛ от преждевременного износа. При техническом обслуживании выполняются осмотры, проверки, измерения, отдельные виды работ.

7. При капитальном ремонте ВЛ выполняется комплекс мероприятий по поддержанию или восстановлению первоначальных эксплуатационных показателей и параметров ВЛ, отдельных ее элементов. При этом изношенные детали и элементы ремонтируются, заменяются более прочными и экономичными, улучшающими эксплуатационные характеристики линии.

8. Устранение неисправностей, повреждений непредвиденного характера производится при очередном капитальном ремонте, техническом обслуживании. Повреждения, которые могут привести к аварии, устраняются.

9. Нормативы комплектования транспортными средствами для обслуживания воздушных линий электропередач, предусмотренных приложением 1 к настоящим Методическим указаниям.

10. При техническом обслуживании и капитальном ремонте ВЛ применяется:

1) комплексный метод, когда одна или несколько бригад выполняют полный объем работ на данной ВЛ (участке ВЛ) в целях снижения срока производства работ;

2) метод по типу работ, когда специализированные бригады выполняют однотипные работы на одной или нескольких параллельных ВЛ (например, замену приставок и выправку опор под напряжением, окраску металлических опор, расчистку трасс от зарослей).

11. Техническое обслуживание и капитальный ремонт рекомендуется выполнять преимущественно комплексным методом.

Работы по техническому обслуживанию и капитальному ремонту комплексным методом или по видам работ рекомендуется выполнять бригадами централизованного обслуживания, организуемых в службу линий или территориальных производственных подразделений.

12. При определении зон обслуживания ВЛ бригадами централизованного обслуживания в зависимости от плотности электрических сетей и состояния дорог рекомендуется руководствоваться:

1) оптимальной зоной обслуживания линий электропередач для одной ремонтно-производственной базы с обеспечением рационального использования средств механизации и эффективной нагрузки на персонал, которая определяется по зоне обслуживания с протяженностью линий от 500 до 1500 км или расстоянию до наиболее удаленных объектов (до 40 км);

2) допустимой зоной обслуживания по общей протяженности линий электропередач до 200-300 км или наибольшему расстоянию до объектов обслуживания до 100 км.

13. Бригады централизованного обслуживания ВЛ обеспечиваются: автотранспортом и гаражами для автомашин и механизмов, механизмами и такелажными приспособлениями, инструментом, защитными средствами и средствами связи; производственными и бытовыми помещениями, мастерскими и складами, раздевалками и душевыми; нормативной правовой и технической документацией согласно Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативно правовых актов за № 11066) (далее – Правила).

14. В целях повышения производительности труда рекомендуется применять совмещение профессий, в первую очередь профессии водителей, трактористов, крановщиков, электро- и газосварщиков с профессией электромонтеров.

15. Машины, механизмы, приспособления и другое оборудование, постоянно используемое бригадами централизованного обслуживания, закрепляется за этими бригадами. Механизмы, редко применяемые бригадой, размещаются в территориальном подразделении.

16. Техническое состояние машин, механизмов, специализированного оборудования, их своевременный ремонт и испытания обеспечивает служба механизации и транспорта (или аналогичная служба) организации электрических сетей (энергосистемы, объединения).

17. Производственными подразделениями, обслуживающие ВЛ, обеспечивается эксплуатация закрепленных за ними средств механизации.

18. Эксплуатация такелажных приспособлений, инструмента и другого оборудования, их своевременный ремонт и испытания обеспечивается руководителями (мастера производственных подразделений, за которыми закреплено оборудование).

19. Механизмы, инструмент и приспособления для работ на ВЛ содержатся в исправном состоянии, своевременно испытываются и ремонтируются.

20. Канаты (хлопчатобумажные, капроновые и другие) просушиваются.

21. Результаты испытаний и осмотров механизмов, такелажных приспособлений и оборудования оформляются в журналах учета.

22. Хранение неисправного или негодного инструмента, приспособлений вместе с исправным не рекомендуется.

23. В месте хранения вывешивается список имеющихся механизмов, инструмента и приспособлений с указанием срока их испытаний или осмотров.

24. Техническое обслуживание и капитальный ремонт ВЛ в зависимости от вида работ, наличия приспособлений, подготовки персонала и других условий выполняются со снятием напряжения, без снятия напряжения на нетоковедущих частях или под напряжением на токоведущих частях.

25. Конструктивные изменения опор и других элементов ВЛ, закрепление опор в грунте выполняются при наличии технического обоснования и с разрешения технического руководителя.

26. Организациям, в ведении которых находятся ВЛ, допускается производить в охранных зонах земляные работы, для ремонта или технического перевооружения этих линий.

27. Плановые работы по ремонту и техническому перевооружению ВЛ, проходящих по сельскохозяйственным угодьям, производятся по согласованию с землепользователями, в период, когда эти угодья не заняты сельскохозяйственными культурами или возможно обеспечение сохранности этих культур.

28. Работы по ликвидации аварий и техническому обслуживанию ВЛ производятся в любой период без согласования с землепользователем, с уведомлением его о проводимых работах.

29. После выполнения указанных работ подразделение, в ведении которого находится ВЛ, приводит земельные угодья в состояние, пригодное для использования по целевому назначению, возмещают землепользователям убытки, причиненные при проведении работ.

30. Порядок эксплуатации ВЛ на территории организаций, в полосах отвода железных и автомобильных дорог, вблизи аэродромов, в охранных зонах трубопроводов и линий связи согласовывается подразделением, в ведении которого находятся эти ВЛ, с соответствующими организациями. Техническому персоналу подразделения, в ведении которых находятся эти ВЛ, предоставляется право беспрепятственного доступа к ВЛ для их ремонта и технического обслуживания.

31. Если ВЛ расположены на территории запретных зон, соответствующие организации выдают работникам, обслуживающим эти ВЛ, пропуска для проведения осмотров и ремонтных работ в любое время суток.

32. Планирование работ на ВЛ и оформление технической документации.

33. При планировании работ составляются годовые и месячные планы, графики технического обслуживания и ремонта ВЛ.

34. Годовые планы работ по техническому обслуживанию и ремонту ВЛ составляются владельцем линии на основании многолетних графиков с учетом технического состояния.

35. Планы материально-технического снабжения полностью соответствуют объемам и срокам, предусмотренным планом проведения капитального ремонта.

36. Годовые планы работ на ВЛ рекомендуется оформлять в виде:

- 1) планов-графиков работ по техническому обслуживанию и ремонту каждой ВЛ;
- 2) сводных планов (в денежном выражении) для ВЛ каждого класса напряжения с разбивкой по месяцам с указанием сводных объемов основных работ по капитальному ремонту.

37. Планы-графики составляются в нескольких экземплярах (для мастера бригады централизованного обслуживания, службы линий, планового отдела и вышестоящей организации) и утверждаются техническим руководителем.

38. При составлении планов и планов-графиков комплексных работ учитывается сезонный характер отдельных видов работ.

39. Объемы работ по техническому обслуживанию и капитальному ремонту ВЛ определяются на основании результатов измерений, проверок и осмотров.

40. Для обеспечения нормальной эксплуатации ВЛ и контроля за выполнением работ по техническому обслуживанию и ремонту осуществляется ведение технической документации в соответствии с приложением 6 к настоящему Методическим указаниям.

41. Все изменения технические данные на существующих и новых ВЛ, после их приемки, заносятся в техническую документацию.

42. В сроки, установленные руководством организации, мастерами бригад, обслуживающих ВЛ, и ИТР службы линий или территориальных производственных подразделений, производится сдача-приемка выполненных объемов работ по ремонту каждой линии с соответствующим оформлением актов и оценкой качества проведения этих работ.

43. Плановый отдел на основании принятых службой линий объемов работ составляет сводный отчет в денежном выражении с указанием физических объемов выполненных основных работ по капитальному ремонту и представляет его в вышестоящую организацию.

44. Перечисленная в приложении 6 к настоящим Методическим указаниям техническая документация по эксплуатируемым ВЛ, хранится в эксплуатирующей организации.

Глава 3. Техническое обслуживание воздушных линий

45. Техническое обслуживание ВЛ осуществляется за счет средств, выделяемых на эти работы.

46. Работы, не отличающиеся по своему характеру от производимых при техническом обслуживании, выполняются одновременно с капитальным ремонтом, за счет средств на капитальный ремонт.

47. Перечень и сроки проведения работ (осмотры, проверки и измерения, выполнение отдельных видов работ по устранению мелких повреждений и неисправностей), выполняемых при техническом обслуживании ВЛ, приведены в таблице 1 приложения 2 к настоящим Методическим указаниям.

48. В объем отдельных видов работ, проводимых при техническом обслуживании ВЛ, входят наблюдение за образованием гололеда согласно Правилам.

49. Осмотры, проверки и измерения проводятся для выявления нарушений и неисправностей, возникающих на ВЛ и трассах. Их рекомендуется производить комплексно, одновременно на одной или нескольких параллельно идущих ВЛ, если по технологическим требованиям это возможно по климатическим условиям в данное время года.

50. Работы по техническому обслуживанию ВЛ выполняются электромонтерами обслуживающей организации за исключением выборочных осмотров и осмотров ВЛ после капитального ремонта, которые выполняются ИТР.

51. Характерные неисправности на трассах ВЛ из-за возможных неисправностей и нарушений Правил:

1) наличие в охранной зоне ВЛ скирд хлеба, ометов соломы, стогов сена, штабелей торфа, лесо- и пиломатериалов, складирование кормов и удобрений, топлива и других горючих материалов, разведение огня;

2) наличие на краю просеки отдельных деревьев, угрожающих падением на провода ВЛ или разрастанием в сторону ВЛ на недопустимые расстояния;

3) недостаточная ширина просеки по трассе ВЛ;

4) наличие под проводами деревьев и кустарников высотой 4 м и более;

5) наличие растительности на земле, отведенной под опору;

6) выполнение на трассе в охранных зонах различных работ без письменного согласования с организацией, эксплуатирующей ВЛ, снос или реконструкция построенных и строительство новых зданий, мостов, тоннелей, железных, автомобильных дорог, ВЛ, линий связи и других сооружений, погрузочно-разгрузочные, строительные, монтажные, взрывные, ирригационные и поливные работы, посадка и вырубка деревьев и кустарников, разработка карьеров, расположение полевых станков, устройство загонов для скота, проволочных ограждений, культурных пастбищ, шпалер виноградников, устройство проездов для машин и механизмов, имеющих общую высоту с грузом или без груза от поверхности дороги более 4,5 м;

7) производство в пределах и вблизи охранных зон действий, нарушающих нормальную работу ВЛ, могущих привести к их повреждению или к несчастным случаям с людьми: устройство спортивных площадок, стадионов, площадок для игр, детских учреждений, рынков и других мест с большим скоплением людей, остановок транспорта, размещение автозаправочных станций и пунктов, стоянок трамваев, троллейбусов, автомобильного и гужевого транспорта, машин и механизмов, устройство причалов для стоянки судов, барж и плавучих кранов;

8) отсутствие или неисправное состояние защиты оснований опор от ледохода, от размывания основания опоры талыми и дождевыми водами, от песковыдувания;

9) неисправное состояние дорог, мостков, отсутствие или неисправное состояние сигнальных знаков на переходах через судоходные реки, дорожных знаков в местах пересечения с автомобильными дорогами, заградительных огней на переходных опорах, отбойных тумб для защиты опор от наездов транспорта, габаритных ворот на пересечениях с железнодорожными путями.

52. В процессе эксплуатации могут возникать по причинам неисправности опор, фундаментов и их составляющих:

1) отсутствие постоянных знаков;

2) наклон опор вдоль или поперек линии сверх допустимых норм, деформация отдельных частей опоры, отсутствие соосности стоек и подножников у опор с оттяжками;

- 3) заглубление фундаментов опор, стоек железобетонных опор менее предусмотренного проектом;
 - 4) отсутствие или неправильная установка ригелей, предусмотренных проектом;
 - 5) неудовлетворительная трамбовка грунта при установке опор;
 - 6) оседание или вспучивание грунта вокруг фундамента, оседание или выдавливание фундамента;
 - 7) трещины и повреждения приставок, фундаментов, опор;
 - 8) отсутствие лестниц для подъема на фундамент переходных опор ВЛ, через водные преграды;
 - 9) неплотное прилегание пяты опоры к поверхности фундамента, несоответствие диаметров гаек диаметрам анкерных болтов, приварка анкерных болтов к пяте опоры вместо крепления гайками, отсутствие гаек на анкерных болтах; отсутствие деталей на металлических опорах;
 - 10) коррозия деталей опоры и металлических подножников, дефекты заклепочных и болтовых соединений;
 - 11) деформация элементов опоры и дефекты сварных швов;
 - 12) отсутствие болтов и гаек, недостаточная длина нарезки болтов, обрыв или ослабление проволочных бандажей, отсутствие шпонок и клиньев, ослабление болтовых соединений, некачественное крепление кронштейнов;
 - 13) загнивание деталей опор;
 - 14) обгорание и расщепление деталей опор;
 - 15) отсутствие защиты фундамента от песковыдувания и от действия агрессивных вод;
 - 16) отсутствие бетонирования анкерных колодцев на монолитных бетонных фундаментах;
 - 17) ослабление и повреждение оттяжек опор, внутренних связей железобетонных опор, нарушение креплений оттяжек к опоре и к фундаментам, неисправность устройств регулирования длины оттяжек;
 - 18) наличие на опорах птичьих гнезд и других посторонних предметов.
53. Принимаются меры по устранению при наличии на проводах, грозозащитных тросах и контактных соединениях:
- 1) наличие набросов, оборванных (лопнувших) или перегоревших проволок, следов перекрытия, оплавления или вспучивания верхнего повива ("фонари");
 - 2) разрегулировка проводов фаз, разрегулировка проводов в одной расщепленной фазе;
 - 3) изменение стрел провеса и расстояний от проводов ВЛ до земли, до пересекаемых объектов, между фазами до значений, отличных от допустимых;
 - 4) наличие коррозии проводов и тросов;

5) повреждения проводов и тросов у зажимов, дистанционных распорок, гасителей пляски и под защитными муфтами в роликовых подвесах на переходах ВЛ через водные преграды;

6) отсутствие гасителей вибрации, гасителей пляски, предусмотренных проектом ВЛ, или их смещение от места установки;

7) неисправности в креплениях и соединениях проводов и тросов: образование трещин в корпусе зажима или соединителя, отсутствие болтов и шайб, отвинчивание гаек, отсутствие или выползание шплинтов, неправильный монтаж зажимов или соединений, следы перегрева контакта зажима (соединителя), вытяжка провода из зажима или соединителя, приближение петли к элементам анкерных и угловых опор, значительная изогнутость петли, проскальзывание провода в вязке, дефекты сварки, наличие нестандартных зажимов.

54. Неисправности в подвесках и арматуре: механические повреждения фарфора или стекла изоляторов (скол части тарелок изолятора, появление трещин);

1) следы перекрытия гирлянд и отдельных изоляторов (повреждение глазури, разрушение фарфора, стекла, следы оплавлений на армировке изоляторов и арматуре гирлянд);

2) наличие дефектных (негодных) изоляторов;

3) загрязненность изоляторов, вызывающая при сырой погоде сильное коронирование;

4) отклонение изолирующих поддерживающих подвесок от проектного положения сверх допустимого значения;

5) выползание стержня из головки изолятора, наличие погнутых стержней изоляторов, наличие трещины на шапке изолятора;

6) отсутствие гаек, замков или шплинтов;

7) коррозия арматуры и шапок изоляторов;

8) трещины в арматуре, перетирание или деформация отдельных деталей арматуры;

9) повреждение защитных рогов и колец, координирующих промежутков, изменение расстояния между рогами до значения, меньшего или большего допустимого;

10) разрушение защитных муфт на проводах (тросах) в роликовых подвесках на переходах ВЛ через водные преграды.

55. Неисправности заземляющих устройств:

1) повреждения или обрывы заземляющих спусков на опоре и у земли:

2) неудовлетворительный контакт в болтовых соединениях грозозащитного троса с заземляющими спусками или телом опоры;

3) неудовлетворительный контакт соединения заземлителя с телом опоры (арматурой железобетонной опоры);

4) превышение сверх допустимого значения сопротивления заземления опоры;

5) отсутствие скоб, прикрепляющих заземляющие спуски к опоре;
6) разрушение коррозией контура заземляющего устройства;
7) выступание заземлителей над поверхностью земли;
8) дефекты в установке трубчатых разрядников на опорах, несоответствие значения внешнего искрового промежутка заданному, плохое закрепление рогов разрядников, неправильная установка разрядника (возможность попадания влаги внутрь разрядника, неправильное расположение зон срабатывания разрядников, загрязнения, трещины и другие повреждения лакового покрытия разрядников, смещение разрядника от проектного положения, отсутствие или неисправность указателей срабатывания разрядника, наличие оплавлений на электродах внешнего искрового промежутка разрядника.

56. При эксплуатации ВЛ производятся их периодические и внеочередные осмотры.

Периодические осмотры производятся в дневное время для детальной проверки состояния всех элементов ВЛ, ее трассы; графики периодических осмотров утверждаются техническим руководителем обслуживающей организации.

Периодические осмотры производятся без подъема на опоры и с подъемом на высоту (верховые осмотры).

57. Верховые осмотры ВЛ проводятся для выявления неисправностей крепления подвесок, проводов, грозозащитных тросов, верхней части опор, изоляторов и степени их загрязненности, проверки правильности и надежности крепления гасителей вибрации, трубчатых разрядников, для закрепления оттяжек. Верховые осмотры с выборочной проверкой состояния проводов, тросов в зажимах и дистанционных распорках производятся с выемкой проводов (тросов) из зажимов.

58. Периодические осмотры отдельных ВЛ (или их участков) ИТР производятся выборочно с выборочными измерениями изоляции, соединений проводов и тросов, загнивания древесины. Осмотры ВЛ (или их участков) ИТР производятся после окончания капитального ремонта ВЛ.

59. Внеочередные осмотры производятся для выявления неисправностей на ВЛ, которые возникают после стихийных явлений или в условиях, которые приводят к повреждениям ВЛ (сверхрасчетный гололед, ледоход и разливы рек на участках ВЛ в поймах рек, пожары вблизи ВЛ, ураганы, оползни, обвалы, пляска проводов и тросов, туманы и морозящие дожди в зонах загрязнения). Внеочередные осмотры производятся после автоматического отключения ВЛ действием релейной защиты по усмотрению руководства организации они производятся после успешного повторного включения ВЛ. Внеочередные осмотры ВЛ после автоматических отключений производятся с учетом показаний приборов определения мест повреждений и работы релейной защиты

60. При выполнении внеочередного осмотра после отключения ВЛ или успешного повторного включения ВЛ основное внимание обращается на выяснение причины

отключения, появления земли, на определение места и объем повреждения. При этом осматриваются места пересечения отключившейся ВЛ с другими ВЛ и линиями связи в целях обнаружения на них следов оплавления.

61. Внеочередные ночные осмотры производятся для выявления коронирования, опасности перекрытия изоляции при сырой погоде (мелком морозящем дожде, тумане, мокром снегопаде) на участках ВЛ, подверженных интенсивному загрязнению, для контроля исправности заградительных огней, установленных на переходных опорах.

62. По интенсивности коронирования изоляторов определяется степень их загрязненности. Наличие на изоляторах разрядов желтого или белого цвета, временами охватывающих всю гирлянду изолирующей подвески, является признаком приближающегося перекрытия и требует принятия срочных мер по очистке или замене изоляции. При обнаружении на переходных опорах отсутствия свечения заградительных огней производится внеочередной ремонт: исправление электропроводки, замена неисправных светильников.

63. Осмотры (периодические и внеочередные) производятся пешком, с использованием транспортных средств, в том числе самолетов, вертолетов.

Лица, производящие осмотры, принимают на месте все возможные меры для устранения обнаруженных нарушений требований, обращаясь за содействием к органам власти и администрации соответствующих организаций согласно Правилам установления охранных зон объектов электрических сетей и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 28 сентября 2017 года № 330 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 15943) (далее – Правила охранных зон).

Сноска. Пункт 63 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

64. Лица, производящие осмотры, докладывают руководству или дежурному диспетчеру о неисправностях, могущих привести к повреждению ВЛ, используя для этого телефонную связь, радиосвязь, попутный транспорт.

65. Проверка расстояний от проводов (тросов) до поверхности земли, различных объектов, измерение стрел провеса. Для проверки соответствия производится их измерение фактических расстояний согласно Правил устройства электроустановок, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 230 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за №10851) (далее – ПУЭ).

Расстояния измеряются:

1) без снятия напряжения с помощью геодезического угломерного инструмента (теодолита), оптических приборов, высотомеров, изолирующих штанг и канатов, путем глазомерного визирования;

2) со снятием напряжения с помощью рулетки, каната, рейки, теодолита, дальномера, высотометра и других приборов.

66. Сравнением полученных данных со значением стрелы провеса по монтажным кривым или таблицам с учетом температуры воздуха, при которой производились измерения, определяется значение отклонения от требуемого значения.

67. Расстояния от проводов до зданий и сооружений, расположенных вблизи ВЛ, проверяются от проекции крайнего провода при наибольшем его расчетном отклонении до ближайших выступающих частей этих зданий и сооружений.

68. При измерениях расстояний от проводов до поверхности земли и различных объектов, стрел провеса фиксируют температуру воздуха. Полученные при измерениях фактические значения путем расчетов или с помощью таблиц приводятся к температуре, при которой получают наибольшие стрелы провеса. Все измерения не допускается производить при ветре более 10 м/с.

69. Отклонения вертикальных частей опоры от нормального положения проверяются по отвесу или геодезическими инструментами. Горизонтальные части опоры проверяют или на глаз, или геодезическими инструментами.

70. Тяжение в оттяжках опор проверяется с помощью приборов, например, индикатора натяжения ИН, измерителя тяжения в оттяжках ИТ, динамометров, врезанных в оттяжку, или косвенно – методом свободных колебаний.

71. Стойки железобетонных опор и железобетонных приставок проверяются на наличие трещин с помощью измерительной лупы или щупов. При наличии трещин производится замер их длины. Подземная часть железобетонных стоек и приставок, а также железобетонных фундаментов проверяется наличие гидроизоляции и характер повреждения от воздействия агрессивных грунтов.

72. На металлических опорах производится проверка болтовых соединений и гаек анкерных болтов на наличие не затянутых и ослабленных болтовых соединений.

73. Для определения фактического сечения U-образных болтов, подземную часть следует очищать от ржавчины, после чего штангенциркулем или кронциркулем измеряется его сечение.

74. При проверке антикоррозионного покрытия металлических опор и подножников выявляется степень коррозии металла. В первую очередь проверке подлежат узлы и горизонтальные элементы опор, места крепления опор к фундаментам и верхние части металлических подножников. Особое внимание уделяется опорам вблизи морских побережий (в условиях влажного воздуха и высокого содержания солей в нем), в зоне химических уносов электростанций, металлургических и особенно химических производств. Для определения состояния металла опор поврежденные места

очищаются от ржавчины, после чего штангенциркулем или кронциркулем измеряется оставшееся сечение детали. Сравнением результатов измерений с проектными сечениями деталей определяется значение износа.

75. Проверка состояния проводов (тросов) и контактных соединений производится: внешним осмотром; измерением геометрических размеров вновь установленных соединений измерительными инструментами, правильность монтажа стальных сердечников внутри алюминиевого корпуса прессуемых зажимов для сталеалюминиевых проводов - с помощью индикаторов положения соединителей проводов или прибором для контроля соединителей; электрические измерения болтовых соединений проводов; электрические измерения соединений проводов (тросов), выполненных сваркой, скруткой, обжатием и спрессованием, не требуются.

76. Электрические измерения болтовых соединений проводов заключаются в измерении сопротивления соединений и участка целого провода, падений напряжения на соединении и целом участке провода. Измерение сопротивления производится при отключении ВЛ, падения напряжения - без снятия напряжения с ВЛ.

77. Измерения производятся с помощью измерительных приборов, штанг. Сопротивление и падение напряжения на участке целого провода измеряются на расстоянии более одного метра от соединения. Измерения падения напряжения на соединении производятся непосредственно с опор ВЛ, автовышек или приспособлений. При измерении падения напряжения ножевые наконечники штанги располагают так, чтобы контролируемое соединение находилось между ними.

78. Проверка состояния изолирующих подвесок, в том числе поддерживающих и натяжных производится:

- 1) внешним осмотром;
- 2) проверкой электрической прочности фарфоровых подвесных тарельчатых изоляторов;
- 3) проверкой интенсивности коронирования.

79. При проверке электрической прочности фарфоровых подвесных тарельчатых изоляторов определяются внутренние повреждения изоляции, поверхностные повреждения, не выявленные внешним осмотром.

80. Проверка производится:

- 1) под напряжением с применением измерительных штанг (с переменным или постоянным искровым промежутком, с использованием киловольтметра и других измерительных приборов);
- 2) со снятием напряжения с ВЛ с применением мегаомметра или испытательных устройств (с подачей напряжения 50 кВ частоты 50 Гц на каждый изолятор).

При проверке фарфоровых подвесных тарельчатых изоляторов с применением штанг измерения начинаются от изолятора гирлянды, расположенного у траверсы, в

направлении к изолятору, расположенному у провода. При обнаружении в гирлянде 50 % неисправных (дефектных) изоляторов дальнейшие измерения прекращаются.

81. Снятые с ВЛ неисправные изоляторы независимо от того, каким методом они отбракованы, рекомендуется направлять в лабораторию для контрольной проверки и определения причин их неисправности.

При отправке в лабораторию на изолятор вешается бирка с данными о наименовании ВЛ, типе подвески (натяжная, поддерживающая), номере изолятора в гирлянде, считая от траверсы, год установки изолятора.

82. Проверка заземляющих устройств опор, трубчатых разрядников, защитных промежутков производится:

- 1) внешним осмотром;
- 2) измерением сопротивления заземляющих устройств опор.

83. Измерение сопротивления заземляющих устройств опор выполняется:

- 1) со снятием или без снятия напряжения с ВЛ с предварительным отсоединением грозозащитного троса от тела опоры, если он подвешен на ней без изоляторов, с помощью приборов, например, МС-07, МС-08, М-416;
- 2) без снятия напряжения и без отсоединения грозозащитного троса от тела опоры (независимо от схемы подвески его на опоре с изоляторами или без них) с помощью приборов ИЗБОТ.

84. Измерение сопротивления заземляющих устройств производится в сухую погоду, в периоды наибольшего просыхания грунта.

85. Для определения коррозионного состояния элементов заземлителя, поврежденные места следует очищать от ржавчины, после чего штангенциркулем измеряется фактическое сечение. Сравнением результатов измерений с проектными сечениями деталей определяется значение износа.

86. При осмотре трубчатых разрядников и защитных промежутков отмечается срабатывание разрядников и изменение защитных промежутков.

87. Наблюдение за образованием гололеда. При наблюдении за образованием гололеда учитывается:

- 1) гололед на проводах, грозозащитных тросах и опорах ВЛ образуется в холодное время года в результате оседания на них переохлажденной воды, находящейся в воздухе в виде тумана, мороси, дождя, или налипания мокрого снега;
- 2) образование гололеда может происходить интенсивно в течение непродолжительного времени.

Для своевременного обнаружения образования на ВЛ опасных гололедных отложений ведется наблюдение на ВЛ или гололедных постах.

88. Наблюдения проводятся при атмосферных условиях, способствующих образованию гололеда. Гололедный пост для наблюдения оборудуется гололедным

станком и двумя экспериментальными пролетами. Гололедный пост располагается на открытом месте вдали от построек и насаждений.

89. При наблюдении за образованием гололеда фиксируется:

- 1) вид отложения;
- 2) диаметр (большой и малый) отложения;
- 3) масса отложения;
- 4) метеорологические условия (температура воздуха, направление и скорость ветра, атмосферные явления).

90. Измерения гололедных нагрузок производятся с помощью приборов - гололедографов - или непосредственным взвешиванием и измерением образцов гололеда. Скорость ветра измеряется с помощью анемометров или других приборов.

91. К наблюдению за образованием гололеда приступают:

- 1) по указанию диспетчера, получившего соответствующие предупреждения от метеорологической станции;
- 2) с момента фактического образования гололеда на обслуживаемом участке.

92. Измерения при этих наблюдениях производятся через короткие промежутки времени в зависимости от скорости нарастания гололеда и метеорологических условий. Результаты измерений сообщаются диспетчеру для принятия соответствующих мер по удалению гололеда.

93. Охрана ВЛ проводится в целях обеспечения сохранности, нормального содержания ВЛ и предотвращения несчастных случаев. Охрана ВЛ выполняется в соответствии с требованиями ПУЭ и Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан 19 марта 2015 года № 222 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за №10889). Для охраны ВЛ устанавливаются охранные зоны, допустимые расстояния от проводов ВЛ до зданий, сооружений, насаждений, до земли и воды, просеки в лесных массивах и отводятся земельные участки (размеры зон, расстояний и земельных участков приведены в разделе 6 настоящих Указаний.

94. Для пропаганды охраны ВЛ рекомендуется:

- 1) вывешивать красочные разъяснительные плакаты на территориях организаций, лесхозов, в школах, интернатах, лагерях и жилых домах, расположенных в охранной зоне ВЛ или вблизи нее;

- 2) проводить беседы об охране ВЛ по местной радиотрансляционной и телевизионной сети;

- 3) выступать в местной печати с обращениями к правлениям обществ охотников, рыболовов и тому подобных.

95. Организации электрических сетей имеют право приостановить работы в охранной зоне ВЛ, выполняемые сторонними организациями и гражданами с

нарушением требований Правил охранных зон и сообщать в местные органы исполнительной власти о невыполнении требований этих Правил охранных зон для принятия мер по привлечению к ответственности в установленном порядке должностных лиц и граждан, виновных в этих нарушениях.

96. Оформление результатов осмотров, проверок и измерений.

Результаты осмотров, проверок и измерений, проведенных на ВЛ и ее элементах, записываются в листках осмотра, ведомостях и журналах, формы которых приведены в приложении 6 к настоящим Методическим указаниям.

97. Неисправности, обнаруженные при осмотре ВЛ, включая выявленные предыдущими осмотрами, но неустраненные, записываются лицом, производящим осмотр, в листок осмотра, который по окончании осмотра передается мастеру.

98. Отмеченные в листке осмотра неисправности заносятся в журнал неисправностей ВЛ. Мастер выносит решение о сроке и способе ликвидации неисправности, при ее устранении отмечает дату устранения. В журнал вносятся замечания, сделанные ИТР при осмотрах ВЛ. На основе ведомостей и журналов неисправностей определяются объем работ по капитальному ремонту ВЛ.

Глава 4. Технические требования, допуски и нормы отбраковки воздушных линий

99. Если для конкретной ВЛ и ее элементов разработаны технические требования, допуски и нормы отбраковки, которые отличаются от приведенных в разделе 6, то руководствуются разработанными данными.

100. Трасса ВЛ. На весь период эксплуатации ВЛ устанавливаются охранные зоны и отводятся земельные участки. Земельные участки отводятся на период строительства и проведения капитального ремонта ВЛ напряжением 220 - 1150 кВ.

101. Охранные зоны устанавливаются вдоль ВЛ в виде участка земли и воздушного пространства, ограниченного по обе стороны вертикальными плоскостями, отстоящими от крайних проводов в их не отклоненном положении на расстоянии: 25 м для ВЛ 220 кВ, 30 м для ВЛ 500 кВ, 800 кВ постоянного тока, 40 м для ВЛ 750 кВ, 55 м для ВЛ 1150 кВ.

102. Вдоль переходов ВЛ через водоемы (реки, каналы, озера) в виде водного и воздушного пространства, ограниченных вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны линии от крайних проводов при не отклоненном их положении на расстоянии 100 м для судоходных водоемов, указанные выше в настоящем пункте (для условий прохождения ВЛ по земле) для несудоходных водоемов.

103. Участки земли и водные пространства охранных зон не подлежат изъятию у пользователей, используются ими с обязательным соблюдением требований Правил охранных зон. Под каждую опору ВЛ 220 - 500 кВ отводится земельный участок площадью, равной сумме площади земли, занимаемой опорой в границах ее внешнего контура (включая оттяжки), и площади полосы земли шириной 2 м вокруг внешнего

контура опоры (включая оттяжки). Площади земельных участков для размещения опор ВЛ 750 -1150 кВ и опор больших переходов ВЛ всех напряжений определяются проектом.

104. Земельные участки под опоры находятся в постоянном (бессрочном) пользовании организацией, обслуживающей эти ВЛ. На период строительства ВЛ 220 - 1150 кВ и проведения капитального ремонта на этих ВЛ вокруг опор ВЛ отводятся земли в соответствии с таблицами 1 и 2 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям. Площади земельных участков под опоры ВЛ согласно таблице 2 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям отводятся во временное пользование дополнительно к полосе земли согласно таблице 1 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям. Указанные земли не подлежат изъятию у землепользователей.

105. Допуски на установку сборных фундаментов и свай приведены в таблице 3 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям. Отклонения от проектных размеров анкерных болтов, заложенных в монолитный фундамент, не превышают расстояния по горизонтали между осями болтов, устанавливаемых для крепления одной ноги опоры, ± 10 мм, разность между верхними отметками анкерных болтов равна 20 мм.

106. Дно котлованов под анкерные плиты, служащие для крепления тросовых оттяжек, выравнивается шаблоном по проектному уклону. Отклонение от значения проектного уклона допускается в пределах 10 %.

107. Глубина заложения фундаментов соответствует проекту. При полностью обводненных грунтах по согласованию с проектной организацией допускается уменьшение глубины заложения фундаментов при условии устройства обвалования.

108. Высота засыпки котлованов после установки сборных фундаментов принимается с учетом возможной осадки грунта. При устройстве обвалования фундаментов, выступающих над поверхностью земли, откос имеет крутизну не более 1:1,5 (отношение высоты откоса к основанию).

109. Уменьшение диаметра анкерных болтов, наличие зазоров между пятой опорой и фундаментом не допускаются.

Глава 5. Опоры. Общие требования.

110. На опорах ВЛ на высоте 2,5-3,0 м устанавливаются постоянные знаки:

1) порядковый номер и год установки - на всех опорах;

2) номер ВЛ или ее условное обозначение - на концевых опорах, на первых опорах ответвления от ВЛ, на опорах в месте пересечения ВЛ одного напряжения, на опорах, ограничивающих пролет пересечения с железными дорогами и автомобильными дорогами IV категорий, на всех опорах участков трассы с параллельно идущими ВЛ, если расстояние между их осями менее 200 м.

111. На двухцепных и многоцепных опорах ВЛ, обозначается цепь:

- 1) расцветка фаз - на концевых опорах, на опорах, смежных с транспозиционными, на всех транспозиционных опорах ВЛ 750 – 1150 кВ, на первых опорах ответвлений от ВЛ;
- 2) предупредительные плакаты - на всех опорах ВЛ в населенной местности;
- 3) плакаты, на которых указаны расстояния от опоры ВЛ до кабельной линии связи, - на опорах, установленных на расстоянии менее половины высоты опоры до этих кабелей.

112. На стойках железобетонных опор несмываемой краской наносится маркировка изготовителя с указанием проектного шифра стойки и кольцевые полосы (выше уровня грунта) с указанием расстояния от полосы до заглубленного конца стойки. Опоры ВЛ, представляющие опасность для полетов самолетов и вертолетов, имеют сигнальное освещение (светоограждение) и дневную маркировку (окраску) согласно ПУЭ. Допуски на отклонения опор ВЛ от проектного положения приведены в таблице 4 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям.

113. Металлические опоры и детали опор. Допустимые прогибы элементов металлических опор и металлических деталей железобетонных опор приведены в таблице 5 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям.

114. Металлические опоры вновь сооруженных ВЛ защищаются от коррозии горячей или гальванической оцинковкой или лакокрасочным покрытием, если проектом ВЛ не предусмотрено иное решение.

115. Уменьшение поперечного сечения расчетных элементов металлических опор и железобетонных опор в результате коррозии не превышает 20 % площади элемента.

116. Металлические опоры на переходах через водные преграды имеют лестницы для подъема и площадки для отдыха.

117. Железобетонные опоры. Для железобетонных стоек опор допускаются отклонения: по длине стойки ± 25 мм; по толщине стенки ± 5 мм, смещение закладных частей по вертикальным отметкам ± 10 мм, по кривизне стойки вдоль оси не более 2 мм на 1 м погонной длины.

118. Толщина защитного слоя бетона: для продольной рабочей арматуры (ненапрягаемой и напрягаемой, натягиваемой на упоры) - не менее диаметра стержня или каната арматуры, для поперечной, распределительной и конструктивной арматуры - не менее диаметра указанной арматуры и не менее 10 мм при толщине конструкции до 250 мм. Поверхности элементов железобетонных опор, подножников, свай, предназначенных для установки в агрессивном грунте, имеют гидроизоляционное покрытие изготовителя. Для установки в грунт высокой степени агрессивности железобетонные изделия изготавливаются на сульфатостойком цементе.

119. Допуски по отдельным видам дефектов железобетонных опор ВЛ, находящихся в эксплуатации, требуемый вид ремонта опор приведены в таблице 1 приложения 4 к настоящим Методическим указаниям.

120. Оттяжки опор. Оттяжки опор оцинкованные, тросовые оттяжки покрываются консервационной смазкой ЗЭС.

121. Тяжение в тросовых оттяжках опор при скорости ветра не более 8 м/с и отклонении опор в пределах допусков согласно таблице 4 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям соответствует проекту для опор до монтажа проводов и грозозащитных тросов - в пределах 20-30 кН (2-3 тс); при подвешенных проводах и грозозащитных тросах - в пределах 20-50 кН (2-5 тс).

122. При эксплуатации ВЛ в зависимости от вида ремонта допускается уменьшение площади поперечного сечения троса оттяжки: до 10 % при закреплении оборванных проволок бандажами; более 10 до 20 % при установке ремонтных зажимов. При уменьшении сечения более 20 % оттяжка заменяется.

123. Провода, грозозащитные тросы и их соединения. При эксплуатации ВЛ допускается уменьшение площади поперечного сечения монопроводов и тросов (алюминиевых, медных, бронзовых, стальных, из сплавов) и проводящей части комбинированных проводов и тросов (алюминия в сталеалюминиевых, бронзы в сталебронзовых, алюминиевого сплава в проводах типа АЖС) до:

1) 17 % но не более четырех проволок при закреплении оборванных или поврежденных проволок бандажами;

2) 34 % при ремонте места повреждения с помощью ремонтных зажимов, монтируемых методом опрессовки или спиральных ремонтных зажимов.

124. При повреждениях провода или троса больше, чем указано выше, при обрыве хотя бы одной проволоки сердечника комбинированного провода (троса) вырезается поврежденный участок провода.

125. При одновременном обрыве и местном повреждении принимается, что местное повреждение трех проволок соответствует обрыву двух проволок. Местным повреждением проволок, подлежащих ремонту, считается вмятина на глубину, превышающую половину диаметра проволоки.

126. Фактическая стрела провеса провода или троса не отличается от проектного значения более чем на 5 % (с учетом температуры воздуха в момент измерения) при условии соблюдения расстояний до земли и пересекаемых объектов.

127. Изоляционное расстояние по воздуху между проводами петель и телом опоры, расстояние между проводами ВЛ в местах их пересечения между собой или транспозиции на опоре, ответвлениях и переходе с одного положения проводов на другое не отличаются от проектных значений более чем на минус 10 %.

128. Разрегулировка проводов различных фаз одного относительно другого, разрегулировка тросов допускается не более 10 % проектного значения стрелы провеса провода (троса).

129. Разрегулировка проводов в расщепленной фазе не превышает 20 % расстояний между отдельными проводами в фазе для ВЛ до 500 кВ и 10 % - для ВЛ 750 кВ, а угол разворота проводов в фазе не превышает 10°.

130. В пролетах пересечения ВЛ, находящихся в эксплуатации, с другими ВЛ и линиями связи допускается установка на каждом проводе или тросе пересекающей ВЛ не более двух соединителей.

131. Количество соединений проводов и тросов на пересекаемой ВЛ не регламентируется. Минимальное расстояние от соединительного зажима до зажима с ограниченной прочностью заделки не менее 25 м.

132. Расстояние между соединительными (ремонтными) зажимами в пролете не менее 5 м для проводов (тросов) сечением* до 50 мм² вкл., 10 м – свыше 50 до 95 мм² вкл., 15 м – свыше 95 до 185 мм² вкл., 30 м – свыше 185 мм².

Для комбинированных проводов или тросов (сталеалюминиевых, сталебронзовых) сечение приведено по токоведущей части.

133. Прочность заделки проводов и грозозащитных тросов в соединительных и натяжных зажимах, установленных в пролетах ВЛ, составляет не менее 90 % предела прочности провода или троса.

Соединительные и натяжные зажимы проводов и грозозащитных тросов отбраковываются, если:

- 1) монтаж зажимов выполнен с нарушением указаний по их монтажу;
- 2) геометрические размеры (длина и диаметр спрессованной части) не соответствуют требованиям указаний по монтажу зажимов;
- 3) на поверхности соединителя имеются трещины, следы значительной коррозии или механические повреждения;
- 4) кривизна спрессованного соединителя превышает 3 % его длины;
- 5) стальной сердечник спрессованного соединителя расположен несимметрично по отношению к алюминиевому корпусу;
- 6) наблюдается свечение или изменение цвета соединителя от нагрева током нагрузки ВЛ.

134. Прессуемые зажимы имеют диаметр после опрессования, превышающий не более чем на 0,3 мм диаметр матрицы, диаметр матрицы не превышает ее номинальный диаметр более чем на 0,2 мм.

135. Сварные соединения бракуются, если пережжен наружный повив провода, нарушена сварка при перегибе проводов руками, образовалась усадочная раковина в

месте сварки глубиной более $1/3$ диаметра провода, но не более 6 мм - для сталеалюминиевых проводов сечением 150-600 мм².

136. Болтовые соединения на действующей ВЛ бракуются, если падение напряжения или сопротивление на участке соединения более чем в 2 раза превышает падение напряжения или сопротивление на участке целого провода той же длины.

137. На соединителях, смонтированных методом скручивания, число витков в пределах 4 – 4,5 а для скрученных соединителей СОАС-95-3 с проводом АЖС 70/39 – 5,5 витков. Неисправный участок провода или молниезащитного троса заменяется отрезком нового провода (троса) той же марки.

138. Проектные значения сопротивления заземляющих устройств опор ВЛ приведены в таблице 6 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям.

139. Отклонение от проектного значения сопротивления заземляющего устройства опоры не превышает 10 %. Заземлитель заменяется, если разрушено более 50 % его сечения.

140. Сечение заземляющих спусков на опорах ВЛ не менее 35 мм², диаметр спусков из проволоки – не менее 10 мм; допускается применение стальных оцинкованных однопроволочных спусков диаметром не менее 6 мм.

141. Трубчатые разрядники и защитные промежутки. Размер внешнего искрового промежутка трубчатых разрядников и защитного промежутка не отличается от проектного решения.

Размер внутреннего искрового промежутка не отличается от проектного более чем на +5 мм.

142. Наружная поверхность разрядника не имеет ожогов электрической дугой, трещин, расслоений и царапин глубиной более 0,5 мм на длине более трети расстояния между наконечниками.

143. Линейная арматура бракуется и подлежит замене, если: поверхность арматуры покрыта сплошной коррозией и площадь опасных сечений ослаблена более чем на 20 %, в деталях арматуры имеются трещины, раковины, оплавления, изгибы, форма и размеры деталей не соответствуют чертежам, оси и другие детали шарнирных сочленений имеют значительный износ и их размеры отличаются от проектных более чем на 10 %.

144. Сцепление изоляторов подвесок зафиксировано с помощью замков; замки в изоляторах располагаются входными концами в сторону стойки опоры у поддерживающих подвесок и входными концами вниз – у натяжных подвесок. Все детали цепной арматуры зашплинтованы. Элементы "пальцы" устанавливаются головкой вверх и имеют накрученную гайку. Эксплуатация замков изоляторов и шплинтов в арматуре, имеющих размеры, отличающиеся от указанных на чертежах, покрытых коррозией и потерявших упругость, не допускается. Такие замки и шплинты

заменяются при верховых осмотрах и проверках или при очередном капитальном ремонте ВЛ. У гасителей вибрации расстояния между осью гасителя и местом выхода провода (троса) из поддерживающего или натяжного зажима, точки схода с ролика многороликового подвеса или от края защитной муфты не могут отличаться от проектного значения более чем на ± 25 мм. Разворот коромысла подвесного зажима расщепленных проводов фазы допускается до 5° . Расстояние между группами дистанционных распорок не отличается от проектного более чем на ± 10 %. Расстояние между рогами искровых промежутков на молниезащитных тросах не отличается от проектного более чем на ± 10 %.

145. Количество и тип изоляторов на ВЛ в соответствии с проектом.

146. Фарфоровые изоляторы бракуются и подлежат замене, если:

1) имеются радиальные трещины, бой фарфора (более 25 % объема фарфора), оплавления или ожоги глазури, стойкое загрязнение поверхности фарфора, трещины, искривления и выползания стержней изоляторов; трещины в шапках изоляторов;

2) не выдерживают напряжения (нулевые изоляторы) при измерении изоляторов штангой с постоянным или переменным искровым промежутком или другими штангами;

3) выдерживают не более 50 % значения напряжения, нормально приходящегося на изолятор, с учетом места его установки в гирлянде; значение напряжения, приходящегося на изолятор, устанавливается с помощью измерительной штанги с переменным искровым промежутком;

4) при испытании повышенным напряжением 50 кВ частоты 50 Гц от постороннего источника они пробиваются или перекрываются при приложении испытательного напряжения в течение 1 мин;

5) при проверке мегаомметром на напряжение 2500 В сопротивление сухих изоляторов менее 300 МОм.

147. Изоляторы, имеющие незначительные повреждения фарфора (сколы ребер или краев "тарелки" и тому подобное), незначительные следы перекрытия на поверхности фарфора допускается оставить в эксплуатации после контрольных измерений этих изоляторов по решению технического руководителя.

148. Стекланные изоляторы бракуются и подлежат замене при разрушении стекла, появлении на поверхности стекла волосных трещин, стойком загрязнении поверхности стекла.

150. Полимерные изоляторы бракуются и подлежат замене при нарушении герметизации защитной оболочки у оконцевателей, образовании трека на защитной оболочке, потере свойств гидрофобности защитной оболочки.

151. Выявленные на ВЛ 35-750 кВ неисправные изоляторы подлежат замене в сроки, приведенные в приложении 5 к настоящим Методическим указаниям.

152. Неисправные изоляторы на ВЛ 800 кВ подлежат замене:

1) в срочном порядке - при наличии в гирлянде изолирующей подвески свыше 30 % неисправных изоляторов;

2) в течение ближайших трех месяцев – при наличии в гирлянде изолирующей подвески от 20 до 30 % неисправных изоляторов;

3) при очередном капитальном ремонте – при наличии в гирлянде изолирующей подвески до 20 % неисправных изоляторов.

153. Значение допустимого отклонения поддерживающих изолирующих подвесок от проектного положения вдоль ВЛ не более: 200 мм для ВЛ 220 кВ и выше.

154. Разность длины различных цепей (ветвей) натяжных изолирующих подвесок одной фазы с общим узлом крепления к траверсе допускается не более ± 1 % длины подвески.

Глава 6. Капитальный ремонт воздушных линий

155. Капитальный ремонт ВЛ или отдельных участков производится в сроки, устанавливаемые в зависимости от конструкции ВЛ, технического состояния ее элементов и условий эксплуатации (природные условия, агрессивность атмосферы и грунтовых вод, состояние грунтов и другое).

156. Периодичность капитального ремонта ВЛ на железобетонных и металлических опорах – не реже 1 раза в 12 лет.

157. Капитальный ремонт выполняется за счет средств, предназначенных на ремонт. За счет средств на капитальный ремонт допускается осуществлять работы по замене отдельных опор, деталей опор, проводов, изоляторов ВЛ на приставки и другие работы. Замена всех опор в течение одного капитального ремонта ВЛ не допускается. эксплуатируемых в неблагоприятных условиях (на заболоченных участках), сплошная замена опор на отдельных участках ВЛ. Длина участков, на которых допускается сплошная замена опор при очередном капитальном ремонте, не превышает 15 % протяженности ВЛ (включая отпайки). За счет средств на капитальный ремонт выполняются все подготовительные работы по ремонту, в том числе измерения и испытания, для определения объема капитального ремонта. В случаях, когда проведение капитального ремонта ВЛ или отдельного ее участка экономически нецелесообразно, за счет средств на капитальный ремонт осуществляют только работы по поддержанию отдельных элементов ВЛ в состоянии, обеспечивающем ее нормальную эксплуатацию в течение соответствующего периода. К таким случаям относятся:

1) намечаемый перенос ВЛ в связи с предстоящим строительством на одном из участков трассы, отдельных сооружений и зданий;

2) проектируемое или предполагаемое техническое перевооружение, реконструкция или модернизация ВЛ. Вынос небольших участков ВЛ (отдельных опор), связанный с

изменением технических нормативов или условий эксплуатации, допускается производить за счет средств на капитальный ремонт.

158. При капитальном ремонте выполняются виды работы:

1) на трассе ВЛ работы, связанные с устройством проездов по трассе, планировка грунта у опор, подсыпка и подтрамбовка грунта у основания опор, установка и ремонт отбойных тумб у опор, расположенных у обочин дорог, ремонт ледозащитных сооружений опор в поймах рек, переустройство переходов, пересечений и подходов к подстанциям;

2) на железобетонных опорах защита бетона подземной части опор от действия агрессивной среды, замена отдельных опор, замена оттяжек и анкерных узлов крепления, ремонт подземной части опор (фундаментов), усиление заделки опор в грунте, выправка опор, устранение перекосов траверс, окраска металлических узлов и деталей опор, усиление или замена металлических узлов и деталей, потерявших несущую способность, ремонт светоограждений опор;

3) на металлических опорах окраска металлоконструкций опор и металлических подножников, замена узлов и деталей опор, потерявших несущую способность, усиление опор, замена отдельных опор, ремонт фундаментов, выправка опор, замена оттяжек и анкерных узлов крепления, ремонт светоограждений опор;

4) на проводах и грозозащитных тросах перетяжка (регулировка) проводов (грозозащитных тросов), замена провода (грозозащитного троса);

5) на заземляющих устройствах замена контуров заземления, замена заземляющих спусков и мест присоединения их к заземляющему контуру;

6) на изолирующих подвесках замена изоляторов, линейной арматуры, трубчатых разрядников на определенном участке опор, увеличение количества изоляторов в изолирующих подвесках на определенном участке опор, замена одних типов изоляторов на другие (на грязестойкие, а фарфоровые на стеклянные).

159. Ремонтные работы на ВЛ производятся в соответствии с планом организации работ, утвержденным техническим руководителем. Определение количества бригад, транспортных средств и механизмов, распределение отдельных видов работ между бригадами возлагается на ИТР, руководящего выполнением капитального ремонта ВЛ. Каждая бригада, работающая на ВЛ, производит по возможности весь комплекс ремонтных работ. Капитальный ремонт ВЛ или ее участков выполняется в возможно короткие сроки, в полном объеме и без недоделок. При отключении ВЛ все подготовительные работы выполняются до отключения линии. По окончании капитального ремонта ВЛ мастерами и ИТР производится приемка объема и качества выполненных работ.

160. Трассы ВЛ в лесистой местности периодически расчищаются от древесно-кустарниковой растительности высотой более 4 м. Такие работы выполняются, с применением механизмов.

161. Расчистка трасс от зарослей производится с некоторым опережением по срокам выполнения капитального ремонта ВЛ. При наличии на трассе лиственных пород древесно-кустарниковой растительности (береза, ива, ольха, осина, лещина) допускается применение химического способа расчистки трасс. Расчистка трасс от кустарника химическим способом производится согласно руководства изготовителя химического реагента. Допускается применять комбинированный метод расчистки трасс - химическая обработка с последующей уборкой остатков зарослей бульдозером. На трассах ВЛ, проходящих через зеленые массивы (заповедники, сады, парки, зеленые зоны вокруг населенных пунктов, ценные лесные массивы, защитные полосы вдоль железных и автомобильных дорог, водные пространства), периодически подрезается крона деревьев, расположенных на краю трассы. Расстояния от проводов при их наибольшем отклонении до кроны деревьев по горизонтали не менее 5 м - для ВЛ 220 кВ, 6 м - для ВЛ -500 кВ, 7 м - для ВЛ 750 кВ, 8 м – для ВЛ 1150 кВ. При прохождении ВЛ через лесные массивы обрезка деревьев производится организацией, обслуживающей ВЛ. Если ВЛ проходит через парки, сады, ценные лесные массивы и другие многолетние насаждения, обрезка деревьев производится организацией, в ведении которой находится ВЛ, либо при обоюдном согласии организацией, в ведении которой находятся эти насаждения, индивидуальными владельцами садов и других многолетних насаждений в порядке, определяемом организацией. При вырубке деревьев на трассе ВЛ обращается внимание на то, чтобы высота пней была минимальной, а сами пни были ошкурены. Срубленные и сломанные деревья, валежник и сучья складываются вне охранной зоны или на краю трассы, где имеется опасность возникновения низовых пожаров, вырывается канава глубиной 0,4 м, шириной 0,6 м, отстоящая от опоры на расстоянии 1,5-2 м. В радиусе 2 м от опоры трава и кустарники допускается удалять химическим способом.

162. Перечень участков ВЛ, где требуется проведение противопожарных мероприятий, утверждается техническим руководителем организации.

163. Ремонт железобетонных опор, приставок, свай и фундаментов. Объем ремонта железобетонных опор, свай, приставок и фундаментов определяется при осмотрах ВЛ, выборочном вскрытии подземной части опор на глубину 0,5 - 0,7 м.

164. Ширина трещин определяется с помощью микроскопа Бринелля или лупы Польди, снабженных шкалой с ценой деления 0,1 мм. Предельная прочность бетона опоры определяется с помощью эталонного молотка Кашкарова, приборов. При обнаружении агрессивного действия внешней среды на бетон опор, под воздействием которого произошло шелушение поверхности, образование волосяных трещин, ржавых пятен и потеков, растрескивание бетона вдоль арматуры, производится определение степени агрессивности среды, привлекая для этой цели лаборатории. Атмосфера является агрессивной по отношению к железобетону, если в ней содержатся кислые газы, вызывающие коррозию арматуры или бетона, в количестве более 0,01 мг/л.

165. Классификация дефектов и виды ремонта железобетонных опор приведены в таблице 1 приложения 4 к настоящим Методическим указаниям.

166. Для ремонта железобетонных опор рекомендуется применять влага и морозостойкие, повышенной прочности, для наружных работ и бетонных поверхностей сухие смеси.

167. Железобетонные бандажы, применяемые для ремонта опор с вертикальными трещинами, имеют поперечную рабочую арматуру, для ремонта опор с горизонтальными трещинами – продольную рабочую арматуру. Края бандаж на 20 см перекрывают зону разрушения бетона. В месте наложения бандаж поверхность бетона опоры насаживается зубилом. Рабочую арматуру бандаж рекомендуется выполнять из стали периодического профиля диаметром 16 мм, нерабочую (поперечную) арматуру – из катанки диаметром 5-7 мм, толщина бетонного слоя 8-10 см. После установки арматуры устанавливается опалубка, пространство между поверхностью опоры и опалубкой заполняется бетоном. В местах больших сколов бетона (с обнажением арматуры) крепится арматурная сетка, которая затем заполняется бетоном. Перед нанесением защитных покрытий или заделкой дефектов поверхность бетона очищается от грязи и пыли, а отслоения бетона - удаляется. Очистка поверхности бетона и обнаженной арматуры производится стальными щетками или скребками; масляные пятна удаляются ветошью, смоченной в бензине, ацетоне или других растворителях.

168. Выправка промежуточных одностоечных свободностоящих одноцепных и двухцепных опор, имеющих наклон поперек ВЛ, производится созданием тяжения в сторону, противоположную наклону опоры. Тяжение создается с помощью тягового механизма, обеспечивающего плавное увеличение усилия, прилагаемого к тяговому тросу. Механизм удаляется от опоры, подлежащей выправке, на расстояние не менее 1,2 ее высоты. Тяговый трос крепится на опоре на высоте около 4 м от уровня земли. По окончании выправки вершина опоры переходит на 20-30 см за вертикальное положение. До начала работ по выправке опор со стороны, противоположной наклону опоры, откапывается узкий котлован по диаметру стойки глубиной 1,2-1,5 м. При откапывании грунта экскаватором котлован ориентируется вдоль линии, возможно ближе к стволу опоры, чтобы избежать чрезмерного нарушения грунта в плоскости действия тягового усилия. Выправке подлежат опоры при угле наклона стойки более 1° (при отклонении вершины опоры от вертикального положения более чем на 25-40 см при длине стоек от 16 до 26 м). При наклоне стойки опоры на угол более 3° от вертикали выправка производится немедленно. В скальных и мерзлых грунтах выправка опор не допускается.

169. Выправка опоры с оттяжками производится:

1) опор с тросовыми оттяжками - изменением длины и тяжения в тросах оттяжек путем подтягивания гаек анкерных U -образных болтов;

2) опор с оттяжками из круглой стали (стержневой арматуры) - регулированием длины оттяжек с помощью талрепов.

170. Выправленные опоры и их детали не имеют отклонений, превышающих допустимые. Все виды оттяжек опор (в том числе оттяжки внутренних связей опор, шпренгельные оттяжки траверс) независимо от их конструктивного выполнения (из тросов, круглой стали) натягиваются без видимой слабину.

171. Тросы оттяжек и элементы крепления их к опоре и анкерным болтам периодически смазываются, оттяжки из круглой стали окрашиваются. В качестве антикоррозионных покрытий допускается использовать консервационные смазки ЗЭС.

172. Элементы опор, потерявшие из-за коррозии более 20 % поперечного сечения, заменяются или усиливаются при капитальном ремонте ВЛ.

173. Элементы опор, получившие в процессе эксплуатации прогибы свыше допустимых, заменяются, либо выправляются с помощью домкратов или стяжных болтов. Заменяемые поврежденные участки пояса или решетки опоры вырезаются, на их место накладываются равнопрочные отрезки металла требуемого профиля и длины, которые соединяются с поясами или решеткой сваркой или на болтах.

174. При сварке соединений не допускается накладывать поперечные сварные швы. Длина швов, размеры и количество болтов определяются расчетом.

175. Обнаруженные в сварных швах трещины завариваются.

Ослабленные заклепочные соединения усиливаются расклепкой или заменой заклепок, а ослабленные болтовые соединения - подтягиванием гаек. Заваренные места, накладки и другие вновь установленные детали очищаются от коррозии и окрашиваются. Металлические опоры, имеющие недопустимые наклоны, выправляются прокладками под опорные "башмаки" опоры. Прокладки применяются для устранения неплотного прилегания пят опор к фундаментам. Суммарная высота прокладок не должна превышать 40 мм. Если при выправке опор требуется одновременно освободить анкерные болты более чем на одной "ноге" опоры, опора предварительно укрепляется расчалками. Выправка опор с оттяжками и ремонт оттяжек производится в соответствии с пунктом 38 настоящих Методических указаний.

176. Металлические опоры (подножки) перед окраской очищаются от ржавчины, остатков старой краски и грязи. Особое внимание при очистке обращается на узлы соединения отдельных деталей опор и подножников, места крепления опор к подножникам и фундаментам. Перед окраской опоры и подножки очищаются от грязи и ржавчины металлическими щетками и скребками. Подготовку поверхности металлических опор под окраску допускается производить без очистки ржавчины - путем обработки ее химическими реактивами (преобразователями ржавчины). Для окраски металлических опор применяются атмосферостойкие красители (на натуральных маслах, на эпоксидной основе) или антикоррозионные цинкнаполненные композиции.

177. При отсутствии указанных красок допускается применение лаков на битумной основе, которые наносятся на опору не менее чем в два слоя; второй слой наносится после высыхания первого (не менее чем через 15-16 ч). Для продления срока службы такого покрытия требуется в верхний слой битумного лака добавлять 15 % алюминиевой пудры (по массе).

178. Смешивание битумного лака с алюминиевой пудрой производится непосредственно перед окраской в количестве, не превышающем потребность для работы одной смены (при более продолжительном хранении пудра теряет способность всплывать на поверхности лака). Во избежание взрыва при открывании и пересыпке алюминиевой пудры не допускается применять дающий искру металлический инструмент. Окраска металлических опор каменноугольным лаком не допускается.

179. Очистка и окраска опор производится, сверху вниз, сначала работы производятся на тросостойках и траверсах, а затем на стойках или стволе опоры. При окраске верхних частей опор на ВЛ, находящихся под напряжением, соблюдается особая осторожность при работе на угловых опорах, на средней и нижней траверсах двухцепных опор, на опорах типа "рюмка". Ведра с краской не допускается подвешивать на опоре над проводами и изоляторами. Подвешивать ведра с краской на траверсах допускается не ближе 1 м от места крепления изолирующих поддерживающих подвесок. При окраске концов траверс промежуточных опор для предотвращения попадания краски на изоляторы на шапку верхнего изолятора подвески надевается поддон. Перед окраской металлических подножников последние очищаются от земли и коррозии металлическими скребками и щетками, затем просушиваются. Подножники открываются битумным лаком, применяемым для окраски опор (без пудры), не менее чем 2 раза. Металлические подножники окрашиваются на глубину 0,7-1 м (в зависимости от уровня грунтовых вод). При окраске подножников на полную глубину соблюдаются требования: при установке опоры на четырех подножниках одновременно отрываются не более двух подножников, расположенных по диагонали; при установке опоры на одном подножке последний отрывается после укрепления опоры расчалками; схема крепления опор расчалками принимается в каждом отдельном случае руководителем работ. Окраска подножника производится снизу вверх; покрытию подлежат пяты опоры и анкерные болты, расположенные на уровне земли. После высыхания антикоррозионного покрытия, которое длится от 14 до 20 ч (в зависимости от свойств покрытия, температуры и влажности окружающего воздуха), котлован засыпают; засыпка котлованов сопровождается трамбовкой грунта. При этом следить, чтобы с землей в котлован не попали камни, которые могут повредить антикоррозионное покрытие.

180. Окраска металлических опор и подножников производится краскораспылителем или вручную – кистями ровным слоем, без пузырьков и подтеков. Работы по окраске металлических опор и подножников выполняются одновременно.

Окраска влажных частей опоры, окраска опоры при температуре окружающего воздуха ниже 5 °С не допускается.

181. Для соединения проводов и грозозащитных тросов применяются соединительные зажимы от изготовителя. Не допускается применять соединительные зажимы из материала, отличающегося от того, из которого изготовлены провода (тросы). Для соединения проводов из разных материалов (меди и алюминия) применяются прессуемые переходные соединительные зажимы или сварка. Болтовые переходные контактные зажимы допускается устанавливать лишь временно с последующей их заменой.

182. Монтаж всех видов соединений производится в соответствии с руководством изготовителя.

183. При обрыве двух-трех проволок провода или грозозащитного троса в поддерживающем зажиме концы этих проволок вырезать на длине 1 м (по 0,5 м в обе стороны от оси зажима). В освободившиеся от проволок места вложить отрезки проволок длиной 1 м и закрепить их по концам двумя проволочными бандажами. При массовых повреждениях провода или грозозащитного троса в местах крепления их в поддерживающих зажимах от вибрации или коррозии рекомендуется производить перемонтаж (сдвиг) провода или троса во всем анкерном пролете так, чтобы поврежденные места вышли из поддерживающих зажимов. При массовых повреждениях проводов в местах установки дистанционных распорок производится ремонт поврежденных участков, изменяются места установки распорок и затягиваются болтовые соединения распорок.

184. Если стрелы провеса проводов или грозозащитных тросов отличаются от допустимых, производится перетяжка проводов (тросов).

185. При перемонтаже проводов или грозозащитных тросов в анкерном пролете (для увеличения или уменьшения стрел провеса) производится вставка или вырезка отрезка провода (троса), длина которого определяется по формуле:

$$a = \frac{8n}{3l_{\text{пр}}} (f_{\text{тр}}^2 - f)^2$$

(1)

где a - длина вставки или вырезки, м;

n - количество промежуточных пролетов в данном анкерном пролете;

$l_{\text{пр}}$ - длина приведенного пролета, м;

$f_{\text{тр}}$ - требуемая стрела провеса, м;

f - фактическая стрела провеса, м.

186. Если длина вставки или вырезки оказывается незначительной, регулирование стрел провеса производится не нарушая целости провода, изменением длины натяжных подвесок.

187. Ремонт проводов сечением 120 мм^2 и более производится с перекладкой проводов на промежуточных опорах в монтажные ролики.

188. Для продления срока службы и во избежание ржавления грозозащитных стальных тросов рекомендуется производить периодически их смазку. В качестве антикоррозионных покрытий допускается использовать консервационные смазки ЗЭС. Смазка производится до появления коррозии тросов

189. Ремонт изолирующих подвесок, чистка (обмыв) изоляции. Неисправные элементы изолирующих подвесок, арматуры или установленные с отклонением от проекта (например, изоляторы и арматура не соответствуют проекту, гасители вибрации и дистанционные распорки смещены от своего проектного положения, изолирующие подвески отклонены от проектного положения на расстояния, превышающие допустимые) заменяются новыми, соответствующими проекту, и устанавливаются согласно проекту.

190. В случаях, когда на проводах и грозозащитных тросах ВЛ с подвесными изоляторами отсутствуют гасители вибрации, то они устанавливаются до появления видимых следов вибрации согласно ПУЭ.

191. При интенсивном загрязнении изоляторов изолирующих подвесок (солевыми отложениями, уносами промышленных объектов) рекомендуется производить их периодическую чистку.

192. Сроки периодической чистки изоляторов устанавливаются техническим руководителем в зависимости от интенсивности и характера загрязнения, атмосферных условий

193. Чистку изоляторов допускается производить: вручную при снятом напряжении или путем обмыва изоляторов непрерывной струей воды под напряжением при снятии напряжения с ВЛ.

194. Чистка изоляторов вручную производится сухой ветошью, затвердевшие загрязнения чистят тряпками, смоченными в зависимости от состава загрязнителя водой или растворителем (бензином, бензолом и пр.). В последнем случае требуется повторная протирка изоляторов сухой чистой ветошью.

195. Обмыв изоляторов допускается производить непрерывной струей воды высокого - более 1 МПа (10 кгс/см^2) и низкого - менее 1 МПа (10 кгс/см^2) давления при скорости ветра не более 10 м/с , отсутствии грозы и признаков ее приближения.

196. При наличии на поверхности изоляторов особо стойких загрязнений (например, цементных отложений), очистка которых представляет значительные трудности и требует длительных отключений ВЛ, загрязненные изоляторы заменяются новыми.

197. В местах с частым образованием гололеда или изморози на проводах и грозозащитных тросах ВЛ в сочетании с сильными ветрами, в районах с частой и интенсивной пляской проводов и в случаях, когда возможно недопустимое приближение освободившихся от гололеда проводов к тросам, покрытым гололедом, производится плавка гололеда электрическим током.

198. К плавке гололеда приступают немедленно по получении сообщения о нарастании гололеда на проводах и грозозащитных тросах, до того, как нагрузка от гололеда превзойдет допустимое значение.

199. Для своевременной организации плавки гололеда на ВЛ устанавливаются устройства, сигнализирующие о его появлении на проводах и тросах (сигнализаторы гололеда), например, типа СГ-62, ДСГ-68, БДГ-2.

200. Во время плавки гололеда на ВЛ дежурят электромонтеры, сообщающие о ходе его плавки. При сообщении об удалении гололеда с проводов (тросов) плавка прекращается. Расчет тока и выбор напряжения источника электроэнергии для плавки гололеда на проводах (тросах) производятся в зависимости от схемы плавки.

201. Выбор метода и схемы плавки гололеда определяется режимом и условиями работы данной ВЛ (схемой сети, потребляемой мощностью электроустановками потребителей, зоной гололедообразования, возможностью отключения ВЛ). Плавку гололеда допускается производить как с отключением ВЛ на время плавки, так и без отключения.

202. Плавка с отключением ВЛ производится:

- 1) токами короткого замыкания, искусственно создаваемого в сети;
- 2) встречным включением фаз трансформаторов;
- 3) комбинированным использованием указанных выше способов;
- 4) постоянным током от отдельного источника.

204. Плавка без отключения ВЛ производится:

- 1) увеличением токов нагрузки ВЛ путем изменения схемы коммутации сети;
- 2) пофазной плавкой при работе ВЛ по схеме двух проводов - земля.

203. Наиболее простым способом плавки гололеда является увеличение токов нагрузки ВЛ, использование его ограничено режимом работы энергосистемы. Этот способ применяется не только для плавки гололеда, но и для предупреждения его образования при возникновении неблагоприятных атмосферных условий. Для плавки гололеда допускается применять как переменный, так и постоянный ток. Постоянный ток применяется в случаях, когда применение переменного тока невозможно или сопряжено с большими трудностями. Особенно эффективно применение постоянного тока при плавке гололеда на ВЛ с большими сечениями проводов (300 мм и выше). Для плавки гололеда постоянным током используются выпрямительные установки.

204. Плавку гололеда переменным током на проводах допускается производить по одному из способов:

1) трехфазного короткого замыкания согласно рисунку 1 приложения 4 к настоящим Методическим указаниям, двухфазного короткого замыкания; однофазного короткого замыкания;

2) при последовательном соединении проводов всех фаз - по схеме "змейка" согласно рисунку 2 приложения 4 к настоящим Методическим указаниям, встречного включения фаз трансформаторов согласно рисунку 3 приложения 4 к настоящим Методическим указаниям;

3) перераспределения нагрузок в сети путем повышения токовой нагрузки обогреваемой линии;

4) наложения дополнительных токов на рабочий ток обогреваемой ВЛ.

205. Наиболее распространенными схемами плавки гололеда на тросах являются:

1) "трос - земля" - эта схема применяется в основном для обогрева тросовых подходов к подстанциям, непротяженных ВЛ 35, 110 кВ и отдельных участков ВЛ 220 кВ;

2) "трос - трос" - эта схема применяется для обогрева тросов ВЛ 220 кВ и выше с двумя грозозащитными тросами.

206. Значение тока и продолжительность, плавки гололеда переменным током на медных, алюминиевых и сталеалюминиевых проводах и грозозащитных тросах, приведены в рисунку 1 приложения 4 к настоящим Методическим указаниям.

207. Минимальное значение тока, при котором осуществляется плавка гололеда, составляет 0,85 значения длительно допустимой нагрузки на ВЛ.

208. Значение тока плавки гололеда на стальных проводах и тросах ориентировочно принимается, исходя из плотности тока 2 А/мм^2 .

209. При создании схем для плавки гололеда токами короткого замыкания не рекомендуется пользоваться для заземления заземляющими контурами электростанций и подстанций. Заземление проводов ВЛ в этом случае независимое.

210. Для закорачивания фаз или установки заземлений при сборке схем плавки гололеда рекомендуется применять стационарные коммутационные аппараты с ручным или дистанционным управлением.

211. Схемы плавки гололеда разрабатываются для каждой ВЛ с указанием значения тока плавки гололеда, максимального тока, допустимого по техническому состоянию элементов ВЛ, оборудования подстанций, материалов и оборудования.

212. Для удаления гололеда на небольших участках ВЛ, когда применение плавки гололеда невозможно, рекомендуется производить механическую очистку проводов (тросов).

213. Для механической очистки проводов и тросов от гололеда применяются способы:

1) сбивание гололеда деревянными, бакелитовыми, стеклопластиковыми шестами;

2) срезание гололеда металлическим крюком (например, четырехгранным), протаскиваемым по проводу с помощью двух шестов;

3) срезание гололеда металлическим тросиком, перекинутым через провод или трос, концы которого тянут два человека, идущие вдоль ВЛ;

4) очистка гололеда с помощью деревянной рогатки, которая накидывается на провод или трос и протаскивается вдоль очищаемого пролета с помощью веревки.

214. Удаление гололеда с провода производится как на отключенной ВЛ, так и на ВЛ, находящейся под напряжением. В последнем случае используются шесты и канаты из изоляционного материала.

215. Восстановление обозначений, предупредительных плакатов и сигнальных знаков. На опорах ВЛ периодически восстанавливаются постоянные знаки - номер опоры, номер линии (условное обозначение), расцветка фаз, предупредительные плакаты, на берегах в местах пересечения с судоходной или сплавной рекой, каналом или водохранилищем - сигнальные знаки.

216. Работы по восстановлению обозначений, предупредительных плакатов и сигнальных знаков производятся при очередных капитальных ремонтах ВЛ.

217. При неисправности (исчезновении) обозначений или плакатов на отдельных опорах ВЛ они восстанавливаются при очередном осмотре ВЛ.

Постоянные обозначения и предупредительные плакаты выполняются из металла или наносятся по трафарету на поверхность металлических и железобетонных опор атмосферостойкой краской. При осмотрах ВЛ с вертолетов или самолетов размеры цифр и букв обозначений опор для возможности прочтения их рекомендуется принимать по высоте 25-30 см.

218. Законченные работы капитального ремонта принимаются службой линий или техническим руководством организации электрических сетей, с составлением акта приемки ВЛ после капитального ремонта.

219. При выполнении работ, не предусмотренных планом-графиком, делается соответствующая запись в журнале учета работ на ВЛ (приложение 6 к настоящим Методическим указаниям).

220. В записях в журнале учета работ на ВЛ указывается объем выполненной работы, дата выполнения работы, фамилии электромонтеров и производителя работ.

221. Ежегодно в паспорте линии согласно приложению 6 к настоящим Методическим указаниям отражаются изменения характеристики ВЛ (новые пересечения, переустройства).

Глава 7. Аварийно-восстановительные работы на воздушных линиях

222. Аварийно-восстановительные работы на ВЛ производятся в неплановом порядке. Объем работ по ликвидации аварийных повреждений определяется на основе данных о характере и объеме повреждений, местах повреждений.

223. В организации разрабатываются организационно-технические мероприятия по сокращению продолжительности аварийных простоев ВЛ и быстрейшему вводу их в работу, проводится обучение персонала методам и технологии производства восстановительных работ (противоаварийные тренировки), подготовлены материалы и оборудование, транспортные средства, намечены маршруты скорейшей доставки бригад к месту работ, отлажена связь между диспетчером и руководителями работ, производителями работ и бригадами.

224. Для сокращения продолжительности обесточения ВЛ и аварийного недоотпуска электроэнергии потребителям рекомендуется:

- 1) переходить на работу ВЛ 110-220 кВ двумя фазами с отключением поврежденной фазы (не полнофазный режим работы ВЛ);
- 2) производить пофазный ремонт ВЛ 35-220 кВ, выполнять работы на отключенной фазе при передаче мощности по двум другим фазам.

225. Не полнофазный режим и пофазный ремонт выполняются согласно плану организационных работ.

226. Для перевода ВЛ на работу двумя фазами обеспечивается пофазное управление выключателем или разъединителем на питающей стороне и разъединителем на приемной стороне. Отключение поврежденной фазы разъединителем с приемной стороны осуществляется на полностью обесточенной ВЛ.

227. Если ВЛ осталась отключенной вследствие однофазного замыкания на землю, перевод ВЛ на работу двумя фазами в зависимости от местных условий производится после установления вида замыкания или после проверки линии с помощью приборов для определения места повреждения.

228. Предельная мощность, которую допускается передавать по двум фазам ВЛ, определяется расчетом и испытанием по условиям асимметрии токов в генераторах, влияния на линии связи, автоблокировки.

229. Для ликвидации повреждений на ВЛ в организациях создаются аварийные запасы древесины, проводов, изоляторов, арматуры и других материалов. Использование материалов аварийного запаса для плановых ремонтов не допускается.

230. Аварийный запас материалов и оборудования создается за счет средств, выделяемых на строительство новых воздушных линий электропередачи.

Допускается пополнение аварийного запаса за счет средств, выделяемых на капитальный ремонт. Для пополнения аварийного запаса используются материалы и оборудование, оставшиеся неповрежденными при аварии и демонтированные в процессе ее ликвидации.

231. При изменении протяженности ВЛ (после ввода в эксплуатацию новых ВЛ или приема ВЛ от других организаций) корректируется объем аварийного запаса.

232. Аварийный запас материалов для ВЛ 220-1150 кВ создается во всех организациях.

233. Нормы аварийного запаса устанавливаются из расчета на каждые 100 км вновь сооружаемой ВЛ. При протяженности ВЛ, меньшей или большей 100 км, количество материалов аварийного запаса изменяется пропорционально длине ВЛ (с округлением до целого числа).

234. Виды и типы материалов, предназначенных для создания аварийного запаса для ВЛ 220 кВ и выше, устанавливаются проектной организацией с учетом наиболее повреждаемых элементов ВЛ.

235. Строительные организации при заказе материалов и оборудования для строительства ВЛ 220 кВ и выше включают в заявку материалы и оборудование, предназначенные для создания аварийного запаса, с последующей передачей их со своего баланса на баланс эксплуатирующей организации.

236. В случае прохождения вновь проектируемой ВЛ 220 кВ и выше по территории двух или нескольких энергоуправлений (объединений) аварийный запас материалов, приобретаемый для этой линии, распределяется между энергоуправлениями (объединениями) пропорционально длине проходящей по их территории линии.

237. В энергоуправлении (объединении) на основе передаваемых ему материалов аварийного запаса для ВЛ 35 кВ и выше создается аварийный запас для всех обслуживаемых им ВЛ указанных классов напряжений. Аварийный запас определяется, исходя из суммарной протяженности этих ВЛ в пределах энергоуправления (объединения). Количество, виды и типы материалов аварийного запаса для ВЛ 35 кВ и выше утверждаются руководством энергоуправления (объединения).

238. Руководству энергоуправления (объединения) предоставляется право определять виды и типы опор, марки проводов, грозозащитных тросов, линейной арматуры и изоляторов аварийного запаса, исходя из характеристик эксплуатируемых энергоуправлением (объединением) и сооружаемых ВЛ, ориентируясь на наиболее распространенные в пределах энергоуправления (объединения) и наиболее повреждаемые элементы ВЛ.

239. Запас материалов, израсходованных при аварийно-восстановительных работах на ВЛ 220 кВ и выше, пополняется в кратчайший срок. Для пополнения аварийного запаса используются материалы, оборудование, элементы опор, оставшиеся неповрежденными и демонтированные в процессе ликвидации аварии. Допускается восстановление аварийного запаса за счет средств, выделяемых на капитальный ремонт. Объем, номенклатура, схема размещений и порядок хранения аварийного запаса региона устанавливаются территориальным департаментом энергоуправления. Аварийный запас региона размещается на складах энергоуправления, аварийный запас энергоуправления допускается размещать на складах энергоуправления или его подразделений. Места хранения аварийного запаса определяются по схеме организации эксплуатации энергообъединения.

240. Материалы аварийного запаса хранятся в отведенных местах. Не допускается хранение аварийного запаса вместе с материалами и оборудованием, предназначенными для выполнения капитального ремонта. В местах хранения аварийного запаса находится перечень его с указанием объема по нормам и фактического наличия, видов и типов материалов запаса. Хранение и размещение аварийного запаса материалов обеспечивает его исправное состояние, возможность быстрого получения и доставки на трассу ВЛ в аварийных случаях. Древесина хранится в штабелях, железобетонные опоры и приставки - в штабелях с прокладками между слоями, провод - на барабанах или в бухтах под навесом. Техническое состояние аварийного запаса проверяется персоналом службы линий не реже двух раз в год. При обнаружении каких-либо нарушений в комплектовании или хранении аварийного запаса принимаются меры по их устранению. Аварийный запас древесины рекомендуется заменять новым, из поступающего для капитального ремонта, не реже 1 раза в 2 года.

241. При ликвидации аварий, связанных с массовыми повреждениями ВЛ, в первую очередь расходуется аварийный запас энергоуправления, в случае его нехватки – аварийный запас соответствующего региона.

242. При массовых повреждениях, которые не могут быть ликвидированы за счет аварийных запасов энергоуправлений и регионов, руководство энергоуправления организует получение недостающего количества материалов от других организаций.

243. При разрушениях ВЛ, вызванных стихийными бедствиями (гололед, наводнение, ледоход, ураган, лесной пожар и другое), или при возникновении угрозы их разрушения руководству энергоуправления, в ведении которого находятся эти ВЛ, рекомендуется обратиться за помощью в местные органы исполнительной власти, которые в пределах своих полномочий привлекают граждан, транспортные средства и механизмы к работам по предотвращению и ликвидации разрушений этих ВЛ. Оплата восстановительных работ производится энергоуправлением.

244. Для ликвидации аварий на ВЛ допускается вырубка отдельных деревьев в лесных массивах и на лесозащитных полосах, прилегающих к трассе этих ВЛ, с последующим оформлением лесорубочных билетов (ордеров)".

Глава 8. Меры безопасности при эксплуатации воздушных линий

245. Работы на ВЛ выполняются с соблюдением требований Правил охранных зон. Основными условиями безопасности при эксплуатации ВЛ являются:

1) для работ со снятием напряжения выполнение технических мероприятий по отключению ВЛ, обеспечивающих невозможность подачи рабочего напряжения к месту работы, проверка отсутствия напряжения на рабочем месте, правильность установки заземлений на рабочем месте, выполнение технических мероприятий по снятию наведенного напряжения на проводах и грозозащитных тросах отключенных и

заземленных, строящихся ВЛ не более 42 В при работах вблизи ВЛ переменного тока, находящихся под напряжением, и на одной отключенной и заземленной цепи многоцепной ВЛ, когда другие цепи находятся под напряжением;

2) для работ под напряжением на токоведущих частях выполнение работ по нарядам – допускам, предусматривающим необходимые меры безопасности, применение средств защиты, удовлетворяющих требованиям действующих правил применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках, применение индивидуальных экранирующих комплектов, обеспечивающих защиту от вредного влияния электрического поля;

3) для работ без снятия напряжения на нетокковедущих частях запрещение приближаться к токоведущим частям ВЛ на расстояния, меньшие допустимых, запрещение подниматься на опору или конструкцию при осмотре ВЛ или воздушного переключательного пункта, применение мер по защите от воздействия электрического поля ВЛ переменного тока;

4) все виды работ на ВЛ выполняются только по нарядам или распоряжениям;

5) при осмотре ВЛ в темное время суток идти под проводами не разрешается;

6) подниматься на опору и работать на ней допускается только в случаях, когда имеется полная уверенность в достаточной прочности опоры, в частности ее основания ;

7) способы валки и установки опоры способы ее укрепления во избежание отклонения опоры разрабатываются до начала производства работ;

8) опоры, не рассчитанные на одностороннее тяжение проводов и грозозащитных тросов, временно подвергаемые такому тяжению, укрепляются во избежание их падения;

9) при замене деталей опор исключается возможность смещения или падения опоры ;

10) выбирается схема подъема груза, блоки размещаются с таким расчетом, чтобы не возникали усилия, которые могут вызвать повреждения опоры.

Глава 9. Приемка воздушных линий в эксплуатацию

246. Наблюдение за ВЛ в период строительства. При сооружении на территории электрических сетей новых ВЛ, предназначенных для передачи в эксплуатацию организации, его ИТР:

1) знакомится (до начала работ) с проектной документацией на сооружаемую ВЛ;

2) организует периодический технический надзор (комплекс экспертно-проверочных мероприятий, осуществляемых с целью обеспечения точного соблюдения определяемых проектом стоимости, сроков, объемов и качества производимых работ и строительных материалов) за производством строительных и монтажных работ на период сооружения ВЛ.

247. При сооружении новой ВЛ, имеющей принципиальные конструктивные отличия от эксплуатируемых, или применении новых методов монтажных работ руководство электрических сетей откомандировывает электромонтеров и мастеров на строительство для ознакомления с новым оборудованием и практического освоения новых методов монтажа, инструмента и механизмов.

248. Для осуществления технического надзора выделяются квалифицированные, с большим опытом работы электромонтеры и ИТР электрических сетей. Они проинструктированы о порядке надзора, наиболее часто встречающихся недостатках. Периодичность технического надзора устанавливается техническим руководством электрических сетей.

249. При проведении технического надзора внимание обращается на выполнение скрытых работ - правильность заглубления железобетонных опор, установку предусмотренных в проекте ВЛ ригелей, уплотнения пазух котлованов гравийно-песчаной смесью, правильность монтажа соединений и прочее.

250. Обо всех обнаруженных дефектах и недоделках при производстве строительно-монтажных работ представители электрических сетей на месте работ сообщают представителю строительно-монтажной организации для своевременного их устранения и по возвращении с линии – в службу линии своей организации.

251. По окончании работ на сооружаемой ВЛ строительно-монтажная организация в письменной форме извещает энергоуправление о готовности ВЛ к сдаче в эксплуатацию и включению под напряжение.

252. Не допускается приемка в эксплуатацию ВЛ:

- 1) с дефектами и недоделками строительства и монтажа;
- 2) с отступлениями от утвержденного проекта, нормативных документов или состава пускового комплекса, не согласованными с заказчиком и проектной организацией;
- 3) без проведения испытаний и проверки объектов, относящихся к ВЛ.

253. Для приемки ВЛ в эксплуатацию назначается приемочная комиссия из представителей заказчика, генерального подрядчика, генерального проектировщика, органов государственного санитарного надзора, органов государственного пожарного надзора, органов по использованию и охране водных ресурсов, технической инспекции Совета профсоюзов, профсоюзной организации заказчика и финансирующего банка.

254. Председатель приемочной комиссии утверждается органом, назначающим приемочную комиссию.

255. До предъявления ВЛ приемочной комиссии производится ее приемка рабочими комиссиями, назначаемыми заказчиком из представителей заказчика (председателя комиссии), генерального подрядчика, субподрядных организаций, проектной организации, технической инспекции профсоюзов, профсоюзной организации заказчика, органа государственного санитарного надзора; по решению заказчика к

работе рабочих комиссий могут привлекаться представители других заинтересованных организаций.

256. Рабочие комиссии до предъявления заказчиком приемочной комиссии ВЛ к приемке в эксплуатацию проверяют соответствие объемов выполненных строительно-монтажных работ проекту, сметной документации, нормативным техническим документам, производится детальный осмотр и проверку линии, ее элементов, зданий, сооружений и оборудования, входящих в комплекс ВЛ, с выборочной проверкой скрытых работ, производят проверку качества выполненных строительно-монтажных работ, дают им и проектным работам оценки; составляют протоколы испытаний, ведомости с перечислением всех обнаруженных дефектов и недоделок.

257. Рабочие комиссии имеют право образовать подкомиссии по проверке готовности отдельных элементов ВЛ, производить контрольные испытания отдельных элементов ВЛ, проверять качество произведенных скрытых работ (закладка фундаментов, соединение проводов, устройство контуров заземлений) по данным, указанным в актах приемки скрытых работ, представленных генеральным подрядчиком, правильность указанных в актах результатов испытаний и измерений (сопротивления заземлений, изоляции, соединений проводов, отметок фундаментов опор).

258. Работы, связанные с выявлением возможных скрытых дефектов (частичные вскрытия фундаментов, контуров заземления и др.), и контрольные испытания, производимые по решению приемочной или рабочей комиссии, выполняются силами строительно-монтажной организации за счет заказчика, а работы, связанные с устранением выявленных при приемке дефектов, недоделок строительства и монтажа ВЛ, - силами и за счет средств строительно-монтажной организации. При этом к работе привлекаются в установленном порядке ИТР и рабочие подрядчика и его субподрядных организаций, их транспорт, механизмы, приборы, инструменты и приспособления.

259. До момента принятия ВЛ в эксплуатацию приемочной комиссией строительно-монтажная организация обеспечивает безопасное проведение работ по выявлению и устранению дефектов и недоделок, контрольных испытаний и работ, производимых по решению приемочной или рабочей комиссии.

260. Для ускорения работ по сдаче-приемке ВЛ строительно-монтажная организация по договоренности с эксплуатирующей организацией предъявляет к приемке рабочим комиссиям отдельные законченные строительством участки ВЛ, ограниченные с обеих сторон подстанциями, переключательными пунктами или участками, врезанными в действующие линии. По договоренности с заказчиком допускается предъявлять к осмотру и проверке отдельные законченные строительством анкерные участки.

261. Законченные строительством отдельно стоящие сооружения подсобного производственного или обслуживающего назначения, входящие в комплекс строительства ВЛ (ремонтные базы, монтерские пункты, склады, гаражи, санитарно-бытовые помещения и другое) допускается вводить в действие в процессе строительства ВЛ по мере их готовности при условии приемки их рабочими комиссиями в эксплуатацию вместе со смонтированным в них оборудованием.

262. Устранение дефектов и недоделок в соответствии с ведомостью дефектов и недоделок производится строительно-монтажной организацией, осуществляющей строительство ВЛ, до подписания рабочей комиссией актов приемки ВЛ (здания, сооружения или оборудования).

263. После сообщения строительно-монтажной организацией об устранении перечисленных в ведомости дефектов и недоделок рабочая комиссия убеждается в их устранении и после этого составляет акт приемки.

264. Генеральный подрядчик представляет рабочим комиссиям документацию список организаций, участвовавших в производстве строительно-монтажных работ, с указанием выполненных ими видов работ, ведомость объектов, предъявляемых к приемке, ведомость отступлений от утвержденного проекта, в ведомости перечисляются лишь важнейшие принципиальные отклонения с указанием причин, вызвавших эти отклонения, и ссылкой на акты, протоколы, заключения экспертизы и другие документы, их обосновывающие, ведомость недоделок строительных и монтажных работ. Ведомость составляется до начала приемки, один ее экземпляр прилагается к сообщению о готовности ВЛ к приемке. Все не законченные строительством сооружения, непосредственно относящиеся к сдаваемой ВЛ, несмотря на то, что они представляют самостоятельные объекты, учитываются как недоделки и вносятся в отдельную ведомость, комплект рабочих чертежей на строительство предъявляемой к приемке ВЛ, разработанных проектными организациями, с подписью лиц, обеспечивающих производство строительно-монтажных работ, о соответствии выполненных в натуре работ этим чертежам или внесенным изменениям в рабочие чертежи. Указанный комплект рабочих чертежей является исполнительной документацией, паспорт ВЛ, трехлинейная схема ВЛ с нанесением расцветки фаз, транспозиции проводов и номеров всех опор, журналы работ по устройству фундаментов под опоры, журналы работ по монтажу опор, журналы по монтажу заземления опор, акты приемки скрытых работ по фундаментам и заземлению опор, журналы всех видов соединений проводов и грозозащитных тросов, в том числе и сварных, журналы монтажа натяжных и ремонтных зажимов проводов и грозозащитных тросов, журналы монтажа проводов и грозозащитных тросов в анкерных участках, акты (протоколы) измерений и осмотров переходов и пересечений, составленные строительно-монтажной организацией совместно с представителями заинтересованных организаций, протоколы измерений заземляющих устройств опор,

перечень аварийного запаса материалов и оборудования, передаваемого на баланс эксплуатирующей организации.

Вся перечисленная документация после окончания работы рабочей комиссии хранится у эксплуатирующей организации.

265. Эксплуатирующая организация помимо документации, перечисленной в этом пункте, предъявляет приемочной комиссии материалы утвержденную проектно-сметную документацию, технический (технорабочий) проект, технические проекты отдельных участков ВЛ (сложных переходов, отдельных сложных участков трассы), акты рабочих комиссий о приемке ВЛ, зданий, сооружений, оборудования и ведомости отступлений от проекта и нормативно-технических документов, документацию по отводу земель под трассу ВЛ, согласованную с соответствующими организациями, перечень проектных организаций, участвовавших в проектировании ВЛ, предъявляемой к сдаче, справку о соответствии фактической стоимости строительства ВЛ, предусмотренной в утвержденном проекте, справки проектных и строительно-монтажных организаций о применении на построенной ВЛ новых технических решений, полный перечень (опись) документации, передаваемой эксплуатирующей организацией приемочной комиссии.

266. Приемочная комиссия проверяет всю документацию, переданную ей заказчиком, устанавливает полноту документации и соответствие ее сдаваемой ВЛ и ее объектам, проверяет отступления от проекта, сделанные в процессе сооружения ВЛ, документацию по отступлениям и их обоснованность и дает свое заключение по этому вопросу.

267. На основании актов и других документов рабочих комиссий личных осмотров ВЛ, ознакомления с технической документацией приемочная комиссия составляет ведомость недоделок, подлежащих устранению на ВЛ к моменту ее включения, с календарными сроками исполнения, определяет качество работ, соответствие их проекту, готовность ВЛ к передаче в эксплуатацию.

268. Приемочная комиссия дает оценку качеству строительно-монтажных и проектных работ.

269. Устранение обнаруженных дефектов и недоделок производится до подписания акта приемки приемочной комиссией.

270. Приемочная комиссия после проверки предъявленной к сдаче ВЛ, рассмотрения технической документации дает письменное разрешение на включение ВЛ на номинальное напряжение.

271. Включение принимаемой в эксплуатацию ВЛ под напряжение производится эксплуатационным персоналом после получения разрешения приемочной комиссии и письменного уведомления от строительной организации о том, что люди с ВЛ удалены, заземления с проводов и грозозащитных тросов сняты и ВЛ подготовлена к включению под напряжение.

272. Передаваемая нагрузка по ВЛ устанавливается приемочной комиссией в зависимости от наличия передаваемой и потребляемой мощностей к моменту ее включения.

273. При безотказной работе ВЛ под номинальным напряжением и под нагрузкой непрерывно в течение 24 ч. приемочная комиссия оформляет акт передачи ВЛ в эксплуатацию, после чего ВЛ переходит в ведение эксплуатирующей организации.

274. Если к моменту приемки ВЛ отсутствует возможность включения ее под номинальное напряжение, органом, назначавшим приемочную комиссию, утверждается пусковая схема с включением ВЛ на пониженное напряжение. В этом случае ВЛ включается на пониженное напряжение, и приемочная комиссия после безотказной работы ВЛ в течение 24 ч в решении акта отмечает принятие в эксплуатацию ВЛ на этом напряжении. В дальнейшем перевод ВЛ на номинальное напряжение осуществляется по указанию органа, назначавшего приемочную комиссию.

275. Акт приемки в эксплуатацию линии электропередачи рассматривается и утверждается органом, назначившим приемочную комиссию, не позднее чем в месячный срок после представления акта.

276. При приемке ВЛ в эксплуатацию изменение предусмотренных проектом технико-экономических показателей не допускается. В исключительных случаях изменение этих показателей допускается органом, утверждающим акт приемки ВЛ в эксплуатацию, по представлению приемочной комиссии. Приемочная комиссия, если по ее мнению ВЛ не может быть принята в эксплуатацию, предоставляет мотивированное заключение об этом в орган, назначивший комиссию, а копию - заказчику и генеральному подрядчику. Акт приемки ВЛ комиссией является основанием для включения в отчеты сведений о вводе ВЛ в эксплуатацию.

277. Дата подписания акта приемочной комиссией считается датой ввода ВЛ в эксплуатацию. С момента подписания указанного акта ВЛ считается принятой заказчиком (эксплуатирующей организацией).

Глава 10. Техническое перевооружение, реконструкция и модернизация воздушных линий

278. На ВЛ производятся работы по ее техническому перевооружению, реконструкции, модернизации.

Работы по техническому перевооружению, реконструкции и модернизации ВЛ производятся на основании проектно-сметной документации, разработанной по результатам обследования, испытания и оценки технического состояния ВЛ или их элементов. Обследование ВЛ или их элементов производится заказчиком (владельцем ВЛ) своими силами или по договору с другими организациями. Обследование производится полностью всей ВЛ (или отдельных ее элементов) или выборочно в соответствии с требованиями Правил.

279. Техническое перевооружение ВЛ включает мероприятия по повышению технико-экономического уровня ВЛ, внедряемые на основе передовой техники и технологии, по повышению ее пропускной способности, снижению воздействия на окружающую среду.

К техническому перевооружению ВЛ относятся:

- 1) сооружение взамен старой ВЛ новой ВЛ более высокого класса напряжения;
- 2) перевод линии на более высокое напряжение (не предусмотренное проектом) путем подвески дополнительных проводов в фазе, подвески второй цепи, увеличения сечения проводов;
- 3) замена воздушной линии (участка) кабельной;
- 4) подвеска грозозащитных тросов (не предусмотренного проектом) на существующих опорах;
- 5) замена грозозащитного троса (не предусмотренного проектом) на ОКГТ;
- 6) оборудование участков ВЛ устройствами защиты от влияния электрического поля (не предусмотренный проектом) для обеспечения безопасности обслуживания ВЛ на участках пересечения с ВЛ 220-1150 кВ;
- 7) оборудование опор устройствами защиты от птиц (не предусмотренными проектом).

Реконструкция ВЛ включает мероприятия по переустройству, продлению срока службы, усилению изоляции, внесению значительных изменений в их конструктивное исполнение путем приведения ее характеристики к современным нормативным требованиям, учета действующих региональных карт и физических внешних нагрузок.

280. К реконструкции ВЛ относятся:

- 1) сплошная замена дефектных (неисправных) опор аналогичными (из того же или другого материала) на участках ВЛ общей длиной более 15 % протяженности ВЛ или при общем количестве заменяемых опор более 30 % от установленных на ВЛ;
- 2) установка дополнительных опор в пролетах ВЛ или замена опор более прочными ;
- 3) усиление опор (без их замены) путем установки ветровых связей, ригелей, тросовых оттяжек, замены отдельных элементов более прочными на участках ВЛ;
- 4) замена дефектного провода (грозозащитного троса) аналогичным той же марки на участках ВЛ при их длине не более 15 % общей протяженности ВЛ;
- 5) замена изоляторов нормального исполнения грязестойкими на участках ВЛ.

281. Модернизацией ВЛ являются мероприятия по повышению их технико-экономических показателей, улучшению условий эксплуатации, повышению надежности и безопасности обслуживания за счет совершенствования отдельных узлов или элементов.

К модернизации ВЛ относятся:

1) замена опор на современные облегченные конструкции (многогранные, из гнутого профиля, стеклопластиковые), занимающие меньшую площадь земли и не уступающие механическим характеристикам существующим опорам;

2) замена подземных анкерных узлов крепления тросовых оттяжек на с надземным расположением анкерного узла;

3) замена проводов на провода нового поколения с повышенной пропускной способностью;

4) замена изоляторов на современные облегченные конструкции (стеклянные, полимерные) и не уступающие по электрическим характеристикам существующим изоляторам;

5) замена линейной арматуры на модифицированные, более надежные, имеющие дополнительные улучшающие технические характеристики.

282. Приемка в эксплуатацию ВЛ после ее технического перевооружения, реконструкции и модернизации производится в соответствии с Правилами приемки в эксплуатацию энергообъектов электростанций, электрических и тепловых сетей после технической модернизации, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 13 февраля 2015 года № 90 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативно правовых актов за № 10453).

Приложение 1
к Методическим указаниям по
эксплуатации
воздушных линий электропередачи
напряжением 220-500-1150 кВ

Нормативы комплектования транспортными средствами для обслуживания воздушных линий электропередач

№	Категории транспортных средств	Расчетный норматив на 1000 км воздушных линий электропередачи
		L
1	Автогидроподъемники	1,8
2	Автокраны	2,2
3	Автопогрузчики	1,2
4	Автоцистерны (пожарные машины, масловозы, водовозы, топливозаправщики)	1
5	Бурильные машины	0,5
6	Вездеходы	1,8
7	Грузовые автомобили	3
8	Грузопассажирские автомобили	3,2
9	Мототехника (снегоходы, квадроциклы)	0,8

10	Опоровозы	0,6
11	Передвижные агрегаты (сварочные агрегаты, электростанции)	1,9
12	Прицепы, полуприцепы	2,6
13	Седельные тягачи	2
14	Телевышки	2
15	Трактора	3,4
16	Универсальные автомобили	1,1
17	Экскаваторы	2,4
18	Электролаборатории	1,1

Примечание:

1. Для обслуживания воздушных линий электропередачи северной энергетической зоны Казахстана, дополнительно учитывается один снегоход на 1000 км ВЛ при расчете нормативного количества мототехники (

M_c

). Распределение Единой электроэнергетической системы Казахстана по энергетическим зонам приведено в постановлении Правительства РК № 1129.

M_c для северной энергетической зоны Казахстана определяется по следующей формуле:

$$M_c = \frac{l(1 + L)}{1000}, \quad (2)$$

где: L – расчетный норматив на 1000 км воздушных линий электропередачи;
 l – протяженность воздушных линий электропередачи (по трассе).

2. Для остальных энергетических зон Казахстана расчет нормативного количества мототехники (M) определяется по формуле:

$$M = \frac{l * L}{1000}, \quad (3)$$

где: L – расчетный норматив на 1000 км воздушных линий электропередачи;
 l – протяженность воздушных линий электропередачи (по трассе).

2. Нормативное количество транспортно-бытовых машин (

T

) на 4 человек в бригаде определяются по формуле:

$$T = \frac{A}{4},$$

(4)

где: A – количество линейного персонала с водителями, чел.

3. Нормативное количество мобильных жилых зданий (Z)

на 8 человек в бригаде определяются по формуле:

$$Z = \frac{B}{8},$$

(5)

где: B – количество линейного персонала с водителями, чел.

Приложение 2
к Методическим указаниям по
эксплуатации воздушных
линий электропередачи
напряжением 220-500-1150 кВ

Техническое обслуживание воздушных линий

Таблица 1. Перечень работ, выполняемых при техническом обслуживании ВЛ, и сроки их проведения согласно документа, указанного в подпункте 4 пункта 7 настоящих Методических указаний

Наименование работы	Сроки проведения	Примечание
1	2	3
1. Осмотры ВЛ		
1.1. Периодические осмотры в дневное время:		По графикам, утвержденным техническим руководителем организации
1.1.1. Осмотр без подъема на опоры	Не реже 1 раза в год	
1.1.2. Верховые осмотры с выборочной проверкой состояния проводов и тросов в зажимах и дистанционных распорках	Не реже 1 раза в 6 лет	При обнаружении повреждения проводов от вибрации производится сплошная проверка с выемкой проводов из поддерживающих зажимов
1.1.3. Выборочные осмотры отдельных ВЛ (или их участков), выполняемые инженерно-техническими работниками	Не реже 1 раза в год	
1.1.4. Осмотры ВЛ (или их участков), на которых производился капитальный ремонт, инженерно-техническими работниками	После каждого капитального ремонта	

1.2. Внеочередные осмотры:		По решению технического руководителя, начальника службы линий, начальника района
1.2.1. Осмотры после стихийных явлений или в условиях, которые могут привести к повреждениям ВЛ		
1.2.2. Осмотры после автоматического отключения ВЛ действием релейной защиты		
1.2.3. Осмотры после успешного повторного включения ВЛ	По мере необходимости	
1.2.4. Ночные осмотры	По мере необходимости	
2. Проверки и измерения:		
2.1. Проверка противопожарного состояния трассы в зоне возможных пожаров	При осмотрах ВЛ	
2.2. Проверка расстояний от проводов до поверхности земли и различных объектов, до пересекаемых сооружений	При осмотрах ВЛ	
2.3. Проверка положения опор	При осмотрах ВЛ	
2.4. Проверка и подтяжка бандажей, болтовых соединений и гаек анкерных болтов опор	Не реже 1 раза в 6 лет	
2.5. Выборочная проверка состояния фундаментов опор и U-образных болтов опор на оттяжках со вскрытием грунта	Не реже 1 раза в 6 лет	
2.6. Проверка состояния железобетонных опор и приставок	Не реже 1 раза в 6 лет	
2.7. Проверка состояния антикоррозионного покрытия металлических опор и траверс, металлических подножников и анкеров оттяжек с выборочным вскрытием грунта	Не реже 1 раза в 6 лет	Одновременно с верховыми осмотрами ВЛ
2.8. Проверка тяжения в оттяжках опор	Не реже 1 раза в 6 лет.	
2.9. Проверка состояния проводов, грозозащитных тросов и контактных соединений	При осмотрах ВЛ, после монтажа новых соединений	После установки новых контактных соединений дополнительно проводятся измерения их геометрических размеров (длин, диаметров)
2.10. Проверка состояния контактных болтовых соединений проводов электрическими измерениями	Не реже 1 раза в 6 лет	Контактным болтовым соединениям, измерения по которым показали их неудовлетворительное состояние, проводится ревизия

2.11. Проверка изоляторов:		
2.11.1. Проверка фарфоровых и стеклянных изоляторов всех типов	При осмотрах ВЛ	Проверка производится визуально
2.11.2. Проверка электрической прочности подвесных тарельчатых фарфоровых изоляторов	Сроки проверок для ВЛ 35 - 500 кВ в зависимости от уровня отбраковки и условий эксплуатации изоляторов устанавливаются в соответствии с приложением 5	Проверка производится дополнительно к проверке по пункту 2.12.1 настоящей таблицы
2.12. Проверка заземляющих устройств опор:		
2.12.1. Проверка наличия и состояния заземляющих проводников и их соединений с заземлителями на опорах ВЛ	При осмотрах ВЛ, после капитального ремонта или реконструкции заземляющего устройства	
2.12.2. Измерения сопротивления заземляющих устройств опор ВЛ 110 кВ и выше с грозозащитными тросами	После обнаружения следов перекрытий или разрушений изоляторов электрической дугой	Измерения производятся в дополнение к проверке по пункту 2.13.1 настоящей таблицы
2.12.3. Выборочное измерение сопротивления заземляющих устройств железобетонных и металлических опор в населенной местности, на участках ВЛ с наиболее агрессивными, выдуваемыми или плохо проводящими грунтами	Не реже 1 раза в 12 лет	Измерения производятся в дополнение к проверке и измерениям по пунктам 2.13.1 и 2.13.2 настоящей таблицы на 2 % опор с заземлителями с вскрытием грунта для осмотра элементов заземлителя, находящихся в земле, в периоды наибольшего просыхания грунта. Для заземляющих устройств опор ВЛ, подверженных интенсивной коррозии, по решению технического руководителя организации допускается устанавливать более частую периодичность выборочного вскрытия грунта
2.13. Проверка трубчатых разрядников и защитных промежутков	При осмотрах ВЛ	Трубчатые разрядники 1 раз в 3 года снимаются с опор для проверки
3. Отдельные работы:		
3.1. Вырубка отдельных деревьев (угрожающих падением на ВЛ или разрастанием в сторону ВЛ на недопустимые расстояния), обрезка сучьев	По мере необходимости	
3.2. Восстановление знаков и плакатов на отдельных опорах	По мере необходимости	
3.3. Замена отдельных элементов ВЛ (утративших в период между очередными капитальными ремонтами нормативные		

характеристики), выправка отдельных опор, замена трубчатых разрядников, подтяжка болтовых соединений	По мере необходимости	
3.4. Технический надзор за проведением работ при сооружении ВЛ	При сооружении новых ВЛ	Технический надзор проводится в соответствии с положениями, приведенными в настоящих Методических указаниях
3.5. Наблюдение за образованием гололеда	При атмосферных условиях, способствующих образованию гололеда	
3.6. Охрана ВЛ	По мере необходимости	

Приложение 3
к Методическим указаниям
по эксплуатации воздушных линий
электропередачи напряжением
220-500-1150 кВ

Технические требования, допуски и нормы отбраковки воздушных линий

Сноска. Приложение 3 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Таблица 1. Ширина полосы земли, отводимой во временное краткосрочное пользование на период строительства и капитального ремонта воздушных линии (далее – ВЛ) 220 -1150 кВ

Опоры ВЛ	Ширина полосы земли, м, не более, при напряжении ВЛ, кВ			
	220	500	750	1150
Железобетонные	12	28 (28)	-	-
Металлические (стальные)	15 (17)	30 (33)	46	48
Примечания: 1) ширина полос земель, приведенная в таблице 1, предназначена для сооружаемых и капитально ремонтируемых ВЛ на унифицированных и типовых опорах; 2) в скобках указана ширина полосы земли, отводимой для двухцепных опор и опор с оттяжками.				

***СП РК 4.04-114 "Отвод земель для электрических сетей напряжением 0.4-1150 кВ"**

Таблица 2. Площади земельных участков, отводимые во временное краткосрочное пользование под опоры ВЛ на период монтажа опор и капитального ремонта ВЛ согласно документа, указанного в подпункте 4) пункта 7 настоящих Методических указаний.

Опоры воздушных линий электропередачи	Площади земельных участков в м ² , отводимые для монтажа опор при напряжении линий, кВ		
	220	500	1150
Железобетонные – одностоечные, свободно стоящие	150 (300)	300 (1300)	-

Стальные – одностоечные, свободно стоящие	550	650	1200
Портальные железобетонные	300 (300)	600 (2500)	-
Стальные на оттяжках	3500	1300	4600

Примечания:

1) площади земельных участков, приведенные в таблице, относятся к линиям электропередачи, сооружаемым на унифицированных (нормальных) и типовых опорах. При применении опор габарита напряжения 150 кВ на линиях 220 кВ показатели таблицы умножаются на коэффициент 1,2;

2) для железобетонных опор линий 220-500 кВ площади земельных участков даны для установки опоры в пробуриваемые котлованы цилиндрической формы, в скобках – для установки опор в отрываемые котлованы;

3) площади земельных участков для монтажа стальных свободно стоящих анкерно-угловых опор линий электропередачи напряжением 500 кВ не более 1500 м², а для 1150 кВ - 5600 м².

Таблица 3. Допуски на установку сборных фундаментов и свай*

Наименование	Допуски	
	Свободностоящие опоры	Опоры с оттяжками
Расхождение уровней дна котлованов, мм	10	10
Расстояние между осями подножников в плане, мм	+20	+50
Разность вертикальных отметок верха подножников, мм	20**	20
Угол наклона продольной оси стойки подножника, град.	0,5	+1,5
Угол наклона оси U -образного анкерного болта, град	-	+2,5
Смещение центра подножника в плане, мм	-	50

Примечания:

* СН РК 4.04-07 "Электротехнические устройства" и СН РК 5.03-07 "Несущие и ограждающие конструкции".

** указанная разность отметок компенсируется при монтаже опоры с помощью стальных прокладок.

Таблица 4. Допустимые отклонения опор*

Наименование	Предельное значение отклонения опор	
	металлических	железобетонных

1. Отклонение опоры от вертикальной оси вдоль и поперек ВЛ (отношение значения отклонения верхнего конца стойки опоры к ее высоте)	1:200	1:100 (без порталных опор) 1:150 (для одностоечных опор)
для одностоечных железобетонных опор при длине пролета, м:		
до 200 включительно	-	100 мм
Свыше 200	100 мм	-
2. Отклонение опоры поперек оси ВЛ (выход из створа):	-	200 мм
для одностоечных металлических опор при длине пролета, м:		
свыше 200 до 300 включительно	200 мм	-
свыше 300	300 мм	-
для порталных металлических опор на оттяжках при длине пролета, м:		
до 250 включительно	200 мм	-
свыше 250	300 мм	-
для порталных железобетонных опор	-	200 мм
3. Отклонение опоры вдоль оси ВЛ от проектного пикета	+5 м	+5 м
4. Уклон траверсы (отклонение от горизонтали)	-	1:100 (для одностоечных опор)
Разворот траверсы относительно линии, перпендикулярной оси ВЛ (для угловой опоры относительно ВЛ, перпендикулярной к биссектрисе угла поворота трассы) для одностоечных опор	100 мм	100 мм (горизонтальное смещение траверсы)
Смещение конца траверсы от линии, перпендикулярной к оси траверсы	100 мм	
Разность отметок траверс в местах крепления их к стойкам порталной опоры	-	80 мм
5. Смещение стоек порталной опоры от проектной оси трассы	-	+50 мм
Отклонение от проектного расстояния между стойками порталной опоры	-	+100 мм
Разность отметок между местом сопряжения траверс (стыков) и		50 мм

осями болтов, служащих для крепления траверс к стойке portalной опоры	-	
Отклонение оси траверсы portalной опоры с тросовыми оттяжками от горизонтальной линии при длине траверсы l, м:		
до 15	1:150 l	-
более 15	1:250 l	-

Примечания:

* СН РК 4.04-07 "Электротехнические устройства" и СН РК 5.03-07 "Несущие и ограждающие конструкции".

Таблица 5. Допустимые прогибы элементов металлических опор и металлических деталей железобетонных опор*

Наименование допуска	Предельное значение допуска
1. Прогиб траверсы металлических и железобетонных опор	1:300 длины траверсы
2. Стрела прогиба (кривизна) стойки или подкоса металлической опоры	1:750 длины, но не более 20 мм
3. Прогиб поясных уголков металлических опор в пределах панели и элементов решетки в любой плоскости при длине панели (или раскоса), м: до 1 включительно	Не более 2 мм
свыше 1 до 2 включительно	Не более 3 мм
свыше 2	Не более 5 мм
4. Отклонение от проектной длины стоек и подкосов металлической опоры при длине стойки или подкоса, м: до 10 включительно	+15 мм
свыше 10	+30 мм

Примечания:

** СН РК 4.04-07 "Электротехнические устройства" и СН РК 5.03-07 "Несущие и ограждающие конструкции".

Таблица 6. Проектные значения сопротивления заземляющих устройств опор

Наименование заземляющего объекта	Удельное эквивалентное сопротивление земли ρ , Ом · м	Наибольшее сопротивление заземляющего устройства, Ом
Опоры железобетонные, металлические на	До 100 включительно	10
Которых подвешен грозозащитный трос или установлен	Свыше 100 до 500 включительно	15
устройства грозозащиты	Свыше 500 до 1000 включительно	20

Разрядники и защитные промежутки на подходах ВЛ к подстанциям с вращающимися машинами	5
---	---

Приложение 4
к Методическим указаниям по
эксплуатации воздушных линий
электропередачи напряжением
220-1150 килвольт

Капитальный ремонт воздушных линий

Таблица 1. Классификация дефектов железобетонных опор, их заделок и виды ремонта

Конструкция опоры	Характеристика дефекта	Вид ремонта
Трещины в бетоне		
1. Центрифугированная или вибрированная опора с ненапряженной или напряженной стержневой арматурой	Поперечные трещины шириной раскрытия менее 0,3 мм	Ремонт не требуется
	То же шириной раскрытия от 0,3 до 0,6 мм	Поверхность бетона в зоне образования трещин покрасить краской или заделать полимерцементным раствором
	Поперечные трещины шириной раскрытия более 0,6 мм	Установить бандаж. Если трещины расположены по всей поверхности бетона, опору заменить
2. Центрифугированная или вибрированная опора с напряженной арматурой из высокопрочной проволоки (в виде отдельных проволок или прядей)	Поперечные трещины шириной раскрытия до 0,05 мм	Ремонт не требуется
	То же шириной раскрытия от 0,05 до 0,3 мм	Поверхность бетона в зоне трещин покрасить краской
	То же шириной раскрытия более 0,3 мм	Установить бандаж. Если зона образования трещин распространяется по всей поверхности бетона, опору заменить
3. Центрифугированная или вибрированная опора любой конструкции	Продольные трещины шириной раскрытия до 0,05 мм независимо от количества трещин	Ремонт не требуется
4. Центрифугированная или вибрированная опора любой конструкции	Продольные трещины шириной раскрытия от 0,05 до 0,3 мм независимо от количества трещин	Поверхность бетона в зоне образования трещин закрасить краской
	То же шириной раскрытия от 0,3 до 0,6 мм при количестве трещин не более двух в одном сечении	Трещины заделать полимерцементным раствором
	То же шириной раскрытия более 0,3 мм при количестве трещин более двух в одном сечении	Установить бандаж. При длине трещин более 3 м опору заменить
Раковины, щели, пятна на бетоне		

5. Центрифугированная или вибрированная опора любой конструкции	На поверхности бетона выступают темные полосы, расположенные по виткам поперечной арматуры	Поверхность бетона в зоне, где выступают темные полосы, закрасить краской
6. Центрифугированная или вибрированная опора любой конструкции	Оголена поперечная арматура (на длине не более 1,5-2 м вдоль опоры)	Очистить арматуру от ржавчины. Поверхность бетона, где выступает поперечная арматура, закрасить краской
	Пористый бетон или узкая щель вдоль стойки	Заделать полимерцементным раствором
	На поверхности бетона выступают пятна и потеки цвета ржавчины, свидетельствующие о наличии в бетоне инородных включений (глины, руды)	Поверхность бетона в зоне потоков и пятен закрасить краской
	Шершавая поверхность бетона вследствие отслоения поверхностного слоя толщиной 3-5 мм	Заделать полимерцементным раствором
	В бетоне раковины размером 10 ´ 10 мм и глубиной 10 мм	Заделать полимерцементным раствором
	В бетоне раковины или сквозные отверстия площадью до 25 см ² (не более одной раковины или одного отверстия на опору) при толщине бетонной стенки в зоне отверстия не менее проектной	Установить бандаж. При количестве раковин или отверстий более одного опору заменить
	То же при толщине бетонной стенки в зоне отверстия менее проектной	Поверхность бетона в зоне отверстия простучать. При скалывании бетона и увеличении площади отверстия опору заменить
	В бетоне раковина или сквозное отверстие площадью более 25 см ²	Опору заменить
Отклонение опор		
7. Центрифугированная или вибрированная опора любой конструкции	Отклонение стойки одностоечной свободностоящей опоры от вертикальной оси на значение, большее ее диаметра вверху	Опору выправить
	Отклонение одностоечной опоры с оттяжками от перекальной оси вдоль и поперек линии	Опору выправить регулированием тяжения в оттяжках
	Ослабление тяжения тросовых оттяжек	Подтянуть оттяжки до нормального тяжения. Исправить крепления и регулирующие устройства
	Искажение геометрической формы portalной опоры на оттяжках	Выправить опору с регулированием тяжения в оттяжках

	Искривление стоек одностоечных свободностоящих опор	Выправить опору, установив оттяжку в сторону, противоположную прогибу
	Искривление стоек железобетонной опоры 330 кВ (ОПО-330, ПГ-330, ПУ-330) при стреле прогиба менее 10 см	Ремонт не требуется
	То же при стреле прогиба более 10 см	Опору выправить регулированием тяжения в оттяжках
Заделка опор		
8. Центрифугированная или вибрированная опора любой конструкции	Грунт в заделке опор не уплотнен: котлован не полностью засыпан грунтом. Признаки коррозии арматуры в фундаментной части опоры	Фундаментную часть опоры очистить от грязи и восстановить гидроизоляцию. Утрамбовать грунт в пазухе котлована, недостающий грунт досыпать с послойным уплотнением
9. Центрифугированная или вибрированная опора любой конструкции	Опора заделана в грунт на глубину менее проектной. Ригели находятся на поверхности	Произвести обваловку опоры с досыпкой грунта выше проектной отметки заделки на 30-40 см. Уплотнить досыпанный грунт
	Сколы бетона оголовника фундамента	Расчистить место скола, выправить арматуру, установить опалубку по форме оголовника и забетонировать

Примечание. Характеристика дефектов и виды ремонта приведены для опор, находящихся в неагрессивной среде. Дефектные опоры, расположенные в агрессивной среде, подлежат ремонту независимо от величины дефекта, при этом ремонт опор производится химически стойкими антикоррозионными покрытиями.

Таблица 2. Состав полимерцементных растворов

Наименование компонента	Состав полимерцементного раствора по массе, %, при соотношении цемента к песку					
	1:0	1:2	1:3	1:4	1:3	1:4
	Для окраски	Для шпаклевки при заделке крупных трещин			Для заделки отколов, раковин, пустот и других дефектов	
Эмульсия полихлорвинилацетатная	12	5	4,3	3,5	4,5	3,5
Портландцемент марки 400-500	59,5	28	21,5	17	22	18
Песок мелкозернистый (до 0,3 мм)	-	56	64,5	69	-	-
Песок обыкновенный (до 3 мм)	-	-	-	-	66	72
Вода	28,5	10	9,7	10,5	7,5	6,5

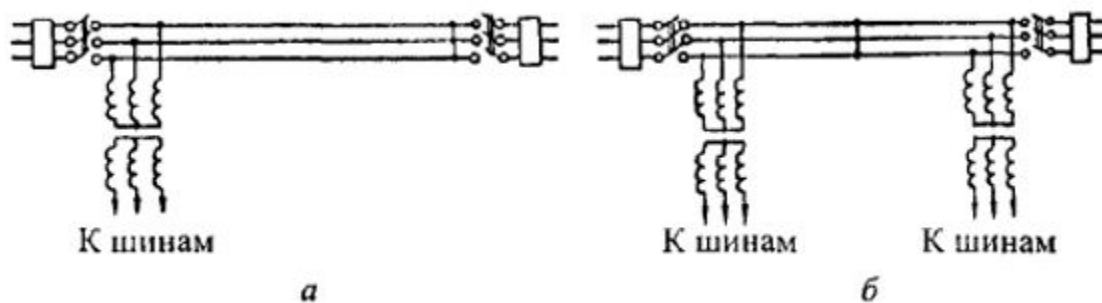


Рисунок 1. Схемы плавки гололеда с замыканием трех фаз:
а - в конце линии; *б* - в середине линии

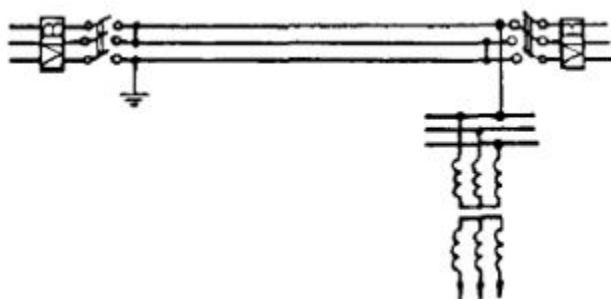


Рисунок 2. Схема плавки гололеда с последовательным соединением проводов фаз линии

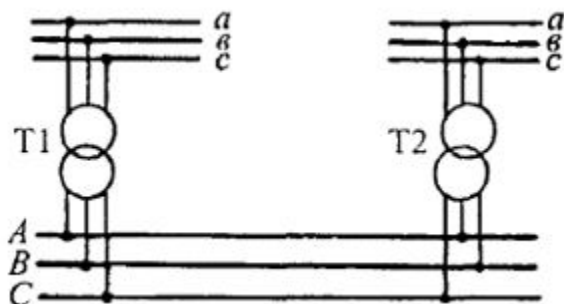


Рисунок 3. Схема плавки гололеда с встречным включением фаз трансформаторов

Таблица 3. Ток плавки и ток, предупреждающий образование гололеда

Марка и сечение провода, мм ²		Ток плавки гололеда, А*, при ее продолжительности, мин					Т о к , предупрежд ающий образование гололеда, А **
80	80	30	40	60	80	100	
M50	M-50	410	371	331	309	295	-
M70	M-70	505	457	406	374	361	-

M95	M-95	623	562	498	463	431	-
M120	M-120	724	652	577	535	509	-
M150	M-150	824	748	656	604	568	-
A25	A-25	205	187	168	158	151	-
A35	A-35	255	232	208	194	186	-
A50	A-50	312	284	252	234	222	-
A70	A-70	387	350	310	287	267	-
A95	A-95	472	428	372	344	332	-
AC 35/6,2	AC-35	262	238	216	199	190	-
AC 50/8,0	AC-50	330	300	267	249	237	160
AC 70/11	AC-70	407	370	328	306	291	205
AC 95/16	AC-95	510	472	398	370	352	244
AC 120/19	AC-120	565	509	450	417	396	275
AC 150/24	AC-150	657	596	525	485	462	325
AC 185/29	AC-185	747	675	597	553	524	375
AC 240/39	AC-240	863	780	690	640	606	440
AC 00/39	ACO-300	890	800	710	666	630	490
AC 300/48	AC-300						
AC 400/51	ACO-400	1045	950	854	798	750	600
AC 400/93	ACU-400						
AC 500/64	ACO-500	1125	1060	970	920	875	680

* Приведен для гололеда диаметром 5 см при температуре воздуха минус 5 °С и скорости ветра 5 м/с.

** Приведен для температуры воздуха минус 5 °С и скорости ветра 5 м/с.

Приложение 5
к Методическим указаниям по
эксплуатации воздушных линий
электропередачи напряжением
220-1150 киловольт

Сроки проверки и замены неисправных подвесных изоляторов на воздушных линиях 220-1150 КВ

1. Сроки проверки и замены неисправных подвесных изоляторов на воздушных линиях 220 - 500 кВ

1. Выявленные при осмотрах линий электропередачи неисправные стеклянные и фарфоровые изоляторы заменяются в сроки, указанные в таблице 1 приложения 5 к настоящему Методическим указаниям.

Таблица 1. Сроки замены неисправных изоляторов одноцепных опор ВЛ

Напряжение ВЛ, кВ	Степень загрязненности атмосферы	Всего изоляторов в гирлянде	Количество неисправных изоляторов в гирлянде (не менее), подлежащих после обнаружения замене в течение	
				года

			Месяца	Фарфоровые	Стеклянные
220	I	13, 14	5	3	4
	II	13	4	2	3
	II	14-16	6	2	5
	III- VII	-	7	3	6
500	I-II	21-28	7	3	6
	III	-	8	3	7
	IV-VII	-	9	3	8

Примечания: 1. В скобках - для металлических опор без грозозащитных тросов; в других случаях нормы для опор с тросами и без тросов одинаковы. 2. На двухцепных опорах количество неисправных изоляторов, подлежащих замене, на один меньше, чем указано в таблице (если их количество более одного). 3. Здесь и далее буква Г указывает на грязестойкие изоляторы.

Если количество неисправных изоляторов в гирлянде меньше, чем указано в таблице 1 приложения 5 к настоящим Методическим указаниям, они заменяются в сроки, устанавливаемые техническим руководителем организации электрических сетей, но не позже очередного капитального ремонта.

2. Проверки электрической прочности фарфоровых изоляторов производятся первый раз на 1-2-м, второй раз - на 6-10-м годах после ввода линии электропередачи в эксплуатацию и далее с периодичностью, определяемой по таблицам 2, 3, 4, 5 приложения 5 к настоящим Методическим указаниям в зависимости от уровня отбраковки и условий работы изоляторов на линии. Изоляторы с уровнем отбраковки выше III должны проверяться не реже чем один раз в 6 лет.

Таблица 2. Периодичность проверок фарфоровых изоляторов одноцепных опор ВЛ 35 кВ

Степень загрязненности атмосферы	Всего изоляторов в гирлянде	Уровень	Длина участка ВЛ, км	Периодичность проверок (лет) при среднегодовой продолжительности гроз		
				до 40 ч	41-60 ч	61-100 ч
ВЛ на стальных и железобетонных опорах без грозозащитных тросов						
I-II	3	I	Любая	24	24	12
		II - III	- " -	12	6	6
I-III	4	I-II	- " -	24	24	12
		III	- " -	24	12	6
IV-VII	-	I - III	- " -	12	6	6
ВЛ с грозозащитными тросами						
I-VII		I-III	Любая	24	24	24

Таблица 3. Периодичность проверок фарфоровых изоляторов одноцепных опор ВЛ 110 кВ

Степень загрязненно			Периодичность проверок (лет) при среднегодовой продолжительности гроз			

с т и атмосферы	Всего изоляторов в гирлянде	Уровень отбраковки	до 40 ч	41-60 ч	61-80 ч	81-100 ч
ВЛ с грозозащитными тросами						
I-III	7	I-II	24	24	24	24
		III	24	24	24	12
II-III	8-9	I-III	24	24	24	24
III	6Г	I - III	6	6	6	6
	7Г	I-II	24	24	24	24
		III	24	24	12	6
IV	10, 9Г	I - III	24	24	24	24
	7Г	I-II	24	24	24	24
		III	24	24	12	6
V-VII	-	I-III	24	24	24	24
ВЛ на стальных и железобетонных опорах без грозозащитных тросов						
I-II	7-8	I-III	6	6	-	-
III	9	I-II	24	12	-	-
		III	12	6	-	-
	6Г, 7Г, 8Г	I-III	6	6	-	-
IV	10, 10Г	I - III	12	6	-	-
	7Г, 8Г, 9Г	I-III	6	6	-	-
V-VII	-	I - III	6	6	-	-

Примечание. Числитель - для ВЛ длиной до 15 км, знаменатель - более 15 км.

Таблица 4. Периодичность проверок фарфоровых изоляторов одноцепных опор ВЛ 220-330 кВ

Степень загрязне нности атмосфе ры	Всего изоляторов в гирлянде	Уровень отбраковки	Периодичность проверок (лет) при среднегодовой продолжительности гроз и высоте опор			
			до 60 ч		61-100 ч	
			до 30 м	более 30 м	до 30 м	более 30 м
Опоры ВЛ 220 кВ с грозозащитными тросами						
I	13	I-II	24	24	24	12
		III	24	24	24	6
II	13	I-II	24	12	12	12
		III	6	6	6	6
	14	I-II	24	24	24	12
		III	24	24	12	6
III	17Г, 15Г,	I - II	24	24	24	12
	16Г					
		III	24	24	24	6
	12Г, 13Г	I-II	24	12	12	12
		III	6	6	6	6

IV	20, 19Г	I - III	24	24	24	24
	15Г	I-III	24	24	12	6
V-VII	-	I - III	24	24	24	24
Опоры ВЛ 220 кВ без грозозащитных тросов						
I-VII	-	I-III	6	6	-	-

Таблица 5. Периодичность проверок фарфоровых изоляторов двухцепных опор ВЛ с грозозащитными тросами

Напряжение, кВ	Степень загрязненности атмосферы	Всего изоляторов в гирлянде	Уровень отбраковки	Периодичность проверок (лет) при среднегодовой продолжительности гроз	
				до 60 ч	61-100 ч
220	I-II	-	I-III	6	6
	III-IV	12Г-16Г	I - III	6	6
	III - VII	Более 16	I-III	12	12
330	I-III		I-III	6	6
	IV-VII	Таблица 4 приложения 5			

Если на линии имеются участки (опоры) с различными уровнями отбраковки и условиями работы изоляции, периодичность проверок определяется по преобладающим условиям или отдельно для одинаковых групп, например, промежуточных и анкерных опор.

3. Если периодичность проверок электрической прочности фарфоровых изоляторов по таблицам 2, 3, 4, 5 приложения 5 к настоящим Методическим указаниям составляет один раз в 24 года, то в середине этого периода предусматривается контрольная выборочная проверка 10-15 % гирлянд для оценки уровня отбраковки и при сокращении принятых ранее сроков проверок изоляторов линии электропередачи (участка).

4. Интервалы между проверками электрической прочности фарфоровых изоляторов не отличается более чем на два года от установленных

5. После проверок фарфоровых изоляторов на электрическую прочность заменяются все неисправные фарфоровые изоляторы, включая нулевые и не замененные ранее разбитые изоляторы, обнаруженные при осмотрах. Интервалы между проверками и заменами выявленных неисправных изоляторов не превышают одного года, если в соответствии с табл. ПВ.1 они не подлежат замене в течение месяца. Если количество неисправных фарфоровых изоляторов в гирлянде менее указанного в таблице 1 приложения 5 к настоящим Методическим указаниям, допускается их замена во время очередного капитального ремонта ВЛ.

6. Уровни отбраковки (процент отказов по электрической прочности) фарфоровых изоляторов оцениваются по результатам проверок изоляции линии и определяются следующим образом:

Если имеются данные о среднегодовой отбраковке (процент в год) при работе с начала эксплуатации:

Уровень отбраковки	До 6 лет	До 12 лет	До 18 лет	Св. 18 лет
I	0-0,3	0-0,2	0-0,15	0-0,15
II	0,3-0,5	0,2-0,4	0,15-0,3	0,15-0,25
III	0,5-1,0	0,4-0,5	0,3-0,4	0,25-0,4

Если имеются данные о среднегодовой отбраковке (процент в год) только за последние 6 лет эксплуатации ВЛ:

Уровень отбраковки	До 6 лет вкл.	Св. 6 до 12 лет вкл.	Св. 12 до 18 лет вкл.	Св. 18 лет
I	0-0,3	0-0,1	0-0,1	0-0,1
II	0,3-0,5	0,1-0,2	0,1-0,15	0,1-0,15
III	0,5-1,0	0,2-0,25	0,15-0,2	0,15-0,2

7. Прочерки в графе "Всего изоляторов в гирлянде" (таблицы 1- 5 приложения 5 к настоящим Методическим указаниям) относятся к гирляндам, количество изоляторов в которых соответствует документу, указанному в подпункте 4 пункта 7 настоящих Методических указаний.

2. Сроки замены неисправных изоляторов на воздушных линиях 750 - 1150 кВ

Выявленные неисправные изоляторы подлежат замене в сроки.

Степень загрязненности	Всего изоляторов	Количество неисправных изоляторов в гирлянде (не менее), подлежащих замене в течение	
		Месяца	Года
I - II	До 39	8	6
I - VII	40 и более	10	8

Если количество неисправных изоляторов менее указанного, то они заменяются в сроки, устанавливаемые техническим руководителем организации, но не позднее очередного капитального ремонта.

Приложение 6
к Методическим указаниям по
эксплуатации
воздушных линий электропередачи
напряжением 220-1150 кВ

Перечень документации

Таблица 1. Перечень основной технической документации воздушной линии электропередачи

№ п/п	Техническая документация по ВЛ	Срок хранения
1	Перечень эксплуатируемых ВЛ с основными характеристиками	1 год
2	Исполнительные проекты ВЛ с трассой и профилем	Постоянно
3	Паспорта ВЛ	Постоянно

4	Схема аварийного обхода-осмотра ВЛ на плане местности	Постоянно
5	Перечень утвержденных производственных инструкций и сами инструкции	Постоянно
6	Планы земельных участков, документы отвода земель, акты на право собственности на земельные участки (копии)	Постоянно
7	Технологические карты по эксплуатации и ремонту ВЛ напряжением 35-1150 кВ	Постоянно
8	Акты приемки в эксплуатацию законченных строительством ВЛ напряжением 35 кВ и выше	Постоянно
9	Акты разграничения балансовой принадлежности участков ЛЭП и эксплуатационной ответственности сторон	Постоянно

Таблица 2. Перечень документации по учету ремонта и технического обслуживания воздушной линии электропередачи

№ п/п	Техническая документация по ВЛ	Срок хранения
1	Листки осмотров	1 год
2	Дефектные акты по ремонту и техническому обслуживанию ВЛ	5 лет
3	Ведомости измерений болтовых соединений проводов	До следующего замера
4	Ведомости проверки линейной изоляции	До следующей проверки
5	Ведомости проверки и измерений сопротивления заземления опор	До следующего замера
6	Ведомости измерений габаритов и стрел провеса провода (троса)	До следующего замера
7	Ведомости измерения тяжения оттяжек опор	До следующего замера
8	Ведомости ревизии анкерных узлов крепления оттяжек опор ВЛ	До следующей ревизии
9	Журнал неисправностей ВЛ	Постоянно
10	Журнал учета работ на ВЛ	Постоянно
11	Ведомость установки соединительных зажимов на проводах и тросах ВЛ	Постоянно
12	Журнал учета такелажных приспособлений	Постоянно
13	Журнал учета аварийных отключений ВЛ	Постоянно

14	Акты технологических нарушений на ВЛ	Постоянно
15	Акты сдачи – приемки электросетевого объекта из ремонта, выполненного подрядным способом	Постоянно
16	Акты сдачи – приемки электросетевого объекта из ремонта, выполненного хозяйственным способом	Постоянно
17	График периодических осмотров ВЛ	1 год
18	Перспективный план-график верховых осмотров ВЛ	10 лет
19	Перспективный план-график ревизии анкерных узлов крепления оттяжек опор ВЛ	10 лет
20	Перспективный план-график проверки тяжения оттяжек опор ВЛ	10 лет
21	Перспективный план-график измерений сопротивления заземления опор ВЛ	10 лет
22	Перспективный план-график проверки состояния антикоррозионного покрытия металлических опор ВЛ	10 лет
23	Перспективный план-график проверки состояния железобетонных опор и фундаментов металлических опор ВЛ	10 лет
24	Годовой план-график отключений ВЛ	1 год
25	Годовой план работ на ВЛ	1 год
26	Месячные планы и отчеты работ на ВЛ	1 год
27	Перечень аварийного запаса материалов	Постоянно

Предприятие " _____ "

(наименование)

Производственный участок ЛЭП _____ СЛЭП

(наименование)

Технический паспорт (Ф-5)

на линии электропередач

1. Область _____

2. Район _____

3. Город (поселок, населенный пункт) _____
4. Район в городе _____
5. Адрес _____
6. Кадастровый номер земельного участка _____
7. Инвентарный номер _____

Паспорт составлен по состоянию на " ____ " _____ г.

Директор: _____

(Ф.И.О., подпись)

Начальник отдела: _____ М.П.

(Ф.И.О., подпись)

Исполнитель: _____

(Ф.И.О., подпись)

Дата выдачи " ____ " _____ г.

I. Схема линии электропередачи

(может быть выполнена в виде приложения к Паспорту)

II. Основные данные

1. Протяженность ВЛ (общая) _____ км
2. Длина пролета:
- 2.1. Расчетного весового _____ м
- 2.2. Расчетного ветрового _____
- 2.3. Габаритного _____ м
3. Марка провода (по участкам) _____
4. Количество проводов в фазе _____ шт.
5. Расстояние между проводами в фазе _____ м
6. Марка грозозащитного троса _____
7. Ответвления от ВЛ:
- 7.1. Количество _____ шт.
- 7.2. От опор № _____
- 7.3. Количество опор в каждом ответвлении _____ шт.
- 7.4. Длина каждого ответвления _____ км
8. Район климатических условий (по участкам):
- 8.1. По ветру _____
- 8.2. По гололеду _____
- 8.3. По среднегодовой продолжительности гроз _____
- 8.4. По степени загрязненности атмосферы (СЗА) _____
9. Температура воздуха:
- 9.1. Среднегодовая _____
- 9.2. Низшая _____
- 9.3. Высшая _____

10. Участки с особыми условиями

III. Характеристика элементов ВЛ

1. Опоры металлические

Наименование опор (промежуточные, анкерные _____)	Марка опоры	Оттяжки		Количество опор	Номера опор
		Количество на одной опоре	Марка		

2. Опоры железобетонные

Наименование опор (промежуточные, анкерные _____)	Марка опоры	Оттяжки		Количество опор	Номера опор
		Количество на одной опоре	Марка		

3. Фундаменты

Тип, марка	Количество на одной опоре	Всего на ВЛ	Номера опор
------------	---------------------------	-------------	-------------

4. Анкерные узлы крепления оттяжек

Наименование	Тип, марка	Количество на одной опоре	Всего на ВЛ	Номера опор
Анкерная плита				
Фундамент с надземным расположением анкерного узла				
U-образный болт				

5. Изоляторы

Подвесные					
в поддерживающих подвесках			в натяжных подвесках		
Марка изоляторов	Количество в одной гирлянде	Всего на ВЛ	Марка изоляторов	Количество в одной гирлянде	Всего на ВЛ

6. Арматура

Наименование арматуры	Для провода		Для грозозащитного троса	
	Тип, марка	Количество	Тип, марка	Количество
Сцепная				
Поддерживающая				
Натяжная				
Соединительная				
Контактная				

Защитная				
Прочая арматура				

7. Защита от перенапряжений

1) Участки подвеса грозозащитного троса (номера опор на границах участка)

2) Общая длина грозозащитного троса _____

3) Защитный угол грозозащитного троса _____

4) Способ крепления (с указанием значения искровых промежутков в мм):
на промежуточных опорах _____

на анкерных опорах _____

5) Характеристика других средств защиты от перенапряжений _____

6) Номера опор, на которых установлены трубчатые разрядники _____

Схема расположения проводов и грозозащитных тросов и расстояний между ними на опоре

8. Заземление

Удельное сопротивление грунта, Ом·м	Сопротивление заземления опор по норме, Ом	Номера опор
До 100	До 10	
100 ÷ 500	До 15	
500 ÷ 1000	До 20	
Более 1000	До 30	

Номера опор, значения сопротивления заземления которых выше нормы:

Схемы заземления опор

9. Переходы и пересечения.

Вид перехода или пересечения	Габарит на переходе, м	Номера опор в пролете пересечения или перехода	Тип подвески	Тяжение провода (троса), тс

10. Характеристика местности на трассе ВЛ

Наименование местности	Номера опор	Общая длина, км
Лес		
Поле		
Болото		

Крупные овраги		
Населенная местность		

11. Средства связи

Характеристика имеющихся видов связи (радио, высокочастотной, линий связи)

Дата составления паспорта _____

Составил _____

Ф.И.О. подпись

Начальник службы линий _____

Ф.И.О. подпись, дата

12. Трехлинейная схема с расцветкой фаз

13. Сведения об изменениях характеристики ВЛ

Дата изменения	Краткое содержание изменений характеристики ВЛ
----------------	--

Предприятие " _____

(наименование)

Производственный участок ЛЭП _____ СЛЭП

(наименование)

Ведомость

измерений болтовых соединений проводов

на ВЛ _____ кВ Л- _____ "

(наименование)

Способ измерений _____

Дата	№ опоры	Фаза, № провода и соединени я	Марка провода	Т и п соединени я	Показания прибора	Отношение падения напряжени я на соединени и и проводе	Заклучени е
н а соединени и	на проводе						

1	2	3	4	5	6	7	8	9
---	---	---	---	---	---	---	---	---

Примечания:

1. При измерениях в ведомость следует вписывать только неисправные соединения.
2. Соединения нумеруются в следующей последовательности: от опоры с меньшим номером к опоре с большим номером; при горизонтальном расположении проводов — слева направо по ходу ВЛ, а при вертикальном — сверху вниз.

Производитель работ _____

ф.и.о. подпись

Заключение составил _____

ф.и.о. подпись

Предприятие _____

(наименование)

Производственный участок ЛЭП _____ СЛЭП

(наименование)

Ведомость проверки линейной изоляции

на ВЛ _____ кВ Л-_____ " _____ "

(наименование)

Способ проверки _____

Дата	Номер опоры с неисправным изолятором	Фаза, № подвески	№ изолятора	Т и п изолятора	Характер неисправност и	Заключение
1	2	3	4	5	6	7

Изоляция проверена на участке от опоры № _____ до опоры № _____

Не проверены _____

номера опор, причина

Всего проверено _____ шт. изоляторов, в том числе типа _____ шт.,

типа _____ шт., типа _____ шт.

Всего неисправных _____ шт. изоляторов,

в том числе типа _____ шт., типа _____ шт., типа _____ шт.

Примечания:

1. При проверке в ведомость следует вписывать только неисправные изоляторы.
2. Счет гирлянды слева направо и сверху вниз по направлению возрастания нумерации опор.
3. Счет изоляторов в подвеске от траверсы.
4. Условные обозначения неисправностей: перекрытый электрической дугой — П, битый — Б, неисправный, нулевой — 0.

Производственный участок ЛЭП _____ СЛЭП
(наименование)

Журнал неисправностей (дефектов)

на ВЛ _____ кВ Л- _____ " _____"
(наименование)

Дата	Место и сущность неисправности	Мероприятия по устранению неисправности с указанием срока	Дата выполнения мероприятий и подпись мастера
1	2	3	4

Предприятие " _____
(наименование)

Производственный участок ЛЭП _____ СЛЭП
(наименование)

Журнал учета работ

на ВЛ _____ кВ Л- _____ " _____"
(наименование)

Дата	Производитель работ и состав бригады (ф.и.о., разряд), производившей работу	Наименование выполненной работы с указанием номеров опор	Подпись мастера
1	2	3	4

Предприятие " _____
(наименование)

Производственный участок ЛЭП _____ СЛЭП
(наименование)

Ведомость

установки соединительных зажимов на проводах

на ВЛ _____ кВ Л- _____ " _____"
(наименование)

№ пролета	Тип соединителя	Фаза			Примечание
		"А"	"В"	"С"	
1	2	3	4		6

_____ Ф.И.О.
 " " 20 г.

периодических осмотров Вл на 20__ год

№ п/п	Дисп. №	Наименование ВЛ	Месяц проведения осмотра											
			I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
1	3	4	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

График составил _____
ф.и.о. подпись

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер предприятия

_____ Ф.И.О.
" " 20 г.

верховых осмотров ВЛ "

[illegible]

Начальник СЛЭП _____
ф.и.о. подпись

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер предприятия

_____ Ф.И.О.
 " " 20 г.

ревизии анкерных узлов крепления оттяжек опор ВЛ "

Начальник СЛЭП _____
ф.и.о. подпись

Приложение 26
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 6 января 2017 года
№ 2

Методические указания по эксплуатации силовых кабельных линий напряжением до 35 килвольт

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по эксплуатации силовых кабельных линий напряжением до 35 килвольт (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. Понятия и термины, используемые в настоящих Методических указаниях, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики Республики Казахстан.

Глава 2. Нагрузки кабельных линий

3. Длительно допустимые токовые нагрузки для силовых кабелей с бумажной и пластмассовой изоляцией на напряжение до 35 килвольт (далее – кВ) включительно, установлены в соответствии с предельными длительно допустимыми рабочими температурами жил кабелей.

4. Для кабелей, проложенных в грунте, допустимые токовые нагрузки принимаются исходя из условия прокладки в траншее на глубине 0,7-1,0 метра (далее - м) не более одного кабеля при температуре грунта 15.

5. Для кабелей, проложенных в воздухе, длительно допустимые токовые нагрузки принимаются для расстояний в свету между кабелями при прокладке их внутри и вне зданий, в туннелях не менее 35 мм, в каналах, коробах и шахтах – не менее 50 мм при любом числе проложенных кабелей и температуре воздуха 25°C.

6. Для кабелей, проложенных в воде, длительно допустимые токовые нагрузки принимаются для температуры воды 15°C.

7. Длительно и кратковременно допустимая температура нагрева жил кабелей в нормальном и аварийном режиме работы не превышают значений, приведенных в приложении 1 к настоящим Методическим указаниям.

8. В условиях эксплуатации устанавливаются сезонные (летние – по июль и зимние – по декабрь) длительно допустимые токовые нагрузки для каждой кабельной линии с учетом условий, в которых они работают:

- 1) температура окружающей среды (земли, воздуха, воды);
- 2) количество рядом проложенных кабелей в земле;
- 3) тепловое сопротивление грунта для участка трассы с наихудшими условиями охлаждения;
- 4) прокладка кабелей в земле в трубах на длине более 10 м.

9. Нагрузки определяются по участку трассы кабельной линии с наихудшими условиями охлаждения, если длина участка более 10 м.

10. При определении кратковременно допустимых перегрузок учитывается заполнение суточного графика нагрузки (коэффициент предварительной нагрузки).

11. Параметры для определения и учета удельных тепловых сопротивлений грунтов приведены в приложении 18 к настоящим Методическим указаниям.

12. При наличии на кабельной трассе участка кабеля в земле в трубах длиной более 10 м длительно допустимая токовая нагрузка кабельной линии, проложенной в грунте, определяется по формуле

$$I_{д.д} = I_{д.гр} K_{тр}, \quad (1)$$

где $I_{д.гр}$ – длительно допустимая токовая нагрузка на кабель, проложенный в грунте, А;

$K_{тр}$ – поправочный коэффициент на прокладку кабеля в земле в трубе, приведенный ниже:

номинальное напряжение кабельной линии, кВ: до 10;

поправочный коэффициент $K_{тр}$: 0,88.

13. Кабельные линии на напряжение до 10 кВ, несущие нагрузки меньше номинальных, допускается кратковременно перегружать с повышением температуры жил (во время перегрузки) до длительно допустимой температуры (приложение 1 к настоящим Методическим указаниям). Допустимые кратность и продолжительность перегрузок кабельных линий для различных видов прокладки (грунт, воздух, трубы в земле) с учетом коэффициента предварительной нагрузки устанавливаются в соответствии с Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 246 (зарегистрирован в Реестре государственной регистраций нормативных правовых актов за № 10949) (далее – Правила).

14. В аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка кабелей с бумажной и пластмассовой изоляцией напряжением до 10 кВ в течение 5 суток с доведением температуры жил до кратковременно допустимой согласно приложению 1 к настоящим Методическим указаниям.

15. Допустимая кратность к номинальному току и продолжительность перегрузки кабелей с бумажной изоляцией в зависимости от коэффициента предварительной нагрузки устанавливается в соответствии с Правилами.

16. Допустимая кратность перегрузки к номинальному току кабелей с полиэтиленовой и поливинилхлоридной изоляцией не превышает 1,1 и 1,15 соответственно, продолжительность перегрузки не более 6 часов в сутки.

17. Коэффициент предварительной нагрузки и длительность максимума для определения перегрузок устанавливается обработкой суточного графика нагрузки с приведением его к двухступенчатому виду согласно приложению 7 к настоящим Методическим указаниям.

К двухступенчатому виду приводятся суточные графики, имеющие один максимум нагрузки в течение суток длительностью не более 6 часов.

18. Если в суточном графике длительность максимума составляет более 6 часов или нагрузка имеет максимальное значение 2 раза или более в сутки при суммарной длительности максимумов более 6 часов, то такие графики приводятся к одноступенчатому виду с расчетной нагрузкой, равной максимальной. Перегрузка линий, имеющих такой график нагрузки, не рекомендуется.

19. Перегрузка кабельных линий на напряжение 20-35 кВ предотвращается.

20. Кабели с пластмассовой изоляцией на напряжение до 1 кВ включительно проверяются расчетом на термическую устойчивость при токе КЗ (если при проектировании проверка не производилась) с соблюдением условия: температура нагрева жил при протекании тока короткого замыкания не превышает 120°C для кабелей с полиэтиленовой изоляцией и 150°C – для кабелей с поливинилхлоридной изоляцией.

21. Выбор сечения жил таких кабелей осуществляется по экономической плотности тока в соответствии с Правилами устройства электроустановок, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 230 (зарегистрирован в Реестре государственной регистраций нормативных правовых актов за №10851) (далее – ПУЭ).

В случаях, когда при эксплуатации нагрузка кабеля по экономической плотности тока превышает допустимую величину по нагреву, нагрузки на кабель устанавливаются по длительно допустимой температуре.

22. Если кабели используются на напряжение, отличающееся от номинального, нагрузка таких кабельных линий $I_{\text{раб}}$ устанавливается по формуле:

$$I_{\text{раб}} = I_{\text{д.д}} K, \quad (2)$$

где $I_{\text{д.д}}$ – длительно допустимая токовая нагрузка кабеля в соответствии с его номинальным напряжением;

K – поправочный коэффициент, согласно приложению 2 к настоящим Методическим указаниям.

23. При определении пропускной способности одножильных кабелей при их групповой прокладке учитывается неравномерность распределения токов по отдельным кабелям и токи, протекающие в свинцовых (алюминиевых) оболочках.

24. Влияние токов, наведенных на металлических оболочках одножильных кабелей и ограничивающих пропускную способность, устанавливается измерением температуры нагрева кабелей.

25. При неравномерности распределения токов (более 20-30%) по одножильным кабелям, проложенным в помещениях, если отдельные кабели лимитируют пропускную способность всей группы кабелей, принимаются меры по выравниванию токов по фазам одним из способов:

- 1) перекладка кабелей;
- 2) пересоединение (перезаводка) концов кабеля.

26. При изменении в процессе эксплуатации кабельных линий исходных расчетных условий (параметры суточного графика нагрузки, перевод линии на другое рабочее напряжение, устройство вставок большего сечения, увеличение числа параллельно проложенных линий) нагрузки на них пересматриваются.

27. Расчетные длительно допустимые значения токовых нагрузок и кратковременно допустимые значения перегрузок записываются в техническом паспорте кабельной линии.

28. Определение возможности повышения длительно допустимых нагрузок кабельных линий по сравнению с расчетными, рекомендуется производить опытным путем.

Для этого измеряется температура бронелент, при их отсутствии – металлических или пластмассовых оболочек (шлангов) кабелей. По результатам измерений определяется фактическая температура нагрева жил кабеля при данном токе нагрузки, затем нагрузка корректируется для действительных эксплуатационных условий согласно приложению 3 к настоящим Методическим указаниям.

29. Длительно допустимая токовая нагрузка кабельной линии, определенная на основании опытов, оформляется протоколом, утверждаемым техническим руководителем или начальником (заместителем начальника) района сети (электростанции) к протоколу прилагаются результаты измерений и расчетов, на основании которых устанавливается новый режим работы кабельной линии. В паспорте кабельной линии указывается новое значение длительно допустимой токовой нагрузки.

30. На питающих кабельных линиях, отходящих от электростанций и подстанций с постоянным дежурным персоналом, ведется контроль за токовыми нагрузками с помощью стационарных измерительных приборов. Запись показаний приборов производится дежурным персоналом в суточной ведомости по графику, утвержденному техническим руководителем. На шкале щитовых амперметров красной чертой отмечается длительно допустимый ток кабельной линии.

31. На подстанциях без постоянного дежурного персонала контроль за нагрузками кабельных линий осуществляется измерениями токов переносными или стационарными измерительными приборами с периодичностью.

32. В распределительных кабельных сетях измерения нагрузок допускается выполнять в летний или осенне-зимний период в зависимости от параметров суточных графиков нагрузки.

33. Измерение температуры окружающего воздуха в кабельных сооружениях, температуры грунта в местах пересечения кабелей с теплопроводами, температуры оболочек кабельных линий производится по графику, утвержденному техническим руководством.

34. Расчетная температура окружающего воздуха в кабельных сооружениях и в производственных помещениях устанавливается на основании измерения температуры в зимний и летний сезоны.

35. Значение сезонной расчетной температуры грунта на глубине прокладки кабелей (0,8 м), по которому устанавливаются длительно допустимые токовые нагрузки кабельных линий, приведено в приложение 4 к настоящим Методическим указаниям.

36. Если в результате измерений и проверок окажется, что температура жил кабелей выше допустимого значения или обнаружатся участки с неудовлетворительными условиями охлаждения, рекомендуется:

- 1) улучшить вентиляцию в туннелях и каналах;
- 2) заменить траншейные прокладки с большим количеством кабелей прокладками в туннелях и каналах простейших типов (с технико-экономическим обоснованием);
- 3) применить вставки кабелей большего сечения;
- 4) применить дополнительную теплоизоляцию теплопроводов в местах пересечений их с кабелями;
- 5) увеличить расстояния между кабелями в траншеях для уменьшения взаимного теплового влияния;
- 6) засыпать траншеи более теплопроводящим грунтом.

Глава 3. Надзор за состоянием трасс кабельных линий, кабельных сооружений

37. Надзор за трассами кабельных линий, кабельными сооружениями и кабельными линиями производится в целях проверки их состояния периодическим обходом и осмотром специально выделенными для этого монтерами в сроки.

38. Внеочередные обходы и осмотры производятся в период паводков и после ливней, при отключении линий релейной защитой.

39. При обходах в осмотрах трасс кабельных линий, проложенных на открытых территориях:

1) проверяется соблюдение охранных зон и чтобы на трассе не производились несогласованные с энергопредприятием работы (строительство сооружений, раскопка земли, посадка растений, устройство складов, забивка свай, столбов), чтобы не было завалов трасс снегом, мусором, шлаком, отбросами, провалов и оползней грунта;

2) осматриваются места пересечения кабельных трасс с железными дорогами, обращая внимание на наличие предупредительных плакатов и металлическое соединение рельсов электрифицированных железных дорог в местах стыков;

3) осматриваются места пересечения кабельных трасс шоссейными дорогами, канавами и кюветами;

4) осматривается состояние устройств и кабелей, проложенных по мостам, дамбам, эстакадам и другим подобным сооружениям;

5) проверяется в местах выхода кабелей на стены зданий или опоры воздушных линий электропередачи наличие и состояние защиты кабелей от механических повреждений, исправность концевых муфт;

6) проверяется в местах перехода кабельных линий с берега в реку или в другой водоем наличие и состояние береговых сигнальных знаков, в случае стоянки кораблей, судов, барж и других плавучих средств в зоне подводного перехода сообщает об этом своему непосредственному начальнику.

40. При обходах и осмотрах трасс кабельных линий, проложенных на закрытых территориях, кроме выполнения рекомендаций пункта 36 настоящих Методических указаний:

1) привлекаются к участию в осмотре трассы представители организаций, ответственные за охрану кабелей и других, относящихся к ним сооружений;

2) при выявлении дефектов на трассах линий вручается предписание об их устранении;

3) в случае выявления неустраненных в установленный при предыдущем осмотре срок недостатков, составляется протокол о нарушении.

41. Осмотр подводных кабельных переходов производится бригадой водолазов под руководством мастера. Ширина зоны осмотра составляет 20 м (по 10 м в каждую сторону от кабеля).

При осмотрах подводных кабельных переходов:

1) проверяется соответствие устройства кабельного перехода проекту;

2) проверяется, не попали ли на кабельную трассу якоря, цепи или другие затонувшие предметы;

3) проверяется сохранность и состояние кабеля в местах выхода из труб на берега рек, каналов и других водоемов;

4) обращается внимание на наличие дефектов на кабелях, переплетений кабелей и сноса их по течению;

5) проверяется глубина залегания кабелей и отсутствие сноса грунта.

42. Осмотр кабельных сооружений и кабельных линий, проложенных в кабельных сооружениях, производится выделенным персоналом электростанции или электрической сети.

При осмотре кабельных линий, проложенных в кабельных сооружениях, и кабельных сооружений:

1) проверяется состояние антикоррозионных покровов металлических оболочек кабелей;

2) измеряется температура оболочек кабелей;

3) проверяется внешнее состояние соединительных муфт и концевых заделок;

4) проверяется наличие смещений и провесов кабелей, соблюдение предусмотренного расстояния между кабелями;

5) проверяется наличие и правильность маркировки кабелей;

6) проверяется исправность освещения;

7) измеряется температура воздуха в помещениях;

8) проверяется исправность устройств сигнализации и пожаротушения;

9) проверяется состояние строительной части, дверей, люков и их запоров, крепежных конструкций, наличие разделительных несгораемых перегородок и плотности заделки кабелей в местах прохода через стены, перекрытия и перегородки;

10) проверяется наличие посторонних предметов, строительных и монтажных материалов, обтирочных концов, тряпок, мусора (при наличии удалить);

11) проверяется, не проникают ли грунтовые и сточные воды, нет ли технологических отходов производства.

43. Осмотр кабельных колодцев производится двумя лицами в определенном порядке:

1) открывается люк колодца;

2) спускается на уровень не ниже 0,25 м до дна колодца резиновый шланг, соединенный с вентилятором или компрессором, в колодец в течение 15 минут нагнетается свежий воздух;

3) проверяется отсутствие в колодце горючих и вредных газов;

4) после вентилирования один из монтеров спускается в колодец, второй - неотлучно дежурит около люка колодца.

44. Осмотр концевых участков и концевых муфт кабельных линий, заходящих в распределительные устройства электростанций и подстанций, производится назначенным персоналом.

45. В случаях, когда кабельные сооружения и распределительные устройства или подстанции принадлежат разным организациям, осмотр производится представителями всех организаций.

46. Результаты обходов и осмотров оформляются следующим образом:

1) регистрируются в журнале обходов и осмотров. Обнаруженные дефекты на трассах кабельных линий записываются в журнал дефектов;

2) по окончании осмотра трассы закрытой территории вручается предписание работнику организации, обеспечивающему сохранность кабельных линий, для устранения обнаруженных дефектов;

3) при выявлении дефектов, требующих немедленного устранения, производящий обход и осмотр сообщает об этом своему непосредственному начальнику;

4) результаты осмотра трасс кабельных линий инженерно-техническим персоналом регистрируются в журнале дефектов;

5) осмотр подводных трасс кабельных линий оформляется актом комиссии в составе представителя эксплуатирующей организации, бригадира водолазов и водолаза, непосредственно осматривавшего трассу;

6) при обнаружении на трассе кабельных линий производства земляных работ, выполняемых без разрешения владельца кабельной сети, при обнаружении над местом прокладки подводных кабелей стоянки кораблей, судов и других нарушений согласно Правилам установления охранных зон объектов электрических сетей и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 28 сентября 2017 года № 330 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 15943) (далее – Правила охранных зон) лицо, производящее обход и осмотр, принимает меры по предотвращению вышеуказанных нарушений и сообщает об этом своему непосредственному начальнику, по выполненным мерам вносит запись в журнале обходов и осмотров;

7) результаты осмотров открыто проложенных кабельных линий и кабельных сооружений регистрируются инженерно-техническим персоналом, производящим осмотр, в журнале дефектов кабельных линий;

8) результаты осмотров концевых участков кабелей и концевых муфт в распределительных устройствах электростанций и подстанций регистрируются в журнале дефектов. Если дефекты обнаружены на концах отходящих линий, сведения о них передаются эксплуатирующей организации.

Сноска. Пункт 46 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Глава 4. Надзор за работами, производящимися на трассах кабельных линий

47. Все виды работ (например, земляные, взрывные, гидроразработки, возведение строений или сооружений и аналогичные работы вблизи кабельных трасс) допускается производить только после предварительного согласования выполнения этих работ с организацией, эксплуатирующей кабельную сеть, и получения разрешения на производство работ.

48. При согласовании всех плановых работ по вскрытию земляных покровов организация, эксплуатирующая кабельную сеть, знакомится с планами организации работ и удостоверяется, что планами предусмотрены конкретные мероприятия по обеспечению сохранности кабельных линий и других сетевых сооружений.

49. В плане организации работ вблизи кабельных трасс указывается на обязательность извещения телефонограммой организации, эксплуатирующей кабельную сеть, о начале работ заранее (за 1 сутки). В телефонограмме указывается дата начала работ, адрес и наименование организации, производящей работы.

50. Организация, эксплуатирующая кабельную сеть, ведет учет всех согласованных планом и регистрацию земляных работ.

51. При раскопках кабельных трасс или производстве земляных работ вблизи них обеспечивается надзор за сохранностью кабелей на весь период производства работ, открытые кабели укрепляются для предупреждения провисания и защиты от механических повреждений.

Производителю работ по раскопкам указывается точное место нахождения кабелей, объясняется порядок обращения с ними, с него берется расписка, подтверждающая получение указанных сведений.

52. Места производства земляных работ по степени опасности в отношении возможности механических повреждений кабельных линий делятся на две зоны:

1) первая – работы на трассах кабельных линий или на расстоянии до 1 м от крайнего кабеля любого напряжения;

2) вторая – работы на трассах кабельных линий на расстоянии от крайнего кабеля, превышающем 1 м.

Работы на участках, где правильность указанного на планах расположения кабельных линий вызывает сомнение, относятся к работам в 1-й зоне.

53. Производство раскопок с применением землеройных машин допускается не ближе 1 м от кабелей; рыхление грунта с применением отбойных молотков допускается на глубину не более 0,3 м. Применение ударных и вибропогружаемых механизмов допускается не ближе 5 м от кабелей.

54. В назначенное время представитель организации, эксплуатирующей кабельную сеть, которому поручено произвести допуск к работам, прибывает на место работ с планом трассы кабельных линий и комплектом предупредительных плакатов.

55. При работах в первой зоне представитель организации, эксплуатирующей кабельную сеть, которому поручено произвести допуск к работам, на месте работ:

1) проверяет, имеется ли у производителя работ разрешение на производство работ и план, согласованный с организацией, эксплуатирующей кабельную сеть;

2) проверяет правильность установки ограждений места работ;

3) знакомится с содержанием работ, определяет сроки отдельных этапов работ и намеченный срок окончания;

4) проверяет по плану расположение кабельных линий, указывает производителю работ трассу кабельных линий, намечает границу зоны безопасного производства работ и вывешивает предупредительные плакаты;

5) выдает письменное разрешение на производство работ их производителю и знакомит его с правилами техники безопасности при работах на кабельных трассах, с ответственностью, установленной за повреждение кабельных линий.

56. В выданном разрешении, подписываемом эксплуатирующей организацией и производителем работ, указываются границы производства работ и требования к производителю работ по обеспечению сохранности кабелей:

1) вести наблюдение за работами непосредственно на трассе кабельных линий, обеспечивая выполнение всех мер предосторожности при удалении грунта с трассы;

2) следить, чтобы открытые кабели и соединительные муфты были обшиты коробами и укреплены. При этом обращается внимание на то, чтобы кабели не провисали, муфты уложены и укреплены на прочном помосте в горизонтальном положении. На защитных коробах кабелей устанавливаются предупредительные плакаты;

3) следить, чтобы было проведено контрольное шурфование с интервалами между шурфами не более 10 м поперек трассы кабельных линий, по которой ведутся земляные работы;

4) следить, чтобы без дополнительного разрешения не расширялась намеченная и согласованная зона раскопок.

57. При работах в первой зоне все кабельные линии напряжением выше 1000 В отключаются и принимаются меры предосторожности:

1) раскопки производятся только лопатами; применение ломов, пневматических инструментов и клиньев допускается только для снятия верхнего покрова на глубину не более 0,3 м. Если в место раскопок попадают кабели марки ААШ или кабели с пластмассовой изоляцией, при выемке грунта в непосредственной близости от кабелей принимаются меры, исключающие возможность повреждения пластмассового шланга или оболочки, о чем указывается в разрешении на производство работ;

2) при отоплении почвы в зимнее время источники тепла находятся не ближе 0,3 м от кабелей;

3) контрольные шурфы (ямы) допускается рыть на ширину лопаты, отойдя от предполагаемой трассы кабельных линий на расстояние не менее 0,5 м и осторожно приближаясь к кабелям;

4) в местах, где вскрываются кабели, работа заканчивается в возможно короткий срок;

5) открытые кабели не рекомендуется перекладывать или передвигать;

6) если раскопки производятся на глубине большей, чем глубина прокладки кабелей, и кабели открываются, кабели помещают в короба или в разрезные трубы и подвешивают к уложенным поперек траншеи балкам с креплением через каждый метр; не рекомендуется подвешивать кабель без устройства короба.

58. При работах во второй зоне представитель организации, эксплуатирующей кабельную сеть, при допуске к работам на месте работ выполняет пункт 54 настоящих Методических указаний.

59. При аварийных случаях производство раскопок разрешает диспетчер, который дает указание оперативной выездной бригаде выехать на место раскопок и производить наблюдение за ними согласно пунктам 52-55 в нерабочее время допуск производит дежурный мастер.

В случаях, когда организация (например, жилищно-коммунальная контора водопроводной сети) выполняет аварийные работы, связанные с вскрытием земляных покровов, представители электрической сети требуют, чтобы дежурному диспетчеру было сообщено о месте, времени начала работ и их объеме.

Дежурный диспетчер направляет на место работы представителя организации, эксплуатирующей кабельную сеть.

60. При работах на трассах кабельной линии надзор со стороны организации, эксплуатирующей кабельную сеть, производится таким образом, чтобы была обеспечена сохранность кабельных линий.

61. Если при проведении работ их производителю требуется расширение зоны раскопок или возобновление работ после перерыва, допуск его к этим работам осуществляется вновь в соответствии с требованиями пунктов 53-56 настоящих Методических указаний. Продолжительность перерывов, в течение которых не требуется повторный допуск, определяется лицом, выдающим наряд.

62. В случае нарушения при производстве работ требований настоящих указаний представитель организации, эксплуатирующей кабельную сеть, осуществляющий надзор, добивается прекращения работ и устранения допущенного нарушения. В противном случае, и во всех случаях повреждения кабельных линий представитель,

осуществляющий надзор, составляет акт о нарушении производителем работ требований согласно Правил охранных зон и ставит в известность непосредственного начальника.

63. При работах в первой зоне укладка кабелей после окончания работ производится в присутствии представителя организации, эксплуатирующей кабельную сеть, после детального осмотра всех кабелей.

64. Кабели укладываются и защищаются от механических повреждений в соответствии с ПУЭ.

65. После окончания земляных работ, осмотра и засыпки кабелей грунтом представитель организации, эксплуатирующей кабельную сеть, совместно с производителем работ оформляет акт окончания земляных работ и в соответствии с ним производит запись в паспорте кабельной линии о земляных работах на трассе с указанием даты, адреса и организации, производившей работы.

66. После окончания земляных работ на трассе все кабельные линии напряжением выше 1000 В испытываются повышенным выпрямленным напряжением.

67. Результаты испытаний кабельных линий заносятся в паспорт.

Глава 5. Контроль за состоянием металлических оболочек кабелей и меры предотвращения их коррозионного разрушения

68. Металлические оболочки кабелей при прохождении кабельных трасс в коррозионно-опасных зонах обеспечиваются соответствующей защитой, предохраняющей их от коррозии. Наиболее коррозионно-опасными являются районы с электрифицированным транспортом, работающим на постоянном токе (метрополитен, трамвай, железная дорога), или районы, по которым проходят линии электропередачи постоянного тока системы "провод-земля", с почвами, агрессивными к свинцу и алюминию.

69. Мероприятия по защите кабельных линий от коррозии, предусматриваемые проектом или осуществляемые в процессе эксплуатации, согласовываются с организацией, координирующей работу по защите подземных сооружений от коррозии. Если такая организация отсутствует, то взаимодействуют с организациями, эксплуатирующими расположенными в непосредственной близости от кабельных трасс подземными металлическими сооружениями и сооружениями, являющимися источниками блуждающих токов.

70. Мероприятия по защите от коррозии кабелей разрабатываются на стадии проектирования.

В процессе эксплуатации в коррозионно-опасных зонах производятся измерения блуждающих токов согласно приложению 6 к настоящим Методическим указаниям, определяется степень, коррозионной активности грунтов, грунтовых и других вод согласно приложению 7 к настоящим Методическим указаниям, составляется и

периодически корректируется карта коррозионных зон кабельной сети. Для этого на совмещенных планах расположения кабельных линий и трамвайных сооружений (рельсовых путей, отсосов, питающих центров) по данным наблюдений показываются диаграммы потенциалов и плотностей блуждающих токов, указываются места расположения агрессивных грунтов.

71. На основании анализа данных о коррозионных зонах, потенциальной диаграммы рельсовой сети, данных о имевших местах случай повреждений кабелей электрокоррозией устанавливаются места, где в первую очередь производятся измерения блуждающих токов и потенциалов на кабелях. Измерение производится в доступных местах без вскрытия траншей, в контрольно - измерительных пунктах, во временных шурфах в коррозионно-опасных зонах и, через 100-300 м по исследуемой трассе кабельной линии.

В результате измерений определяются средние значения потенциалов и строятся потенциальные диаграммы кабеля. При этом учитывается стационарный потенциал металлической оболочки по отношению к медносульфатному электроду сравнения (для свинца – 0,48 В, для алюминия – 0,7 В).

72. По результатам измерений разности потенциалов в исследуемой зоне определяется наличие вида коррозии. Если измеряемая разность потенциалов изменяется по значению и знаку или только по значению, это указывает на наличие в земле блуждающих токов. Если измеряемая разность потенциалов имеет устойчивый характер, это указывает на наличие в земле токов почвенного происхождения либо токов от линий передачи постоянного тока по системе "провод-земля" (если она имеется в данном районе).

73. По данным измерений строятся графики потенциалов отдельно для каждого сооружения и кабельной линии.

Графики дополняются сведениями о плотностях натекающих и стекающих токов, данными о направлениях и значениях сквозных токов, текущих по оболочкам кабелей (или по другим подземным сооружениям).

74. Защита кабельных линий от коррозии на стадии проектирования, сооружения и эксплуатации осуществляется:

- 1) рациональным выбором трассы прокладки и марки кабеля (с учетом коррозионной активности окружающей среды, наличия блуждающих токов и типа защитных покровов кабеля);

- 2) соблюдением норм и правил прокладки, монтажа кабельных линий, обеспечивающих целостность защитных покровов самих кабелей и участков, примыкающих к соединительным муфтам. Контроль за состоянием изоляции защитных покровов для кабелей с алюминиевыми оболочками осуществляется на всех этапах прокладки и монтажа кабельной линии, и периодически в процессе эксплуатации измерением сопротивления изоляции защитного покрова;

3) активной электрозащитой участков кабельной линии, проложенных в коррозионно-опасных зонах (в коррозионно-активных грунтах и водах, в зонах с наличием блуждающих токов).

Активной защите от коррозии подлежат силовые кабели на напряжение 6 кВ и выше, проходящие в коррозионно-опасных зонах.

Вопрос о применении активной защиты кабельных линий на напряжение ниже 6 кВ решается в каждом случае отдельно.

75. Кабельные линии подлежат защите от коррозии, вызываемой блуждающими токами, в анодных и знакопеременных зонах:

1) при прокладке в грунтах с удельным сопротивлением выше 20 Ом·м и значении среднесуточной плотности тока, стекающего в землю, выше 0,15 мА/дм²;

2) при прокладках в грунтах с удельным сопротивлением менее 20 Ом·м независимо от плотности тока, стекающего в землю.

При отсутствии достаточных данных о степени коррозионной активности грунтов защита на кабельной линии устанавливается, если значение потенциала в анодной зоне превышает +0,2 В.

В процессе эксплуатации коррозионная ситуация по трассе кабельной линии может меняться. При обнаружении коррозии оболочек кабельных линий разрабатываются мероприятия по предотвращению дальнейшего повреждения кабелей и замене поврежденных участков.

76. Систематически контролируется выполнение мероприятий, проводимых управлениями электрифицированного транспорта по уменьшению значений блуждающих токов в земле (систематическое получение и изучение потенциальных диаграмм рельсовой сети, результатов проверки состояния рельсовых стыков).

77. При обнаружении во время обходов и осмотров неисправностей в устройствах трамвайных путей и электрифицированных железных дорог добиваться проведения управлениями трамваев и дорог мероприятий по сварке рельсовых стыков, устройству отсосов и других мер, обеспечивающих более низкий уровень блуждающих токов.

78. Разрушение оболочки кабелей блуждающими токами происходит там, где они находятся под положительным потенциалом (в анодных зонах), защита кабелей от коррозии заключается в том, чтобы погасить или свести до минимума положительные потенциалы на оболочках кабелей. Это достигается одним из способов: установкой электродренажей различных типов, применением катодной защиты (подача на оболочки отрицательного потенциала), установкой протекторов, заземлителей и перепаяк кабелей.

79. Выбор способов и средств защиты кабельных линий от коррозии определяется типом (маркой) проложенных кабелей, степенью опасности их коррозионного разрушения согласно приложению 8 к настоящим Методическим указаниям.

80. Применяются электрические способы защиты кабелей от коррозии.

Сведения о защитных устройствах, выпускаемых промышленностью, приведены (в приложении 9 к настоящим Методическим указаниям).

Сведения об особенностях защиты от коррозии кабелей в алюминиевых оболочках приведены в приложении 16 к настоящим Методическим указаниям.

81. Все случаи коррозионных повреждений регистрируются. Документом о коррозионном повреждении является акт или протокол обследования кабельной линии. Случаи коррозионных повреждений заносятся в паспорт кабельной линии.

Глава 6. Испытания кабельных линий повышенным выпрямленным напряжением

82. Кабельные линии 3-3,5 кВ в процессе эксплуатации периодически подвергаются испытаниям повышенным выпрямленным напряжением от стационарных испытательных выпрямительных установок или передвижных лабораторий (приложение 10 к настоящим Методическим указаниям).

83. При испытаниях вместе с кабелем испытываются концевые муфты и опорные изоляторы. Кабельные выводы и вставки на воздушных линиях испытываются без отсоединения от воздушной линии. При этом вентильные разрядники на опоре линии электропередачи отсоединяются.

84. Испытанию при одновременном отключении допускается подвергать несколько кабельных линий, отходящих от подстанции, или цепочку последовательно соединенных кабельных линий с распределительными устройствами. При этом отсоединяются обмотки трансформаторов напряжения.

85. На электростанциях и подстанциях испытание групповых кабелей одного подсоединения (генератора, трансформатора) производится, как правило, вместе с шинной сборкой.

86. Устанавливаются значения повышенного выпрямленного напряжения при производстве испытаний и их сроки проведения.

Исходные значения испытательных напряжений кабелей с бумажной изоляцией 3 и 6 кВ и дальнейшие переходы на более высокие ступени испытательного напряжения согласуются с объемом ремонтных работ другими местными условиями и устанавливаются техническим руководством энергосистемы (электрической сети).

87. До начала испытаний производится осмотр всех элементов кабельной линии, кабельных каналов и туннелей, в которых проложена линия. Если плановый обход и осмотр линии производились менее чем за 3 месяца до ее испытания, дополнительный осмотр линии перед испытаниями не требуется.

При обнаружении дефектов концевых муфт и заделок испытания производятся после их ремонта.

88. Автоматизированные кабельные линии допускается испытывать реже, чем неавтоматизированные. Периодичность их испытаний устанавливается руководством

энергосистемы (электрической сети) с учетом местных условий, испытания при этом производятся не реже 1 раза в 3 года.

89. После выполнения работ по капитальному ремонту кабельных линий производятся внеочередные испытания. Через месяц после ремонта линии рекомендуется провести повторное испытание.

Испытание кабельных линий после их раскопок производится в соответствии с рекомендациями настоящих Методических указаний.

90. Линии с пониженным уровнем изоляции испытываются в летнее и осеннее время года. Испытания подводных кабелей производятся с таким расчетом, чтобы ремонт их в случае пробоя мог быть закончен до начала ледостава или ледохода.

91. Место пробоя кабельной линии обследуется и выясняется причина повреждения. При обследовании, производимом в стационарной лаборатории, производится разборка, осмотр и обмер поврежденного образца кабеля (кабельной муфты, заделки).

92. Вскрытие кабеля для ремонта производится после сверки на месте соответствия расположения кабеля с расположением его на плане трассы, после проверки отсутствия напряжения на этом кабеле и его прокалывания.

93. При осмотрах пластмассовых оболочек и шлангов обращается внимание на задиры, порезы, надрезы, трещины, сквозные отверстия, оплавления и другие повреждения.

При осмотре пластмассовой изоляции обращается внимание на наличие пор и раковин в толще изоляции, оплавление изоляции, степень старения изоляции, измеряется толщина изоляции.

94. При вскрытиях и разборке кабельных муфт и заделок определяются основные конструктивные размеры.

Результаты вскрытий, разборок и заключение о причине повреждения оформляются протоколом.

95. При наличии в кабеле заводского дефекта предъявляется рекламация изготовителю.

96. Если для ремонта линии после пробоя не требуется производить вырезки поврежденного участка, анализ причины повреждения производится на месте ремонта.

97. Образцы кабелей с разными видами повреждений, в том числе с заводскими дефектами, рекомендуется сохранять в лаборатории для использования в качестве наглядных пособий при обучении персонала, для представления их экспертам (при предъявлении рекламаций, арбитражных разбирательствах).

98. Результаты испытаний кабельных линий, причины их повреждения и выполненные мероприятия по ремонтам заносятся в паспорт кабельной линии.

99. Степень осушения изоляции на вертикальных участках кабелей 20-35 кВ устанавливается периодическим измерением $\tan \delta$ изоляции этих участков или

систематическим наблюдением за их нагревом (приложение 11 настоящих Методических указаний).

100. Испытания изоляции кабельных линий на напряжение 6 кВ проводятся под нагрузкой.

Глава 7. Определение мест повреждений на кабельных линиях

101. Работы по определению мест повреждения подразделяются на три этапа:

1) диагностика повреждения – определение характера повреждения, выполнение предварительных измерений расстояний до места повреждения. На этой стадии устанавливается потребность предварительного прожигания;

2) определение зоны предполагаемого повреждения одним из относительных методов;

3) уточнение местонахождения повреждения одним из абсолютных методов.

102. Метод определения мест повреждения кабельной линии выбирается в зависимости от характера повреждения. Повреждения кабелей подразделяется на следующие виды:

1) повреждение изоляции, вызывающее замыкание одной фазы на землю;

2) повреждение изоляции, вызывающее замыкания двух или трех фаз на землю либо двух или трех фаз между собой;

3) обрыв одной, двух и трех фаз (с заземлением или без заземления фаз);

4) заплывающий пробой изоляции;

5) сложные повреждения, представляющие комбинации из вышеупомянутых видов повреждений.

103. Измерения производятся на кабельной линии, отсоединенной от источника питания и от нее отсоединены все электроприемники.

104. Трассы кабельных линий, отключившихся аварийно, подлежат осмотру.

105. Производятся уточнение трассы кабельной линии ее осмотр, в первую очередь в кабельных сооружениях, в целях обнаружения явного повреждения. Осмотру подлежат концевые заделки и муфты.

106. Для установления характера повреждения кабельной линии:

1) измеряют сопротивление изоляции каждой токоведущей жилы по отношению к земле;

2) измеряют сопротивление изоляции между парой токоведущих жил;

3) определяют целостность (отсутствие обрыва) токоведущих жил;

4) прибором Р 5-5 (измеритель неоднородности кабелей и линий или ему подобным)
) уточняют характер повреждения и проверяют длину поврежденных жил кабеля.

107. Измерение сопротивления изоляции производится мегаомметром на напряжение 2500 В.

108. В случае отсутствия определения характера повреждения, снижается сопротивление изоляции в месте повреждения, что достигается дополнительным поочередным испытанием высоким напряжением (от испытательной установки) изоляции токоведущих жил между собой и по отношению к оболочке.

109. Результаты измерений в целях установления характера повреждения заносятся в протокол измерений, на рабочую схему. Определение мест повреждений и используются для выбора методов и технологии. Определение мест повреждений

110. После определения характера повреждения кабельной линии выбирается метод, подходящий для определения места повреждения в данном конкретном случае. Рекомендуется в первую очередь определить зону, в границах которой расположено повреждение. Определение зоны повреждения производится одним из методов:

- 1) импульсным (локационным);
- 2) колебательного разряда (волновым);
- 3) петлевым.

111. После определения зоны повреждения производится определение места повреждения непосредственно на трассе кабельной линии одним из методов:

- 1) индукционным;
- 2) акустическим;
- 3) методом накладной рамки.

Для точного определения места повреждения, пользуются сочетанием относительного и абсолютного методов.

112. Характеристики различных методов определения мест повреждения, области и условия их применения приведены в приложениях 13 и 14 к настоящим Методическим указаниям.

113. Применение импульсного и индукционного методов отыскания повреждений требует значительного понижения переходного сопротивления в месте повреждения (от 10 до 100 Ом). Это достигается прожиганием изоляции в поврежденном месте от специальных установок согласно приложению 15 к настоящим Методическим указаниям.

Глава 8. Капитальный ремонт кабельных линий

114. Ремонт кабельных линий производится по плану, утвержденному руководством организации.

115. План ремонтов составляется на основе записей в журналах обходов и осмотров, результатов испытаний и измерений, по данным диспетчерских служб. Объем ремонтов уточняется на основании дополнительной проверки, на месте инженерно-техническим персоналом всех выявленных неисправностей кабелей и трасс кабельных линий, что позволяет своевременно подготовить материалы и механизмы для выполнения ремонта. В план-график включаются ремонтные работы, не

требующие срочного их выполнения; очередность производства таких работ устанавливается руководством района (участка, службы) электрической сети и цеха электростанции. Очередность выполнения срочных ремонтов определяется руководством организации.

116. Ремонт находящихся в эксплуатации кабельных линий производится эксплуатационным персоналом или персоналом специализированных организаций.

117. Вскрытие кабеля для ремонта производится после сверки на месте соответствия расположения кабеля с расположением его на плане трассы, после проверки отсутствия напряжения на этом кабеле и прокалывания.

118. Изоляция кабеля, используемого для вставки при ремонте, предварительно проверяется на отсутствие влаги, устанавливается сечение и номинальное напряжение кабеля.

119. При ремонте кабельной линии в зимних условиях кабельная вставка укладывается в траншею в подогретом состоянии.

120. Перед монтажом соединительных муфт при ремонте кабельной линии фазировку рекомендуется производить непосредственно на месте монтажа. Допускается производить фазировку на концевых заделках после монтажа соединительных муфт. Фазировка производится с применением мегаомметра с фазировочным приспособлением или с использованием телефонных трубок.

121. При выполнении ремонта открыто проложенных кабелей производится ремонт кабельных сооружений (туннелей, колодцев, каналов, шахт). Одновременно с ремонтом кабелей производятся проверка и восстановление бирок, предупредительных и опознавательных надписей и пр.

122. По окончании ремонтных работ на кабельной линии составляется исполнительный эскиз. По этому эскизу производятся все исправления в технической документации (планы трасс, схемы, паспортные карты). На вновь смонтированные муфты устанавливаются маркировочные бирки.

123. После капитального ремонта кабельной линии производятся испытания и измерения. При этом измерение сопротивления заземления корпусов концевых заделок выполняется в тех случаях, когда производится ремонт старых или монтаж новых концевых заделок.

124. После ремонтов на кабельных линиях, не связанных с отсоединением концов кабеля (покраска воронок, восстановление лакового покрытия на фазах, исправление заземлений, обновление или смена маркировочных бирок), фазировка линии и испытание ее повышенным выпрямленным напряжением не производятся.

125. При выполнении ремонтных работ на кабельных линиях, проложенных в земле, особенно в кабельных сооружениях, соблюдаются меры пожарной безопасности:

1) при пользовании открытым огнем (газовая горелка, паяльная лампа) на месте работ обеспечивается наличие огнетушителей (не менее двух), ведра с сухим мелким

песком, кошма или брезент, листы асбеста для ограждения работающих кабелей и плотно закрывающийся металлический ящик с крышкой для сбора отходов разделки кабеля и других горючих материалов;

2) бензин на месте работы хранится в металлической посуде с пробкой на резьбе;

3) заправка и доливка паяльных ламп, разогрев кабельной массы производятся вне помещений;

4) разжигаемая лампа обращается носком на огнеупорную стену или лист асбеста.

126. Указания по ремонту кабелей и кабельной арматуры приведены в приложение 16 к настоящим Методическим указаниям.

Глава 9. Правила приемки кабельных линий в эксплуатацию

127. Эксплуатирующая организация производит технический надзор в процессе прокладки и монтажа кабельных линий, вновь сооружаемых другими организациями и передаваемых затем на баланс в энергосистему.

Присутствие при выполнении работ представителя эксплуатирующей организации не снимает с монтажной организации и производителя работ ответственности за выполняемые ими работы. Прокладку и монтаж кабельных линий всех напряжений допускается производить только лицам, прошедшим профессиональное обучение, сдавшим экзамены и получившим свидетельство на выполнение указанных работ.

128. Выполняющий технический надзор знакомится с проектом прокладки и монтажа кабельной линии, перед ее прокладкой проверяет по документам и осмотром состояние и качество кабелей на барабанах, кабельных муфт и монтажных материалов, проверяет качество работ в процессе прокладки и монтажа кабельной линии, правильность выполнения маркировки.

129. Выполняющий технический надзор ставит в известность производителя работ о всех замеченных дефектах и нарушениях и требует их устранения.

При наличии разногласий с производителем работ выполняющий технический надзор ставит в известность об этом свою администрацию.

130. Вновь смонтированная кабельная линия принимается в эксплуатацию комиссией в составе представителей монтажной и эксплуатирующей организаций. Председателем комиссии назначается руководитель эксплуатирующей организации.

131. Комиссия по приемке кабельной линии в эксплуатацию проверяет техническую документацию, производит обход трассы кабельной линии, проверяет выполненные работы (скрытые работы проверяются выборочно), знакомится с результатами испытания кабельной линии.

132. При приемке в эксплуатацию вновь вводимой кабельной линии электропередачи производятся испытания в соответствии с ПУЭ.

133. При сдаче в эксплуатацию кабельной линии электропередачи напряжением до и выше 1000 В, кроме документации, предусмотренной строительными нормами,

правилами и отраслевыми правилами приемки, оформляется и передается заказчику следующая техническая документация согласно Правил:

1) скорректированный проект кабельной линии со всеми согласованиями.

Для кабельной линии на напряжение 110 кВ и выше проект согласовывается с заводом-изготовителем кабелей и эксплуатирующей организацией;

2) исполнительный чертеж трассы с указанием мест установки соединительных муфт, выполненный в масштабе 1:200 или 1:500 в зависимости от развития коммуникаций в данном районе трассы;

3) чертеж профиля кабельной линии в местах пересечения с дорогами и другими коммуникациями для кабельной линии на напряжение 20 кВ и выше и для особо сложных трасс кабельной линии на напряжение 6 и 10 кВ;

4) акты строительных и скрытых работ с указанием пересечений и сближений кабелей со всеми подземными коммуникациями;

5) акты приемки траншей, блоков, труб, каналов, туннелей и коллекторов под монтаж;

6) сертификаты соответствия и заводские паспорта кабелей;

7) акты состояния кабелей на барабанах и, в случае необходимости, протоколы разборки и осмотра образцов (для импортных кабелей разборка обязательна);

8) кабельный журнал;

9) протокол прогрева кабелей на барабанах перед прокладкой при низких температурах;

10) акты на монтаж кабельных муфт;

11) документы о результатах измерения сопротивления изоляции;

12) протоколы испытания изоляции кабельной линии повышенным напряжением после прокладки (для кабельной линии напряжением выше 1000 В);

13) акты на монтаж кабельных муфт;

14) акты осмотра кабелей, проложенных в траншеях и каналах перед закрытием;

15) акты на монтаж устройств по защите кабельной линии от электрохимической коррозии, а также документы о результатах коррозионных испытаний;

16) акт проверки и испытания автоматических стационарных установок пожаротушения и пожарной сигнализации;

17) акт сдачи-приемки кабельной линии в эксплуатацию.

135. Приемка в эксплуатацию кабельной линии оформляется актом, в котором отмечается:

1) наименование организации, производившей сооружение и монтаж кабельной линии;

2) фамилия производителя работ; фамилия представителя эксплуатации, наблюдавшего за работами;

- 3) наименование и назначение линии, место прокладки; краткая характеристика линии (марка кабеля, сечение, напряжение, длина, тип муфт и заделок, их количество);
- 4) соответствие выполненных работ действующим правилам и нормам;
- 5) заключение о пригодности линии к эксплуатации.

136. К акту прилагаются документы, перечисленные в приложении 17 к настоящим Методическим указаниям, и их опись, копия приказа о назначении ответственных лиц за сохранность кабельной трассы, проходящей по территории организации.

Глава 10. Техническая документация

137. После приемки кабельной линии эксплуатирующая организация оформляет техническую документацию по данной кабельной линии.

На каждую кабельную линию заводится паспорт, содержащий технические данные по линии и систематически пополняемый сведениями по испытаниям, ремонту и эксплуатации линии. Данные по эксплуатации кабельных линий (например, по нагрузкам и испытаниям) допускается вносить в другие документы.

138. На каждую кабельную линию заводится архивная папка, в которой хранятся паспорт кабельной линии и вся техническая документация, перечисленная в приложении 5 к настоящим Методическим указаниям, протоколы вскрытия и испытания кабеля в процессе эксплуатации, акты повреждений линий.

139. В процессе эксплуатации ведутся и заполняются журналы по обходам и осмотрам кабельных линий, журналы записи дефектов и др. Перечень и содержание журналов по эксплуатации кабельных линий устанавливается техническим руководителем организации.

140. Сроки хранения журналов и другой эксплуатационной документации определяются техническим руководителем организации.

Глава 11. Требования техники безопасности при

эксплуатации кабельных линий

141. Требования техники безопасности соответствуют Правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан 19 марта 2015 года № 222 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за №10889).

142. При эксплуатации кабельных линий внимание уделяется вопросам безопасности производства ремонтных работ на кабелях, проложенных в зданиях, на территории электрических станций и подстанций, вопросам безопасности при проведении испытаний оборудования и измерений.

Длительно и кратковременно допустимая температура жил кабелей

Тип кабеля	Номинальное напряжение, кВ	Длительно допустимая температура жил кабелей в нормальном режиме, °С	Кратковременно допустимая температура жил кабелей, °С	
			в аварийном режиме	в режиме короткого замыкания
С пропитанной бумажной изоляцией	До 3	80	100	200
	6	65	85	200
	10	60	80	200
	20	55	55	130
	35	50	50	130
С поливинилхлоридной изоляцией	До 10	70	90	150
С полиэтиленовой изоляцией ¹	До 35	70/90	80/130	120/250
С резиновой изоляцией	До 1	65	65	150

¹ В знаменателе указана температура для кабелей с изоляцией из вулканизированного полиэтилена.

Поправочный коэффициент К

Напряжение сети, кВ	В и д прокладки кабеля	номинальное напряжение кабеля, кВ				
		1 - 3	6	10	20	35
1-3	В земле	1,0	1,12	1,16	-	-
	В воздухе	1,0	1,14	1,21	-	-
6	В земле	0,9	1,0	1,05	-	-
	В воздухе	0,88	1,0	1,06	-	-
10	В земле	-	0,96	1,0	1,11	-
	В воздухе	-	0,95	1,0	1,16	-
20	В земле	-	-	0,9	1,0	1,0
	В воздухе	-	-	0,86	1,0	1,0
35	В земле	-	-	-	1,0	1,0
	В воздухе	-	-	-	1,0	1,0

Корректировка дл ительно допустимых токовых нагрузок в условиях эксплуатации

1. Температура нагрева жил кабеля определяется по результатам измерений по формуле

$$V_{\text{ж}} = V_{\text{бр}} + D V \quad (3)$$

где $V_{\text{бр}}$ – температура на бронеленте (оболочке или шланге) кабеля, измеренная при опыте, °С;

$D V$ – разность температуры между бронелентой (оболочкой или шлангом) кабеля и жилами кабеля. Разность температуры определяется

$$\Delta V = \frac{n I_{\text{оп}}^2 \rho_{20}}{S} \cdot T_{\text{к}} K_{\text{р}} \left[1 + \alpha (V_{\text{доп}} - V_{\text{окр}}) \right] \quad (4)$$

где n – число жил кабеля;

$I_{\text{оп}}$ – дл ительная максимальная нагрузка кабеля, измеренная при опыте, А;

ρ_{20} – удельное электрическое сопротивление жилы кабеля при температуре +20 °С, Ом·(мм² / см) (для меди 17,93 · 10⁻⁵, для алюминия 29,4 · 10⁻⁵);

S – сечение жилы кабеля, мм²;

$T_{\text{к}}$ – сумма тепловых сопротивлений изоляции и защитных покровов кабеля, °С (см / Вт);

$K_{\text{р}}$ – поправочный коэффициент для приведения электрического сопротивления к расчетной температуре (при прокладке в воздухе 1,02, в земле 0,98);

α – температурный коэффициент сопротивления токопроводящей жилы, °С⁻¹ (для меди 0,0039, для алюминия 0,0040);

$V_{\text{доп}}$ – дл ительно допустимая температура нагрева жил, °С

(приложение 1 к настоящим Методическим указаниям);

$V_{\text{окр}}$ – температура окружающей среды, измеренная при опыте, °С.

2. Разность температуры $D V$ для кабелей с бумажной изоляцией с алюминиевыми жилами с различной степенью старения допускается определять по номограммам:

для кабелей на напряжение 6 - 35 кВ (находящихся в эксплуатации до 10 лет) по номограммам, приведенным на рисунках 1, 2, 3 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям);

для кабелей на напряжение 6-10 кВ (находящихся в эксплуатации от 10 до 25 лет) по номограммам, приведенным на рисунке 4 и 5 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям.

3. Для кабелей с бумажной изоляцией и медными жилами разность температур уменьшается в 1,7 раз.

4. Для кабелей с бумажной изоляцией на напряжение 3-10 кВ, находящихся в эксплуатации более 25 лет, для кабелей, длительное время (более 5 лет) работавших в тяжелых условиях, явившихся причиной заметного осушения изоляции, значения тепловых сопротивлений приведены в таблице 1 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям.

5. По определенным опытным путем температурам нагрева жил кабелей $V_{ж}$ и соответствующих им токов нагрузки $I_{оп}$, температур окружающей среды $V_{окр}$ допустимую нагрузку допускается скорректировать для действительных эксплуатационных условий по формуле

$$I_{доп} = I_{оп} \sqrt{\frac{\Delta V_{доп}(1 + \alpha V_{доп})}{\Delta V_{оп}(1 + \alpha V_{оп})}}, \quad (5)$$

где $\Delta V_{оп} = V_{ж} - V_{окр.оп}$ – превышение температуры жилы над температурой окружающей среды, измеренной во время опыта, °С;

$\Delta V_{доп} = V_{доп} - V_{окр.расч}$ – длительно допустимое превышение температуры жилы над расчетной температурой окружающей среды, °С.

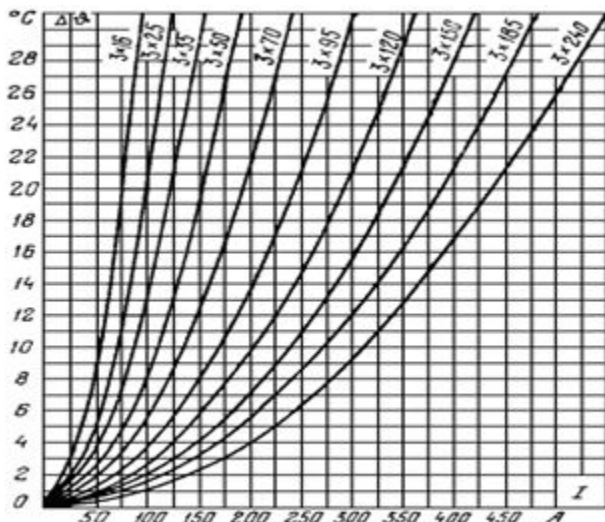


Рисунок 1 – Разность температур между бронелентами (оболочкой или шлангом) и алюминиевыми жилами новых кабелей 6 кВ.

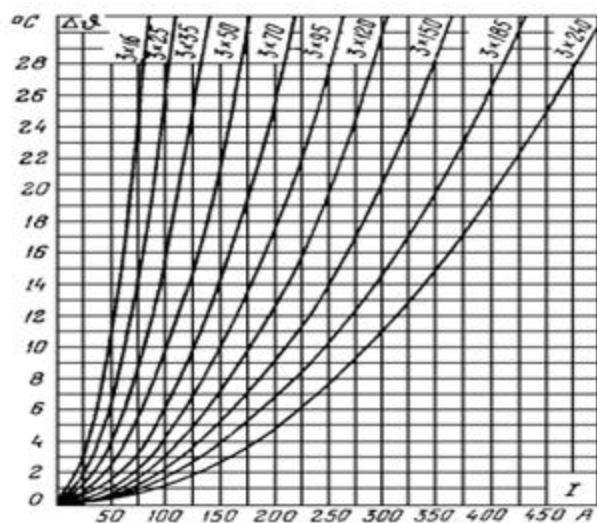


Рисунок 2 – Разность температур между бронелентами (оболочкой или шлангом) и алюминиевыми жилами новых кабелей 10 кВ.

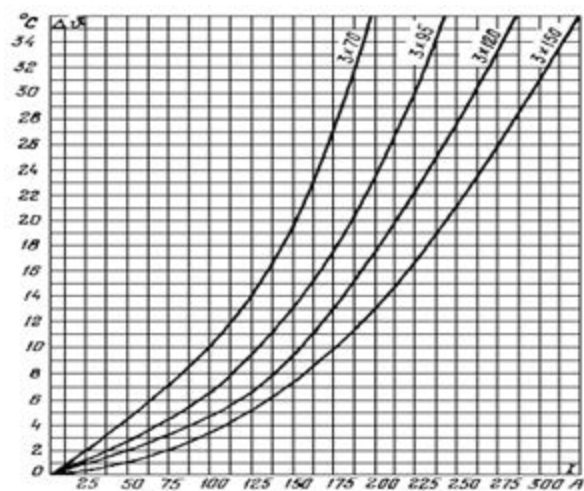


Рисунок 3 – Разность температур между бронелентами и алюминиевыми жилами кабелей 35 кВ.

6	Наружные покровы	31	30	25	24	22	20	18	18	18	17
10	Изоляция	11	9	82	72	66	57	51	47	43	37
	Наружные покровы	25	4	20	19	18	18	17	17	15	15
Примечание. Удельные тепловые сопротивления приняты для изоляции 1000°С·(см/Вт), для наружных покровов - 550 °С·(см/Вт).											

После корректировки нагрузки произвести дополнительное измерение температуры нагрева кабелей в целях проверки правильности произведенных изменений нагрузочных токов. Измерение температуры кабелей рекомендуется производить в наиболее неблагоприятных для работы условиях (максимальная нагрузка, высокая температура или низкая теплопроводность окружающей среды). При этом имеется в виду, что наибольшие нагревы кабеля по трассе вероятнее всего могут быть на участках линий, проложенных в трубе (в земле) и в блоках.

6. Если нагрузка кабельной линии в течение суток равномерна, то температуру кабеля достаточно измерить 2 раза с интервалом 1-2 ч. При неравномерной нагрузке температура кабеля измеряется в течение суток через каждый час, измеряя одновременно значение токовой нагрузки. Если нагрузка в часы максимума резко изменяется, измерения температуры производят в это время через 0,5 ч. По полученным данным строятся суточные графики температуры кабеля и его нагрузки. В этом случае при подсчете температуры жилы кабеля за $V_{бр}$ принимаются максимальные температуры бронеленты (оболочки, шланга) по графику, за $V_{оп}$ – максимальное значение нагрузки (длительностью не менее 0,5 ч.), даже если эти значения будут сдвинуты по времени.

7. Измерение температуры бронеленты (оболочек, шлангов) кабелей, проложенных открыто в кабельных сооружениях, рекомендуется производить с помощью термосопротивлений или термопар и в крайнем случае с помощью термометров. В последнем случае конец термометра с ртутью хорошо укреплен и прижат к броне (оболочке, шлангу) кабеля с помощью станиоля (или аналогичного материала с хорошей теплопроводностью) и бандажа из хлопчатобумажной ленты.

При больших групповых прокладках (туннели электростанций, подстанций, питающие линии на центрах питания) рекомендуется применять автоматическую запись температуры с помощью электронных потенциометров или мостов. Измерение температуры нагрева кабелей в отдельных случаях допускается выполнить термощупом Т -4.

8. Измерение температуры кабеля, проложенного в земле или в других труднодоступных местах, производится при помощи термосопротивлений или термопар.

9. На каждом кабеле в месте измерения устанавливается не менее двух термосопротивлений (термопар) для обеспечения резерва в случае выхода из строя одного из них.

10. Для установки термосопротивлений (или термопар) на кабелях, проложенных в земле:

1) вырыть на трассе кабельной линии котлован и в торце его вдоль оси кабеля сделать углубление (нишу) на 250 - 300 мм;

2) снять в этом месте с кабелей джутовый покров (при его наличии) или развести его;

3) установить термодатчики между предварительно очищенными от битума бронелентами или на очищенную от грунта поверхность пластмассового шланга (оболочки). В последнем случае на установленные термодатчики накладывается металлическая фольга;

4) закрепить термодатчики на кабеле наложением бандажа из нескольких слоев изоляционной ленты;

5) восстановить снятый с кабеля джутовый покров;

6) ввести измерительные концы в стальной или в иной трубке в удобное и безопасное от механических повреждений место, причем на длине 100 - 120 мм они располагаются на поверхности кабеля. По всей длине проводники от термодатчиков имеют металлические экраны, исключаяющие влияние окружающей среды на результаты измерений;

7) установить на концах выводимых проводов маркировочные бирки;

8) засыпать мелким грунтом и осторожно утрамбовать котлован так, чтобы не повредить термодатчики.

11. Измерение температуры кабеля производить не раньше, чем через сутки после засыпки котлована, чтобы грунт в месте измерения имел установившуюся температуру.

12. Для измерения температуры окружающей среды устанавливаются отдельные термодатчики.

Температура окружающей среды фиксируется:

1) при прокладке кабелей в земле – на расстоянии 3-5 м от крайнего кабеля на глубине прокладки кабелей в зоне, где отсутствуют источники тепла. Для этого просверлить отверстие диаметром 100 -150 мм на глубину прокладки кабеля, установить термодатчики, засыпать грунтом и утрамбовать. Измерение температуры грунта производится не ранее чем через сутки после установки термодатчиков;

2) при прокладке кабелей в кабельных сооружениях – на входе или выходе из сооружения в месте выброса теплого воздуха.

Приложение 4
к Методическим указаниям по
эксплуатации
силовых кабельных линий
напряжением до 35 кил вольт

**Сезонные расчетные температуры грунта
на глубине прокладки кабелей по областям**

Таблица 1 – Сезонные расчетные температуры грунта на глубине прокладки кабелей по областям

Область	Расчетные температуры грунта, °С	
	в летний сезон	в осенне - зимний сезон
Алматинская	20	10
Актау	25	10
ЗКО	20	5
Карагандинская	20	5
Костанайская	20	5
Павлодарская	20	5
Акмолинская	15	5
ЮКО	25	15
Примечание. В энергосистемах, где температура грунта отличается более чем на 2 - 3 °С от приведенных в таблице расчетных температур, пользоваться СНиП 23-01-99 "Строительная климатология". Таблица 1. Климатические параметры холодного времени года. Казахстан.		

Приложение 5
к Методическим указаниям по
эксплуатации
силовых кабельных линий
напряжением до 35 кил вольт

Извещение о правилах производства раскопок и мерах по охране кабельных линий

Наименование электросетевой организации _____ _____ _____	Выдано:
	_____ (фамилия, имя, отчество)
	_____ (должность, наименование организации)
	_____ (адрес, телефон)

ИЗВЕЩЕНИЕ

Настоящим сообщаем, что как организация, эксплуатирующая электрические сети по адресу _____ доводим до Вашего сведения, что на территории Вашего хозяйства расположены электрические кабели и сооружения

(наименование сети)

Согласно требованиям норм по охране электрических сетей, при производстве работ на Вас возлагается обеспечение сохранности этих кабелей и электрического оборудования, находящегося внутри сооружений

_____.

(наименование территории, площадки, здания и сооружения)

Вам надлежит принять все меры, обеспечивающие выполнение требований указанных норм в целях обеспечения сохранности электрических сетей и предотвращения несчастных случаев.

1. Организации, производящие какие-либо работы, которые могут вызвать повреждение электрических кабелей, не позднее чем за 3 дня до начала работ согласовывают их проведение с организацией, эксплуатирующей кабельные сети, и принимают меры к обеспечению их сохранности.

2. Для охраны кабельных сетей установлены охранные зоны:

1) над подземными кабельными электрическими линиями – площадь над кабелем и по 1 м в обе стороны от крайнего кабеля;

2) для подводных кабельных электрических линий – в виде пространства от водной поверхности до дна, заключенного между вертикальными плоскостями, отстоящими от крайних кабелей на 100 м с каждой стороны.

3. В пределах охранных зон без письменного разрешения организации, эксплуатирующей кабельные сети, не рекомендуется:

- 1) производить какие-либо земляные работы и шурфовать грунт;
- 2) производить строительство, устанавливать столбы, заборы, ларьки;
- 3) устраивать склады, свалки и загромождать подъезды к сооружениям

_____;

4) производить посадку зеленых насаждений, огородов и тому подобное;

5) устраивать стоянку автомашин около сооружений

_____;

- 6) сбрасывать большие тяжести, выливать растворы кислот, щелочей, солей;
 - 7) открывать помещения электросетевых сооружений, производить подключения и переключения в электрических сетях;
 - 8) сбрасывать снег с крыш домов на крыши сооружений
-

_____.
4. При наличии сооружений _____ в подвалах дома

следить за тем, чтобы эти подвалы не были заполнены водой.

5. При расположении территории организации на набережных рек и каналов, при наличии в этих местах подводных кабельных переходов в случае устройства в местах переходов каких - либо пристаней, причалов, стоянок барж, пароходов и прочего ставить об

этом в известность _____ сеть.

6. При появлении размыва грунта, оползней, прорыва водопроводных труб немедленно ставить в известность _____ сеть.

7. Организации, эксплуатирующие электрические сети, имеют право приостановить работы в охранной зоне, выполняемые другими организациями с нарушением правил охранных зон. Не прекращение выполнение работ на момент установления нарушения и

после влечет установленную законодательством ответственность.

8. Организации, производящие земляные работы, при обнаружении кабеля, не указанного в технической документации на производство этих работ, прекращают работы, принимают меры к обеспечению сохранности кабеля и сообщают об этом организации, эксплуатирующей электрические сети.

9. Производители работ выполняют технические требования на производство работ, другие указания представителя технического надзора организации, эксплуатирующей кабельные линии.

10. По территории, занятой под предприятия, заводы, фабрики, учреждения, войсковые части, огражденные забором и имеющие постоянный персонал для охраны, приказом выделяют лиц, ответственных за сохранение электрических сетей и сооружений.

11. Лицам, обеспечивающим сохранность кабелей и сооружений на закрытых территориях организации, допускается выдача разрядов на право производства земляных работ в пределах территории организации, за исключением земляных работ в охранной зоне.

В приказе оговариваются права и обязанности лица, обеспечивающего сохранность.

12. Руководители организаций обеспечивают ознакомление всех подчиненных работников с данными Правилами.

13. Организации, допустившие повреждение электрических сетей, производят их восстановление, своими силами и средствами под техническим руководством представителя эксплуатирующей организации.

Предупреждение вручил

(должность, подпись)

" _____ " _____ 20 ____ г.

Вызов представителей _____ электрической сети,
сообщения и переговоры производить по телефонам _____

линия отреза

Извещение вручено _____

(фамилия, и.о., должность, наименование

организации, адрес, телефон)

Об ответственности за непринятие мер по охране электрических кабелей и сооружений _____ поставлен в известность.

Предупреждение получил _____

(подпись)

" _____ " _____ 20 ____ г.

Приложение 6
к Методическим указаниям по
эксплуатации
силовых кабельных линий
напряжением до 35 кВ

Измерение блуждающих токов

1. На кабельных линиях измеряются:

1) потенциалы оболочек кабелей по отношению к медносульфатному электроду сравнения;

2) разности потенциалов между оболочкой кабеля и другими подземными сооружениями и рельсами электрифицированного транспорта;

3) значения силы тока, их направления в тех же местах и цепях, где производились измерения потенциалов.

Для измерений потенциалов блуждающих токов применяется вольтметр с внутренним сопротивлением не менее 20000 Ом на 1 В с пределами измерений 75-0-75 мВ; 0,5-0-0,5 В; 1,0-0-1,0 В; 5,0-0-5,0 В.

Если измеренные разности потенциалов не превышают 1 В, применяется неполяризующийся медносульфатный электрод сравнения; при больших разностях потенциалов допускается использовать металлические электроды (штыри).

2. Резко переменный характер блуждающих токов обуславливает требования к методике их измерений.

В каждом контрольном пункте измерения производится в течение 10-15 мин через каждые 5-10 секунд.

В зонах отсутствия блуждающих токов время измерения в каждой точке допускается ограничить до 3-5 минут. Отсчеты фиксируются через каждые 15-20 секунд.

По данным измерений определяются средние значения потенциалов и токов. В знакопеременных зонах средние потенциалы подсчитываются отдельно для каждой полярности.

3. Измерение блуждающих токов производится в часы наиболее интенсивного движения транспорта (трамваев, поездов электрифицированной железной дороги).

4. Измерение блуждающих токов на кабельных линиях, проложенных в трубах (блоках), производится в каждом смотровом колодце (местах расположения соединительных муфт).

5. На линиях, проложенных непосредственно в земле, измерения производятся в открытых шурфах (разовые измерения) или в оборудованных контрольных пунктах (где устанавливается длительное наблюдение за блуждающими токами).

Конструкция контрольно – измерительных пунктов с учетом местных условий различная (подземная, настенная).

В качестве контрольно-измерительных пунктов допускается использовать трансформаторные подстанции.

6. При наличии сложных узлов подземных сооружений и перетоков блуждающих токов с одних сооружений на другие измерения блуждающих токов производятся одновременно всеми заинтересованными организациями. Полученные таким образом данные измерений после их совместного рассмотрения и анализа позволяют наметить наиболее обоснованные и правильные меры борьбы с коррозией.

Контроль коррозионных свойств грунтов, грунтовых вод

1. Обследование коррозионных свойств грунтов производится отбором проб:

- 1) в местах, где имеются подозрения на агрессивные свойства грунтов (торфяные, черноземные, солончаковые, засоренные шлаком, строительным мусором);
- 2) в местах, где уже наблюдалось разрушение оболочек кабелей коррозией (особенно там, где нет блуждающих токов или где их уровень низок);
- 3) по трассам вновь прокладываемых кабельных линий.

Отбор пробы грунтов рекомендуется производить в местах всякого рода ремонтных работ.

2. Пробы грунта на химический анализ отбираются с глубины прокладки кабеля через каждые 1000 м при однородном и через каждые 500 м при неоднородном характере грунта.

В торфяных, черноземных, солончаковых и насыпных грунтах отбираются по три пробы на расстоянии 300-500.

Масса одной пробы составляет не менее 500 г, причем 70% этой пробы берется с глубины заложения кабеля и по 15% со стенок шурфа или траншеи в двух характерных по цвету, составу и влажности местах. Все эти части перемешиваются и помещаются в закрытую пронумерованную тару, для предотвращения загрязнения пробы.

3. При наличии на трассе участков с грунтовыми и другими водами устанавливаются их коррозионные свойства отбором и анализом проб.

Пробы воды отбираются в чистые сухие бутылки емкостью 1 л, предварительно 2-3 раза промытые отбираемой водой. Бутылки закрывают жесткими корковыми или резиновыми пробками. На бутылку прикрепляется этикетка с указанием номера объекта, номера пробы и места отбора.

4. Коррозионная активность грунтов, грунтовых и других вод по отношению к свинцовой оболочке кабелей определяется по концентрации в них водородных ионов (pH), содержанию органических и азотных веществ нитрат-ионов) и общей жесткости воды (таблица 1 и 2 приложения 7 к настоящим Методическим указаниям).

Коррозионная активность грунтов, грунтовых и других вод по отношению к алюминиевой оболочке кабелей определяется по концентрации водородных ионов (pH), содержанию ионов хлора и железа (таблица П7.3 и П7.4).

Степень коррозионной активности грунтов, грунтовых и других вод на основании результатов химического анализа устанавливается в соответствии с нормами, приведенными в таблицах 1, 2, 3, 4 приложения 7 к настоящим Методическим указаниям.

5. Оценку коррозионной активности грунтов допускается производить по потере массы стальных образцов и определением удельного электрического сопротивления грунтов.

При определении коррозионной активности грунтов различными методами принимается показатель, указывающий на более высокую степень коррозионности.

Таблица 1 – Коррозионная активность грунтов по отношению к свинцовой оболочке кабеля

Рн	Содержание компонентов, % от массы воздушно - сухой пробы		Коррозионная активность
	органические вещества (гумус)	нитрат - ион	
6,5 - 7,5	До 0,0100	До 0,0001	Низкая
5,0 - 6,4	0,010 - 0,020	0,0001 - 0,0010	Средняя
7,6 - 9,0			
до 5,0	Свыше 0,0200	Свыше 0,0010	Высокая
Свыше 9,0			

Таблица 2 – Коррозионная активность грунтовых и других вод по отношению к свинцовой оболочке кабеля

Рн	Общая жесткость, мг - экв / л	Содержание компонентов, мг / л		Коррозионная активность
		органические вещества (гумус)	нитрат - ион	
6,5 - 7,5	Свыше 5,3	До 20	До 10	Низкая
5,0 - 6,4	5,3 - 3,0	20 - 40	10 - 20	Средняя
7,6 - 9,0				
до 5,0	До 3,0	Свыше 40	Свыше 20	Высокая
свыше 9,0				

Таблица 3 – Коррозионная активность грунтов по отношению к алюминиевой оболочке кабеля

Рн	Содержание компонентов, % от массы воздушно - сухой пробы		Коррозионная активность
	хлор - ион	ион железа	
6,0 - 7,5	До 0,001	До 0,002	Низкая
4,5 - 5,9	0,001 - 0,005	0,002 - 0,010	Средняя
7,6 - 8,5			
до 4,5	Свыше 0,005	Свыше 0,010	Высокая
свыше 8,5			

Таблица 4 – Коррозионная активность грунтовых и других вод по отношению к алюминиевой оболочке кабеля

Рн	Содержание компонентов, мг / л		Коррозионная активность
	хлор - ион	ион железа	
6,0 - 7,5	До 5,0	До 1,0	Низкая
4,5 - 5,9	5,0 - 50	1,0 - 10	Средняя
7,6 - 8,5			
до 4,5	Свыше 50	Свыше 10	Высокая
свыше 8,5			

6. Определение коррозионной активности грунтов по потере массы стальных образцов выполняется следующим образом:

1) образец представляет собой стальную трубку длиной 100 мм и внутренним диаметром 19 мм;

2) перед испытанием поверхность образца очищают от ржавчины и окалины корундовой шкуркой, обезжиривают ацетоном, высушивают фильтровальной бумагой, выдерживают сутки в эксикаторе с хлористым кальцием и взвешивают с погрешностью не более 0,1 г;

3) образец помещается в жестяную банку высотой 110 мм и внутренним диаметром 80 мм. Для изоляции образца от дна банки в один из его торцов вставляют резиновую пробку так, чтобы она выступала на 10-12 мм;

4) банка заполняется грунтом на 5 мм ниже верхнего конца трубки. Грунт трамбуется для обеспечения плотного прилегания к образцу и банке;

5) грунт увлажняют до появления на его поверхности непоглощенной влаги. Не рекомендуется проводить увлажнение грунта после начала испытаний;

6) к банке с помощью зажимного приспособления подключается отрицательный полюс, а к образцу – положительный полюс источника постоянного тока напряжением 6 В. Образец находится под током в течение 24 ч.

7) после отключения тока образец очищается от продуктов коррозии катодным травлением в 8%-ном гидрате окиси натрия при плотности тока $3-5 \text{ А/дм}^2$, промывается дистиллированной водой, высушивается и взвешивается с погрешностью не более 0,1.

Коррозионную активность грунта оценивают по данным:

Потеря массы стальной трубки, г.	Менее 1	От 1 до 2	От 2 до 3	От 3 до 4	Свыше 4
Степень коррозионной активности грунтов	Низкая	Средняя	Повышенная	Высокая	Весьма высокая

7. Коррозионную активность грунтов в зависимости от их удельного электрического сопротивления оценивают по данным:

Минимальное годовое удельное электрическое сопротивление грунтов, Ом	Свыше 100	Свыше 20 до 100	Свыше 10 до 20	Свыше 5 до 10	До 5
Степень коррозионной активности грунтов	Низкая	Средняя	Повышенная	Высокая	Весьма высокая

Способы защиты кабельных линий от коррозии

1. Одним из основных способов защиты кабелей от коррозии является электродренаж – металлическая перемычка, с помощью которой блуждающие токи с оболочек кабелей отводятся в рельсы, отсасывающие пункты или непосредственно на отрицательные шины трамвайных подстанций.

Электродренаж сообщает отрицательный потенциал оболочкам кабелей, вследствие чего прекращается стекание с них в землю блуждающих токов и тем самым прекращается процесс электролитической коррозии оболочек.

Различают три вида электродренажей.

Прямой электродренаж (дренажное устройство, обладающее двусторонней проводимостью) применяется в тех случаях, когда исключена возможность стекания токов с рельсов (либо отрицательных шин подстанций) на оболочки кабельных линий.

Поляризованный электродренаж (дренаж, обладающий односторонней проводимостью) применяется в тех случаях, когда потенциал защищаемого кабеля положительный или знакопеременный по отношению к рельсам или шине тяговой подстанции и по отношению к "земле", когда разность потенциалов "кабель - рельсы" больше разности потенциалов "кабель - земля".

Усиленный электродренаж применяется в тех случаях, когда потенциалы рельсов превосходят потенциал на оболочке защищаемых кабелей и когда одновременно на кабельной линии имеется опасная (анодная) зона.

Если по условиям защиты требуется поддержание определенного значения защитного потенциала, применяется автоматизация электродренажа.

Электродренаж на кабельных линиях осуществляется при минимальном значении дренажного тока, обеспечивающего защиту оболочек кабелей от коррозии, и устанавливается на линиях, в местах, где стекающие с оболочки токи максимальны. Электродренаж периодически контролируется и регулируется в зависимости от изменившихся условий работы трамвайной сети, после установки электрических защит на других подземных сооружениях (кабелях связи, газопроводах и так далее).

2. Катодные установки применяются для защиты кабельных линий от электрокоррозии в случаях, когда устройство электрического дренажа невозможно или нецелесообразно по технико-экономическим соображениям (например, из-за отдаленности кабельных линий от мест возможного присоединения электродренажа), для защиты кабелей с голыми металлическими оболочками или кабелей, защитные покровы которых кабельная пряжа, бронеленты) разрушены.

Принцип действия катодной установки заключается в создании отрицательного потенциала на защищаемом кабеле за счет токов катодной установки.

Защиту способом катодной поляризации допускается не применять, если антикоррозионные покрытия на кабелях не позволяют прохождения через них блуждающих токов.

Катодная поляризация силовых кабелей (со свинцовыми и алюминиевыми оболочками) осуществляется таким образом, чтобы создаваемые на них потенциалы по отношению к электродам сравнения (по абсолютной величине) были не менее значений, указанных в таблице 1 приложения 8 к настоящим Методическим указаниям, и не более значений, указанных в таблице 2 приложения 8 к настоящим Методическим указаниям.

Катодная поляризация силовых кабелей осуществляется так, чтобы исключалось ее вредное влияние на соседние подземные металлические сооружения.

Таблица 1 – Значения минимальных поляризационных (защитных) потенциалов

Металл сооружения	Значения минимальных поляризационных (защитных) потенциалов, В, по отношению к неполяризующимся электродам		Среда
	водородному	медносульфатному	
Сталь	-0,55	-0,85	Любая
Свинец	-0,20	-0,50	Кислая
Свинец	-0,42	-0,72	Щелочная
Алюминий	-0,55	-0,85	Любая

Таблица 2 – Значения максимальных поляризационных (защитных) потенциалов

Металл сооружения	Защитные покрытия	Значения максимальных поляризационных (защитных) потенциалов, В, по отношению к неполяризующимся электродам		Среда
		водородному	медносульфатному	
Сталь	Имеются	-0,80	-1,10	Любая
Сталь	Отсутствуют	Не ограничивается		Любая
Свинец	Имеются или	-0,80	-1,10	Кислая
	отсутствуют	-1,00	-1,30	Щелочная
Алюминий	Имеются, но частично повреждены	-1,08	-1,38	Любая

3. Протекторная защита применяется для защиты кабелей от электрокоррозии в небольших анодных или знакопеременных зонах, когда удельное электрическое сопротивление грунта менее 20 Ом·м, анодные зоны имеют небольшую протяженность, положительный потенциал на оболочках кабелей не превышает 0,2-0,3 В, когда одновременно требуется защита оболочек кабелей от воздействия почвенной коррозии.

4. Токоотводы (перемычки) применяются для защиты от электрокоррозии в анодных (прямые токоотводы) и знакопеременных (поляризованные токоотводы) зонах в качестве вспомогательной меры защиты от коррозии.

5. Электрические методы защиты кабелей от воздействия блуждающих токов являются одновременно действенной защитой от почвенной коррозии, так как сообщаемый оболочкам кабелей отрицательный потенциал позволяет подавлять вредное действие микро- и макроэлементов, возникающих на поверхности металла при почвенной коррозии.

6. Кроме электрических мер защиты осуществляются мероприятия по предотвращению разрушения оболочек кабелей коррозией:

1) исключение загрязнения трасс кабельных линий всякими видами отбросов и отходов, действующих разрушающе на металлические оболочки кабелей;

2) замена грунта под и над кабельными линиями землей, химически нейтральной по отношению к оболочкам;

3) удаление (перенос) кабельных линий из зон с агрессивными грунтами;

4) прокладка кабелей в изолирующей канализации (каналах, блоках, тоннелях, коробах, залитых битумом и тому подобное);

5) применение кабелей с антикоррозионными покровами или кабелей в пластмассовых оболочках.

Приложение 9
к Методическим указаниям по
эксплуатации
силовых кабельных линий
напряжением до 35 кВ

Защитные средства от электрокоррозии, изготавливаемые промышленностью

Наименование	Тип	Номинальная мощность, кВт	Номинальное выпрямленное напряжение, В	Номинальный выпрямленный ток, А
Автоматическая станция катодной защиты	ПАСК-1,2-48/24 VI	1,2	48/24	25/50
	ПАСК-3,0-96/48 VI	3,0	96/48	31/62
	ПАСК-5,0-96/48 VI	5,0	96/48	52/104
Катодная станция	ПСК-1,2-48/24 VI	1,2	48/24	25/50
	ПСК-2,0-96/48 VI	2,0	96/48	21/42
	ПСК-3,0-96/48 VI	3,0	96/48	31/62
	ПСК-5,0-96/48 VI	5,0	96/48	52/104
	КСК-500-1	0,5	50	10
	КСК-1200-1	1,2	60	20
Поляризованный электродренаж	ПГД -200	-	-	200
	ПД - 3А	-	-	500

Приложение 10
к Методическим указаниям по

Передвижные стационарные кабельные лаборатории

1. Организации, эксплуатирующие кабельные сети, имеют стационарные и передвижные кабельные лаборатории, оборудованные и оснащенные аппаратами, приборами, установками и другими принадлежностями для выполнения работ:

1) проверка соответствия требованиям стандартов образцов кабелей и материалов для монтажа кабельных муфт;

2) испытание действующих, вновь сооруженных кабельных линий и оборудования подстанций;

3) проведение различных измерений (значений нагрузок и нагрева кабельных линий, напряжений, блуждающих токов);

4) прожигание поврежденных мест изоляции кабельных линий, определение мест повреждений на кабельных линиях с применением наиболее совершенных методов (импульсного, колебательного разряда, индукционного, акустического);

5) испытание штанг, перчаток, бот и других защитных средств.

2. Для испытания кабельных линий, прожигания поврежденных мест изоляции и определения мест повреждений на линиях применяются передвижные лаборатории на автомашинах.

3. В передвижных лабораториях для испытания кабельных линий до 10 кВ повышенное выпрямленное напряжение получается с помощью полупроводниковых выпрямителей. Лаборатория имеет испытательный трансформатор мощностью не менее 2,5 кВ·А с вторичным напряжением 60 - 70 кВ.

4. Передвижную лабораторию для прожигания и определения мест повреждений допускается выполнять на германиевых или масляно - селеновых выпрямителях.

Трансформатор для прожигания имеет мощность около 20-25 кВ·А; секционированные обмотки высокого напряжения позволяют их параллельное или последовательное соединение для получения напряжений 7,5-15 кВ. Выпрямленное напряжение 10,5-21 кВ, ток 1,5-2,0 А.

5. Для пользования индукционным методом лаборатория снабжается генератором звуковой частоты (мощностью 1,5-2 кВт, напряжение 110-220В, частотой 1200 Гц).

Для пользования акустическим методом лаборатория оснащается конденсаторами высокого напряжения (2,5-5 кВ, 300-600 мкф).

6. Лаборатория укомплектовывается:

1) кабелеискателем (приемная рамка с усилителем);

2) усилителем с пьезокварцевым датчиком;

приборами Р5 или ИКЛ (импульсный метод определения места повреждения кабельных линий);

3) электромикросекундомером (ЭМКС – 58 М);

4) измерителем расстояния до места повреждения кабеля Щ -4120;

5) универсальным кабельным мостом.

7. В передвижных лабораториях для испытаний линий 20-35 кВ применяется установка высокого напряжения, повышенное выпрямленное напряжение в которой создается по схеме удвоения с пульсирующим током.

8. Для испытаний допускается применять любые другие имеющиеся на местах установки, обеспечивающие выполнение требований настоящих указаний.

Приложение 11
к Методическим указаниям по
эксплуатации
силовых кабельных линий
напряжением до 35 кВ

Испытания и измерения для установления опасной степени осушения изоляции на вертикальных участках кабелей

1. При измерениях $\tan \delta$ металлическая оболочка кабеля не имеет (на время испытаний) прямых заземлений, для этого:

заземляющий провод на концевой муфте отсоединяется от земли;

под хомуты и корпус муфты подкладываются изолирующие подкладки;

в конце вертикального участка на свинцовой оболочке вырезается поясok шириной 1-2 см, который после производства измерений ставится на место, а швы пропаиваются легкоплавким припоем.

Для увеличения механической прочности место запайки обматывается гибким медным проводом диаметром 1-1,5 мм.

2. При оценке результатов измерений производится сравнение зависимостей $\tan \delta = f(U)$, снятых для вертикальных участков и всей остальной части линии (рисунок 1 приложения 11 к настоящим Методическим указаниям).

Не допускается, чтобы в пределах рабочего (фазного) напряжения наблюдалось быстрое возрастание $\tan \delta$.

Для линий 20-35 кВ опасными значениями $\tan \delta$ считаются значения, превосходящие номинальные значения более чем в 2 раза. Измерения производятся 1 раз в период не более 3-5 лет.

3. Метод контроля нагрева вертикальных участков заключается в том, что на этих участках устанавливаются термосопротивления для контроля местного перегрева, способствующего развитию пробоя в изоляции. На каждом из вертикальных участков

устанавливается по три-четыре термосопротивления; первое у горловины концевой муфты и далее вниз через каждые 250-500 мм одно от другого. Измерения производятся не реже 1 раза в 5-7 дней.

4. Превышение показания одного термосопротивления по отношению к другим на 2-3°C свидетельствует о начавшемся процессе пробоя изоляции. Кабель при этом выводится из эксплуатации и принимаются меры по замене вертикального конца кабеля новым. При одновременном контроле нагрева многих линий рекомендуется подключать термосопротивления к электронным потенциометрам, автоматически ведущим запись температур. Последние имеют устройство, автоматически подающее на щит управления сигнал о превышении разности температур выше обусловленных пределов.

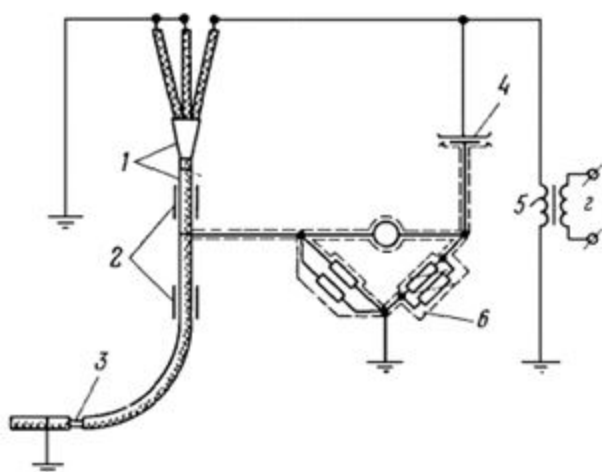


Рисунок 1 – Схема измерений диэлектрических потерь в изоляции вертикальных участков линий:

1 – испытуемый кабель, 2 – места крепления кабеля (оболочка изолирована от земли), 3 – изолирующий промежуток, 4 – эталонный конденсатор, 5 – испытательный трансформатор, 6 – измерительный мост

Приложение 12
к Методическим указаниям по
эксплуатации
силовых кабельных линий
напряжением до 35 кВ

Методика испытания изоляции электрических сетей под нагрузкой

1. При испытании электрических сетей под нагрузкой испытательное выпрямленное напряжение, накладываемое на рабочее, в пределах 20-24 кВ, частота испытаний согласно технологической необходимости через равные промежутки времени 2-6 раз в год.

Испытания проводятся в периоды минимальных нагрузок по графику, согласованному с потребителями.

2. Выдержка времени при испытательном напряжении – 3 минуты. При появлении толчков тока (пробоев на землю) в целях предотвращения переходов замыканий на землю в двух - трехфазные короткие замыкания избегаются более двух подъемов напряжения.

При этом общая выдержка испытуемого участка сети под повышенным напряжением не превышает 5 минут.

3. Испытательная установка присоединяется к нулевой точке обмоток трансформатора 6 кВ собственных нужд питающего центра или какого-либо сетевого трансформатора небольшой мощности (рисунок 1 приложения 12 к настоящим Методическим указаниям).

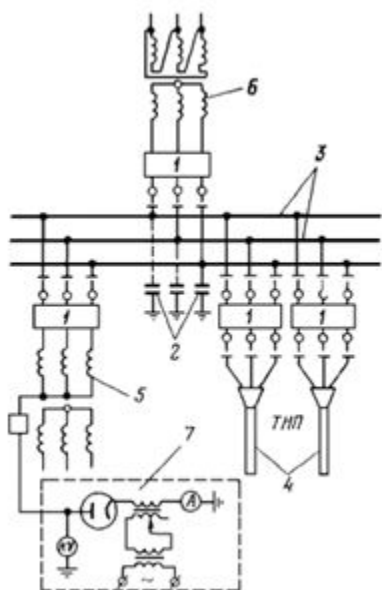


Рисунок 1 – Схема испытаний изоляции участка сети под нагрузкой повышенным напряжением постоянного (пульсирующего) тока:

1 – выключатели, 2 – емкость сети, 3 – секция шин питающего центра, 4 – отходящие кабельные линии, 5 – трансформатор с выведенной нулевой точкой для подсоединения испытательной установки, 6 – трансформатор питающего центра (35/6, 110/6 кВ), 7 – испытательная установка постоянного тока.

Подсоединение испытательной установки к нулевой точке трансформатора производится проводом с изоляцией высокого напряжения (например, типа ПВЛ) при предварительно наложенном переносном заземлении на вывод трансформатора (при отключенном положении выключателя в цепи: нуль трансформатора - испытательная установка).

В зоне вывода высокого напряжения испытательной установки (возле контактного зажима) устанавливается токоограничивающий резистор из расчета 4-5 кОм на 1 кВ испытательного напряжения суммарной мощностью 0,5-1,0 кВт.

Назначение токоограничивающего резистора – защита испытательной установки от разрушений при случайном перекрытии в ней и одновременном замыкании в испытуемой сети.

4. При испытании изоляции электрических сетей под нагрузкой возможны двух- и трехфазные короткие замыкания (перекрытия) на оборудовании подстанций, поэтому на время производства испытаний прекращаются ремонтные и другие работы, ведущиеся на подстанциях испытуемого участка, в том числе и у абонентов, персонал выводится из подстанции на все время испытаний.

5. В целях повышения эффективности испытаний изоляции электрических сетей под нагрузкой рекомендуется проводить дополнительные испытания кабельных линий с отключением с периодичностью 1 раз в 2-3 года. Учитывая, что при испытаниях под нагрузкой междофазная изоляция кабелей не испытывается, целесообразно при дополнительных испытаниях с отключением применять не только однополярную, но и двухполярную схему (рисунок 2 приложения 12 к настоящим Методическим указаниям), которая позволяет более тщательно проверить состояние междофазной изоляции за счет более высокого испытательного напряжения, прикладываемого к ней.

6. При дополнительных испытаниях значения испытательных напряжений в пределах, указанных в подпункте 8) пункта 4 настоящих Методических указаний, устанавливаются с учетом местных условий техническим руководством энергосистемы (электрической сети).

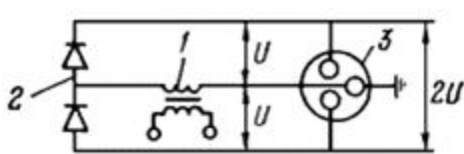


Рисунок 2 – Схема испытаний кабельной линии от двухполярной установки постоянного тока:

1 – испытательный трансформатор, 2 – полупроводниковые выпрямители, 3 – испытуемая кабельная линия

Приложение 13
к Методическим указаниям по
эксплуатации
силовых кабельных линий
напряжением до 35 кВ

Характеристики методов определения мест повреждения

--	--	--

Описание и физическая характеристика метода	Выбор метода, область и условия его применения	Применяемые приборы и аппаратура
А. Относительные методы		
1. Импульсный метод основан на измерении интервала времени между моментом посылки в поврежденную линию, так называемого, зондирующего импульса и моментом возвращения отраженного импульса от места повреждения в точку измерения (к месту подключения прибора к линии). На экране осциллографа одновременно с изображением импульсов проектируется изображение масштабных меток, позволяющих производить отсчет непосредственно в метрах, исходя из условия, что скорость распространения электромагнитных колебаний в силовых кабелях составляет 160 ± 3 м / мкс.	Метод применяется на кабелях любых конструкций. Сечение и материал жил практически не влияют на скорость распространения импульсов. Метод применим на кабельных линиях практически любых длин. Зона повреждения определяется с точностью до нескольких метров. Импульсным методом определяются: 1) однофазные и междуфазные замыкания устойчивого характера (отраженный импульс направлен своей вершиной вниз); 2) обрыв одной, двух или всех жил (отраженный импульс направлен вверх); 3) сложные, в том числе многоместные повреждения. Метод не применим при переходных сопротивлениях более 100 Ом	ИКЛ -4, ИКЛ -5, Р 5-1 А, Р 5-5, Р 5 -8, Р 5-9, Р 5-10
2. Метод колебательного разряда основан на измерении периода (или полупериода) собственных электрических колебаний в кабеле , возникающих в нем в момент пробоя (разряда в поврежденном месте). Поврежденная жила кабеля заряжается до $U_{\text{проб}}$ от выпрямительной установки. Значение $U_{\text{проб}}$ ниже испытательного напряжения кабеля. Расстояние до места повреждения пропорционально периоду собственного колебания (при измерении прибором ЭМКС -58 М) и полупериоду собственного колебания (при измерении прибором Щ -4120). После пробоя возникает колебательный процесс, и прибор, включенный через емкостный делитель, срабатывает, а стрелочный или цифровой индикатор фиксирует расстояние от места пробоя в соответствии с	Метод применяется для определения мест повреждений при заплывающем пробое и в случаях, когда в месте повреждения появляются электрические разряды. При определении места однофазного пробоя целые жилы изолированы. При пробое между жилами на одну жилу подается напряжение, а две остальные заземляются через сопротивление более 1000 Ом	Электронный микросекундомер ЭМКС -58 М. Измеритель расстояния до места повреждения кабеля Щ -4120. Емкостный делитель напряжения (антенна). Испытательная

выбранным масштабом измерения .		выпрямительная установка на напряжение 30 - 50 кВ
3. Петлевой метод основан на том, что поврежденная и целая жилы кабеля соединяются накоротко с одной стороны (образуется петля). С другой стороны к концам жил подсоединяются дополнительные регулируемые резисторы - создается схема моста (рисунок 1 приложения 13 к настоящим Методическим указаниям) При равновесии моста расстояние до места повреждения находится из выражения $I_x = 2L \frac{r_1}{r_1 + r_2},$ где L - полная длина кабельной линии, м; r_1 - значение сопротивления резистора, подсоединенного к поврежденной жиле; r_2 - значение сопротивления резистора, подсоединенного к неповрежденной жиле . Для линии, состоящей из кабелей разных сечений, длина линии L приводится к одному эквивалентному сечению. Для устранения погрешностей обеспечивается надежность контактов в месте установки перемычки и подсоединения измерительного моста и устранить влияние на точность измерений соединительных проводников. Измерения по определению места повреждения производятся с обоих концов кабельной линии (меняя место установки перемычки). Показателем правильно произведенных измерений является условие: $0,997 < 2 \left(\frac{r'_1}{r'_1 + r'_2} + \frac{r'_1}{r'_1 + r'_2} \right) < 1,003,$ где первый член в скобках составлен из значений сопротивлений, найденных при измерениях с одной стороны кабельной линии, а второй член - с другой ее стороны	Для пользования методом петли имеется хотя бы одна неповрежденную жилу кабеля или хотя бы одна жила с переходным сопротивлением, значительно большим переходных сопротивлений двух других жил (в $10 - 10^2$ раз). Значение переходного сопротивления поврежденной жилы не более 5000 Ом. При больших значениях устойчивых переходных сопротивлений применяется питание схемы моста от источника повышенного напряжения 2 - 20 кВ, то есть применяется мост высокого напряжения обычного реохордного типа, управление которым производится с помощью изолирующей штанги. Методом петли определяются однофазные и двухфазные замыкания устойчивого характера. Трехфазные замыкания определяются при наличии дополнительного провода; при измерениях используется параллельно проложенный кабель	Кабельный или любой другой измерительный мост. Для более точных измерений двойной мост Томсона. Гальванометр (нулевой). Источник питания постоянного тока напряжением 10-20 В (аккумулятор, сухие батареи). Измерительные провода (типа "магнето"), снабженные струбцинками для подсоединения к жилам (наконечникам) кабеля. Перемычка для замыкания фаз кабеля с одной стороны. Установка на напряжение 2-20кВ в случае применения моста высокого напряжения (используется мегаомметр на напряжение 2500В)
Б. Абсолютные методы		

4. Индукционный метод основан на принципе улавливания магнитного поля над кабелем, по поврежденным жилам которого пропускается ток звуковой частоты (800 - 1600 Гц) от генератора. При этом вокруг кабеля образуется магнитное поле, напряженность которого пропорциональна значению тока в кабеле. Следуя по трассе кабельной линии с приемной рамкой, усилителем и телефонными наушниками, улавливают создаваемые кабелем электромагнитные колебания до тех пор, пока не дойдут до места повреждения (рисунок 2 приложения 13 к настоящим Методическим указаниям). За местом повреждения громкость звука в телефоне резко снижается (или пропадает) и пропадают его периодические усиления. Четкие периодические усиления звука до места повреждения происходят потому, что жилы кабеля скручены и на протяжении шага скрутки 1 - 1,5 м меняют свое положение в пространстве. Ток, пропускаемый по жилам, достаточно большой (15-20А), но так как большое значение переходного сопротивления в месте повреждения часто препятствует этому, место повреждения предварительно прожигают	С помощью индукционного метода определяются двухфазные и трехфазные замыкания устойчивого характера при значении переходного сопротивления в месте повреждения (с жилы на жилу) не более 20 - 25 Ом. Если значение переходного сопротивления в месте повреждения невозможно снизить до указанных пределов, применяют другие методы измерений. Этим методом определяется место нахождения отключенного кабеля, подлежащего ремонту и находящегося в группе других кабелей. Метод не применим при большой глубине залегания кабеля (более 1,5 - 2,0 м)	Генератор звуковой частоты. Приемная рамка (антенна). Усилитель низкой частоты. Телефонные наушники. Для снижения переходного сопротивления используется прожигательная установка
5. Акустический метод основан на прослушивании над местом повреждения звуковых колебаний, вызванных искровым разрядом в канале повреждения. При определении заплывающего пробоя (в муфтах) поврежденная жила заряжается до пробивного напряжения. При устойчивых замыканиях в поврежденную жилу кабеля подаются периодические импульсы постоянного тока через разрядник	Акустический метод является основным при определении мест повреждения с заплывающим пробоем (рисунок 3 приложения 13 к настоящим Методическим указаниям, а). С помощью этого метода определяется: а) однофазные и многофазные замыкания устойчивого характера; б) обрывы одной или нескольких жил с заземлением в месте обрыва Эффективность применения метода зависит от уровня (громкости) звуковых колебаний, которые сопровождают искровой	

от накопителя заряда (рисунок 3,б приложения 13 к настоящим Методическим указаниям), при этом одновременно с пробоем искрового промежутка возникает искровой разряд в месте повреждения. Звук, сопутствующий искровому разряду в месте повреждения, прослушивается с поверхности земли с помощью стетоскопа или прибора с пьезодатчиком-преобразователем механических колебаний в электрические. В качестве зарядной емкости возможно использование неповрежденных жил кабеля (рисунок 3, в приложения 13 к настоящим Методическим указаниям)	разряд в месте повреждения. При применении этого метода целесообразно использовать большие емкости накопителя при сравнительно малых зарядных напряжениях. Зарядное напряжение при определении устойчивых замыканий в пределах двух - трехкратного рабочего напряжения кабельной линии. Метод не применим при металлическом соединении жилы с оболочкой и отсутствии искровых разрядов в месте повреждения. При определении заплывающего пробоя разрядное напряжение ниже испытательного. Акустический метод сложно применять (а иногда и невозможно) при значительном уровне уличных или промышленных шумов	Испытательная установка постоянного тока на 30-50кВ. Конденсаторы высокого напряжения. Разрядники. Усилитель с акустическим датчиком (например, АИП - 3М, КИАТ -65). Деревянный стетоскоп
6. Метод накладной рамки (разновидность индукционного метода) основан на принципе улавливания магнитного поля над кабелем, по поврежденной жиле и оболочке которого пропускается ток звуковой частоты (800 - 1200 Гц) от генератора. На кабель накладывается рамка, стороны которой расположены симметрично относительно кабеля . При вращении рамки вокруг кабеля звук в телефоне (соединенном с рамкой через усилитель или непосредственно 2 раза достигает максимума и минимума. Наводимая в рамке э.д.с. за местом повреждения создает в телефоне монотонное звучание без указанных выше усиления и ослабления звука	Метод применяется для определения мест повреждений преимущественно на открыто проложенных кабельных линиях. На линиях, проложенных в земле, делаются шурфы. Этим методом определяются места повреждений на кабелях с отдельными металлическими оболочками. Метод применим при пробоях одной жилы на оболочку или при повреждениях изоляции двух и трех жил с большим значением переходного сопротивления	Генератор звуковой частоты. Накладная рамка с телефоном, настроенным в резонанс с частотой генератора. Усилитель низкой частоты (не обязателен)

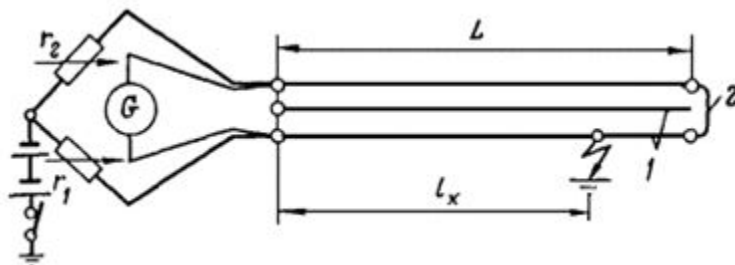


Рисунок 1 – Схема определения места повреждения петлевым методом

1 – фазы испытуемой кабельной линии, 2 – перемычка (закоротка).

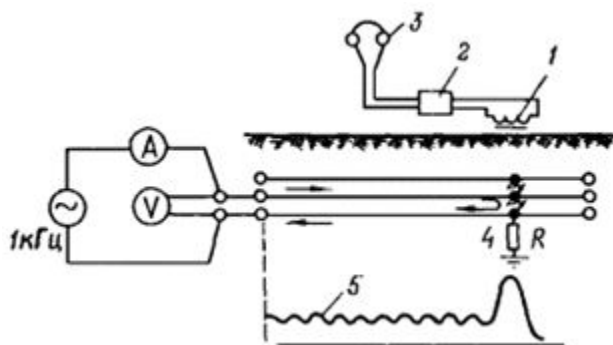


Рисунок 2 – Определение места повреждения индукционным методом

1 – приемная рамка со стальным сердечником, 2 – усилитель, 3 – телефонные наушники, 4 – место повреждения с переходным сопротивлением на землю, 5 – кривая слышимости при прохождении испытателем вдоль трассы кабельной линии.

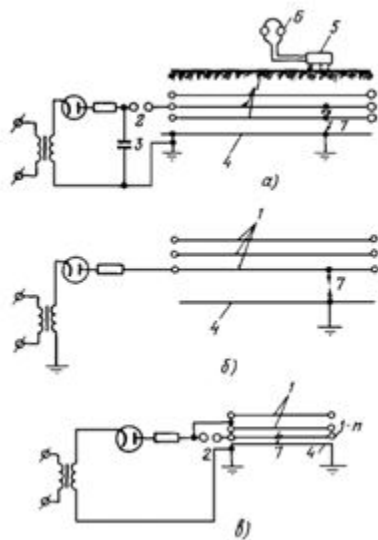
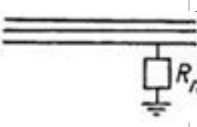
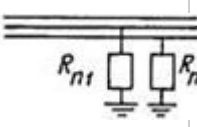
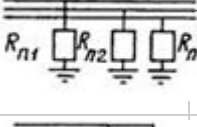
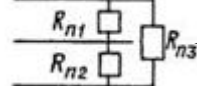
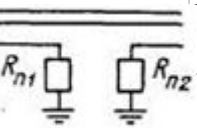
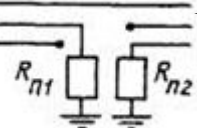
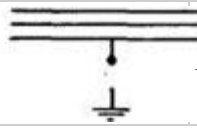


Рисунок 3 – Схемы определения мест повреждения акустическим методом

а – при устойчивом замыкании в поврежденном месте, б – при заплывающем способе, в – при использовании неповрежденных жил кабеля в качестве зарядной (накопительной) емкости, 1 – фазы кабеля, 2 – разрядник, 3 – зарядная (накопительная) емкость, 4 – металлическая оболочка кабеля, 5 – пьезодатчик с усилителем, 6 – телефонные наушники, 7 – поврежденное место на кабельной линии.

Рекомендуемые методы определения места повреждения в зависимости от вида повреждения

В и д повреждения	С х е м а повреждения	Значение переходного сопротивления линии, Ом	Рекомендуемые методы		Примечание
			относительные	абсолютные	
1. Замыкания фаз на оболочку кабеля		$R_n \leq 50$	Импульсный	Акустический	Метод накладной рамки при $R_n \approx 0$
		$100 < R_n < 10^4$	Мостовой	Акустический, метод накладной рамки	
		$R_n \leq 50$	Импульсный	Акустический, индукционный	
		$100 < R_n < 10^4$	Мостовой	Акустический	
		$R_n \leq 50$	Импульсный	Акустический	
		$100 < R_n < 10^4$	Мостовой	Акустический, индукционный	
2. Замыкание между фазами		$R_n \leq 100$	Импульсный	Индукционный	
3. Обрыв жил без их заземления и с заземлением		$R_n > 10^6$	Импульсный Метод колебательного разряда	Акустический	Индукционный при $R_n \approx 0$
		$0 < R_n < 5 \cdot 10^3$	Импульсный	Акустический, индукционный, метод накладной рамки	
		$R_n > 10^6$	Импульсный Метод колебательного разряда	Акустический	Индукционный при $R_n = 500 \text{ Ом}$
		$0 < R_n < 5 \cdot 10^3$	Импульсный	Акустический, индукционный	
4. Заплывающий пробой		$R_n > 10^6$	Метод колебательного разряда	Акустический	

Приложение 15
к Методическим указаниям по
эксплуатации
силовых кабельных линий
напряжением до 35 кВ

Прожигание поврежденных мест изоляции кабеля

1. Для прожигания поврежденных мест изоляции кабеля применяются полупроводниковые выпрямительные установки с селеновыми или германиевыми выпрямителями, прожигание допускается вести переменным током непосредственно от трансформаторов.

От прожигательной установки требуется большое значение тока, высокое напряжение и требуемая мощность установки. Наиболее целесообразным методом прожигания является "ступенчатый способ". Сущность его заключается в смене источников питания по мере снижения напряжения пробоя и переходного сопротивления в месте повреждения (таблица 1 приложения 15 к настоящим Методическим указаниям).

Таблица 1 – Характеристика ступеней прожигания

Степень прожигания	Напряжение установки, кВ	Внутреннее сопротивление установки, кОм	Максимальный ток, А	Вид установки
I	30 - 50	500 - 100	0,1 - 0,5	Трансформатор с германиевым или масляно - селеновым выпрямителем
II	5 - 8	5 - 1	5 - 10	Трансформатор с масляно - селеновым выпрямителем
III	0,05 - 0,5	0,05 - 0,0005	100	Генератор высокой частоты, трансформатор с отпайками, сетевой трансформатор

2. Для прожигания изоляции кабелей допускается применять резонансный метод. Параллельно прожигаемому кабелю подключается катушка высокого напряжения, которая при настройке образует с кабелем резонансный контур. Колебания в этом контуре возбуждаются благодаря связи с другой катушкой, получающей питание от сети высокого напряжения. В резонансном контуре развивается реактивная мощность до нескольких сотен киловольт-ампер, в то время как из сети низкого напряжения потребляется мощность примерно нескольких киловатт, идущая на покрытие потерь. Прожигательная установка получается легкой и портативной.

Процесс прожигания изоляции таким методом протекает по-разному в зависимости от характера повреждения кабельной линии. Наиболее часто встречаются случаи:

1) при прожигании изоляции напряжение не снижается или после нескольких пробоев при сниженном напряжении электрическая прочность изоляции вновь возрастает. Это характерный для соединительных муфт, так называемый "

заплывающий пробой". Если через 5-10 минут непрерывных повторений пробоев напряжение не снижается, прожигание прекратить и определить место повреждения методом колебательного разряда и акустическим методом;

2) после нескольких минут повторения пробоев разрядное напряжение снижается до значения, позволяющего произвести включение II ступени прожигания. Обычно прожигание в течение 5-10 мин на II ступени приводит к снижению напряжения пробоя до нуля, а переходного сопротивления – до 20-30 Ом. Затем включается III ступень. Иногда (при жидкой пропитке кабеля) переходное сопротивление вновь возрастает и приходится на короткое время возвращаться ко II ступени. Через несколько минут работы на II ступени произвести измерения прибором типа ИКЛ или другими аналогичными приборами. После этого целесообразно проверить включением испытательного напряжения остальные жилы, не прожглась ли изоляция этих жил в месте повреждения. Если будет обнаружен пробой, снова провести цикл прожигания, затем определить место повреждения по схеме "фаза-фаза". Если пробой не произойдет, место повреждения определяется акустическим методом;

3) после нескольких минут повторения пробоев на I ступени и снижения напряжения пробоя длительная работа на II ступени характеризуется устойчивым протеканием тока определенного значения. Переходное сопротивление не снижается меньше чем до 2-3 кОм. Это характерный случай места повреждения кабеля в воде. Прожигание прекращается и определяется место повреждения петлевым и акустическим методами.

3. Прожигание кабелей, проложенных в коллекторах и в кабельных сооружениях, допускается производить с применением полупроводниковых выпрямительных установок, с током не более 3 А. Если кабель частично проложен в грунте и зона повреждения расположена в грунте, прожигание допускается вести любым методом.

4. Наблюдение за прожиганием кабелей в колодцах и кабельных сооружениях производится в соответствии с правилами техники безопасности.

Приложение 16
к Методическим указаниям по
эксплуатации
силовых кабельных линий
напряжением до 35 кил вольт

Указания по ремонту кабелей и кабельной арматуры

Ремонт защитных покровов кабеля.

1. Обнаруженные разрушения бронеленты рекомендуется устранять следующим образом: в месте разрушения снимают остатки бронеленты, обрез бронелент с обеих сторон закрепляется бандажом.

Бронелента соединяется перемычкой из медного провода пайкой, на оголенные участки оболочки наносится антикоррозионное покрытие.

2. Для защиты бронеленты и металлических оболочек открыто проложенных кабелей рекомендуется применять термостойкие пентафталевые лаки ПФ-170, ПФ-171 или термостойкую масляно-битумную краску БТ-177.

3. При ремонте поливинилхлоридных шлангов и оболочек кабелей места, подлежащие ремонту, подготовлены следующим образом:

- 1) поверхность очищается от загрязнений;
- 2) посторонние включения вырезаются с помощью кабельного ножа.
- 3) выступающие края отверстий, раковин, разрывов оболочки срезаются.

Проколы, отверстия, раковины ремонтируют с применением сварочного прутка, для чего на дефектное место и на конец сварочного прутка одновременно направляют струю горячего воздуха из сварочного пистолета и прогревают 3-5 с, затем отводят струю и прижимают разогретый конец прутка к дефектному месту. После охлаждения сварочный прутки обрезаются. Затем место ремонта оболочки прогревается, прикладывается сложенный в три – четыре слоя кусок кабельной бумаги и прижимается рукой. Для надежности операция повторяется три – четыре раза.

Щели, порезы и вырезы ремонтируют с применением сварочного прутка для этого, как указано выше, приваривают конец прутка к целому месту на расстоянии 1-2 мм от дефектного места. Убеждаются в прочности приварки, для чего производят легкое подергивание за прутки. Затем направляют струю воздуха так чтобы одновременно прогревалась нижняя часть сварочного прутка и обе стороны пореза или щели. Легким усилием нажимая на прутки, укладывают его вдоль щели или пореза. Приварку заканчивают на целом месте на расстоянии 1-2 мм от конца щели.

После приварки ножом срезаются остатки прутка и производится заглаживание.

4. Разрывы оболочки ремонтируются с помощью заплат или разрезных поливинилхлоридных трубок.

Ремонт оболочки с помощью заплат производится следующим образом:

- 1) вырезается из пластика заплата размером на 1,5-2 мм больше разрыва;
- 2) приваривается заплата вдоль всей кромки к оболочке;
- 3) приваривается вдоль образовавшегося шва поливинилхлоридный прутки;
- 4) срезаются выступающие поверхности прутка и производится окончательная сварка.

Ремонт оболочки с помощью разрезных поливинилхлоридных трубок производится следующим образом:

- 1) отрезается поливинилхлоридная трубка на 35-40 мм больше длины дефектного места;
- 2) разрезается и надевается на кабель так, чтобы был равномерный заход (нахлест) на оболочку кабеля с обоих концов;
- 3) трубка обматывается поливинилхлоридной или миткалевой лентой с шагом 20-25 мм;

4) приваривается конец прутка в стыке оболочки кабеля с трубкой и по срезу трубки;

5) после приварки обоих концов трубки снимается временная обмотка и приваривается прутки вдоль разреза трубки;

6) срезаются выступающие поверхности прутка и производится окончательная сварка.

5. Ремонт поливинилхлоридного шланга и оболочки допускается производить с применением эпоксидного компаунда и стеклоленты. Поверхность шланга или оболочки, предварительно подготовленная и обработанная, как указано выше, в месте повреждения и за его краями на 3-5 см в обе стороны смазывается эпоксидным компаундом К-115, К -176 или Э-2200 с введенным в него отвердителем. По слою эпоксидного компаунда накладываются три – четыре слоя стеклоленты, каждый из которых покрывается слоем компаунда.

Ремонт металлических оболочек.

1. Ремонт металлических оболочек производится после проверки бумажной изоляции кабеля в дефектном месте на отсутствие влаги и повреждений. С этой целью удаляется часть оболочки по обе стороны от места ее повреждения, осматривается поясная изоляция (снимается верхний слой изоляции и проверяется, не попала ли в изоляцию влага).

2. При отсутствии повреждений и влаги в изоляции восстановление свинцовой оболочки производится следующим образом. Из листового свинца (толщиной 2-2,5 мм) вырезается полоса шириной на 70-80 см больше оголенной части кабеля и длиной на 30-40 мм больше длины окружности кабеля (по оболочке). В полосе делается два заливочных отверстия с таким расчетом, чтобы они приходились над оголенной частью кабеля.

Полосой свинца обертывается оголенное место кабеля так, чтобы полоса равномерно заходила на края оболочки кабеля, а края образовавшейся свинцовой трубы перекрывали друг друга не менее чем на 15-20 мм. Вначале производится пропайка продольного шва, а затем припаиваются торцы свинцовой трубы к оболочке кабеля.

Для кабелей с алюминиевой оболочкой места припайки к ней свинцовой трубы предварительно облуживается припоем "А". Промывается и заливается муфта горячей кабельной массой марки МП-1. После остывания и доливки запаиваются заливочные отверстия. На запаиваемое место накладывается бандаж из медной проволоки диаметром 1 мм с выходом на оболочку кабеля и с припайкой к ней.

Отремонтированное место покрывается (обматывается) смоляной лентой.

3. В случаях проникновения влаги под оболочку, повреждения не только поясной, но и фазной изоляций поврежденный участок кабеля вырезается. Вместо него вставляется соответствующей длины отрезок кабеля той же марки, сечения и

напряжения, монтируются две соединительные муфты. Допускается прокладка и монтаж кабельных вставок того же напряжения, но других марок, имеющих сечение жил, эквивалентное ремонтируемому кабелю.

При наличии запаса кабеля по длине обходятся установкой одной соединительной муфты.

Восстановление бумажной изоляции кабеля.

При незначительных повреждениях, когда токопроводящие жилы не повреждены, и при наличии достаточной слабины кабеля, позволяющей развести его жилы для намотки изоляции, ремонт кабеля допускается выполнить без разрезания жил монтажом муфты из двух продольных половин. Восстановление изоляция в поврежденном месте производится наложением роликов и рулонов. Такой ремонт возможен только в случае, если изоляция кабеля в месте повреждения не увлажнилась и ремонт производится не на крутонаклонных участках трасс (особенно в их нижней части), где возможно образование внутреннего повышения давления, так как муфта с продольными спаями в этих условиях имеет недостаточную механическую прочность.

Ремонт токопроводящих жил кабеля.

Повреждение токопроводящих жил кабеля устраняется установкой в месте повреждения одной соединительной муфты или заменой дефектного участка новым отрезком кабеля с установкой двух соединительных муфт.

Первый способ применяется, когда разрыв жил кабеля не сопровождается повреждением его на значительной длине и оставленный при прокладке запас достаточен для разделки и монтажа одной муфты.

Если запаса кабеля нет, в некоторых случаях применяются удлиненные соединительные гильзы и муфты. Ремонт в этом случае ограничивается установкой одной муфты. Во всех остальных случаях при ремонте токопроводящих жил кабеля применяется вставка кабеля и монтаж двух муфт.

Ремонт соединительных концевых муфт и заделок.

1. Целесообразность ремонта соединительной муфты устанавливается после ее осмотра и разборки.

В случае, если пробой произошел с гильзы или края среза металлической оболочки на корпус муфты, а место пробоя имеет небольшие размеры (диаметром 2-5 мм) и изоляция не увлажнена, ремонт выполняется разборкой поврежденной части изоляции с последующим ее восстановлением и установкой нового разрезного корпуса муфты. Для этих целей допускается применение удлиненных муфт.

2. Если при выборочных вскрытиях соединительных муфт обнаруживается значительный уход заливочной массы в кабель, муфта доливаеся. Для этого вскрываются (распаиваются) оба заливочных отверстия. Муфта слегка прогревается газовой горелкой или паяльной лампой и производится проливка муфты свежей горячей кабельной массой (марки МК -45). Проливка осуществляется до полного

исчезновения пены и каких-либо других примесей из вытекающей муфты массы. После доливки и остывания запаиваются заливочные отверстия, устанавливается и монтируется защитный чугунный кожух. Указанному частичному ремонту не подлежат муфты, залитые битумной массой (марки МБ-70/60).

3. При капитальном ремонте и замене пришедших в негодность соединительных свинцовых муфт новыми их разделка и монтаж выполняются по технологии, предусмотренной технической документацией на муфты.

4. Ремонт концевых муфт производится в следующей последовательности: удаляется заливочная масса, демонтируется корпус муфты, проверяется изоляция кабеля и отсутствие влаги, восстанавливается поврежденная изоляция, после чего устанавливается на место демонтированная муфта. Если длина кабеля в конце линии имеет достаточный запас, ремонт ограничивается монтажом только концевой муфты. Если запаса кабеля недостаточно, на конце линии монтируется вставка кабеля требуемой длины, в этом случае монтируется концевая и соединительная муфты.

5. При ремонте концевых заделок в стальных воронках в зависимости от их состояния потребуется:

- 1) восстановление поверхностной изоляции на фазах выше концевых воронок;
- 2) перезаливка концевых воронок.

Пришедшая в негодность поверхностная изоляция (задиры, сильное загрязнение, увлажнение) снимается с фаз; сматывается дополнительная подмотка и один слой бумажной изоляции.

Производится подмотка в четыре-пять слоев с 50% перекрытием липкой поливинилхлоридной лентой или нелипкой поливинилхлоридной лентой с подклейкой лаком ПВХ № 1 либо двумя слоями прорезиненной ленты с последующим покрытием изоляционными лаками или красками. При растрескивании, отслаивании, частичном разрушении и значительном загрязнении заливочного состава, особенно когда эти дефекты сопровождаются заметным смещением фаз между собой или к корпусу воронки, производится полная перезаливка стальной воронки.

Старый заливочный состав удаляется (выплавляется), воронка очищается от копоти и грязи. Производится подмотка нового уплотнения (под воронку) и воронка ставится на место.

Горловина воронки подматывается смоляной лентой и воронка вместе с кабелем крепится к опорной конструкции хомутом. Проверяется правильность положения фарфоровых втулок. Производится заливка воронки заливочным составом (МБ-70/60, МБ-90/75).

6. Ремонт сухих заделок поливинилхлоридными лентами и лаками производится:

- 1) при наличии течи пропиточного состава;
- 2) при увлажнении поливинилхлоридных лент, признаком чего является их обесцвечивание;

3) при растрескивании и обрывах поливинилхлоридных лент.

После сматывания поливинилхлоридных лент бумажная изоляция проверяется на отсутствие влаги и производится герметизация "корешка" заделки и жил поливинилхлоридными лентами и лаками в соответствии с технической документацией на муфты.

7. При капитальных ремонтах концевых заделок внутренней установки во всех случаях осуществляется переход на применение усовершенствованных конструкций концевых заделок.

8. Концевые муфты наружной установки морально устаревших типов (мачтовые конструкции Фирсова, КТН) ремонту не подлежат, они демонтируются с заменой на муфты усовершенствованных конструкций, рекомендуемых технической документацией на муфты.

Приложение 17
к Методическим указаниям по
эксплуатации
силовых кабельных линий
напряжением до 35 кВ

Примерный перечень приемо-сдаточной документации

При сдаче кабельной линии в эксплуатацию представляется следующая документация:

1) скорректированный проект кабельной линии со всеми согласованиями. Для кабельной линии на напряжение 110 кВ и выше проект согласовывается с заводом-изготовителем кабелей и эксплуатирующей организацией;

2) исполнительный чертеж трассы с указанием мест установки соединительных муфт, выполненный в масштабе 1:200 или 1:500 в зависимости от развития коммуникаций в данном районе трассы;

3) чертеж профиля кабельной линии в местах пересечения с дорогами и другими коммуникациями для кабельной линии на напряжение 20 кВ и выше и для особо сложных трасс кабельной линии на напряжение 6 и 10 кВ;

4) акты строительных и скрытых работ с указанием пересечений и сближений кабелей со всеми подземными коммуникациями;

5) акты приемки траншей, блоков, труб, каналов, туннелей и коллекторов под монтаж;

6) сертификаты соответствия и заводские паспорта кабелей;

7) акты состояния кабелей на барабанах и, в случае необходимости, протоколы разборки и осмотра образцов (для импортных кабелей разборка обязательна);

8) кабельный журнал;

9) протокол прогрева кабелей на барабанах перед прокладкой при низких температурах;

- 10) акты на монтаж кабельных муфт;
- 11) документы о результатах измерения сопротивления изоляции;
- 12) протоколы испытания изоляции кабельной линии повышенным напряжением после прокладки (для кабельной линии напряжением выше 1000 В);
- 13) акты на монтаж кабельных муфт;
- 14) акты осмотра кабелей, проложенных в траншеях и каналах перед закрытием;
- 15) акты на монтаж устройств по защите кабельной линии от электрохимической коррозии и документы о результатах коррозионных испытаний;
- 16) акт проверки и испытания автоматических стационарных установок пожаротушения и пожарной сигнализации;
- 17) акт сдачи-приемки кабельной линии в эксплуатацию.

Приложение 18
к Методическим указаниям по
эксплуатации
силовых кабельных линий
напряжением до 35 кВ

Параметры удельных тепловых сопротивлений грунтов

Таблица 1. Расчетные значения удельных тепловых сопротивлений грунтов

Характер токовой нагрузки	Коэффициент предварительной нагрузки для кабелей	Количество кабелей в траншее	Удельное тепловое сопротивление, °С·(см/В)	
			для нормальных грунтов	для гидрозащитных и дренирующих грунтов
Длительная и стабильная нагрузка в течение года	0,8 и более	3 и более	150	250
		1 или 2	120	200
	Менее 0,8	3 и более	120	200
		1 или 2	80	120
Нагрузка с максимумом в летний период	0,8 и более	3 и более	120	200
		1 или 2	100	150
	Менее 0,8	3 и более	100	150
		1 или 2	80	120
Нагрузка с максимумом в зимний период	0,8 и более	3 и более	100	150
		1 или 2	80	120
	Менее 0,8	3 и более	80	120
		1 или 2	80	120

Примечания: 1. К нормальным грунтам относятся пески с зернами 0,05 - 2,0 мм и различные смеси глины с песком; к гидрозащитным - грунты из глины и мела с зернами менее 0,05 мм; к дренирующим - грунты, состоящие из гравия с зернами более 2 мм.

2. Размер зерен в пробе грунта, взятой непосредственно с кабельной трассы, определяется просеиванием через сито.

Таблица 2 – Поправочные коэффициенты к длительно допустимым токовым нагрузкам для кабелей в зависимости от удельного теплового сопротивления грунта

Удельное тепловое сопротивление грунта, °C(см/Вт)	Поправочный коэффициент
250	0,80
200	0,85
150	0,93
120	1,00
100	1,05
80	1,13

Приложение 27
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 6 января 2017 года
№ 2

Методические указания по эксплуатации силовых трансформаторов

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по эксплуатации силовых трансформаторов (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. Методические указания распространяются на масляные силовые трансформаторы классов напряжения 35 киловольт (далее кВ) и выше, работающие в главных электрических схемах, в системах резервного электроснабжения и электроснабжения собственных нужд атомных электростанций.

3. Методические указания распространяются на отечественные и импортные силовые трансформаторы, переключаемые без возбуждения и регулируемые под нагрузкой, регулировочные трансформаторы всех напряжений до 750 кВ включительно.

4. Методические указания не распространяются на трансформаторы технологического назначения (для электропечей, преобразовательных установок), измерительные трансформаторы. При эксплуатации конкретных трансформаторов, имеющих какие-либо конструктивные особенности руководствоваться указаниями изготовителя.

Глава 2. Область применения

5. Для предупреждения повышенного нагрева трансформатора, ускоренного старения изоляции осуществляют контроль при естественной и искусственной вентиляции разности между температурой воздуха, входящего в трансформаторное

помещение снизу и выходящего вверх, не более 15°C при их номинальной нагрузке. В случае замены на больший по мощности или работе трансформатор с систематическими перегрузками принимаются меры по увеличению интенсивности охлаждения трансформатора.

6. В помещениях, где установлены сухие трансформаторы, обеспечивается относительная влажность воздуха не более 80 % при 25°C.

7. В трансформаторные помещения предотвращается попадание снега, мелких животных и птиц.

8. Двери трансформаторных помещений постоянно заперты на замок. На дверях и в трансформаторных помещениях делаются надписи, указывающие диспетчерское наименование. На дверях трансформаторного помещения укрепляются предупредительные плакаты.

9. Нагрузка двухобмоточных трансформаторов мощностью 1000 кВА и более контролируется по амперметрам, включенным в одну фазу, трехобмоточных трансформаторов - по амперметрам, включенным в цепи всех трех обмоток в одноименную фазу. Для контроля за нагрузкой предусматриваются ваттметры активной и реактивной мощности со стороны обмотки низшего и среднего напряжения.

10. Нагрев при работе трансформатора контролируется по температуре верхних слоев масла, измеряемой термометрами и термосигналами. При установке термометров на трансформаторы наружной установки принимаются меры для предотвращения попадания влаги в гильзы термометров и повреждения гильз при замораживании в них влаги. На трансформаторах с повышенной вибрацией бака для обеспечения более длительной и надежной работы термосигнализаторов рекомендуется устанавливать термосигнализаторы на отдельной стойке, не связанной с баком, или на амортизаторах.

11. Трансформаторы эксплуатируются с включенной защитой от внутренних повреждений и сверхтоков, выполненной в соответствии с проектом, а отключающие элементы газовой защиты включены с действием на отключение. Разрывная мощность предохранителей при защите трансформаторов соответствует мощности короткого замыкания в данной точке сети, при этом обеспечивается селективная работа защиты.

12. Для контроля уровня масла в трансформаторе на торцевой стенке расширителя около маслоуказателя наносятся три контрольные черты, соответствующие уровням масла при установившейся температуре масла в неработающем трансформаторе – 35, +15 и +35°C, для трансформаторов, изготовленных до 1969 года, или по новым техническим условиям – 45, +15, +40°C.

13. Трансформаторы мощностью 160 кВА и более работают с постоянно включенной системой защиты масла от увлажнения и окисления (термосифонными или адсорбционными фильтрами и воздухоосушителями или с азотной, пленочной) независимо от режима работы трансформатора. Маслонаполненные вводы работают (

хранятся) с постоянно включенными устройствами защиты масла от окисления и увлажнения.

14. Выхлопная (предохранительная) труба трансформатора не направляется на установленный рядом трансформатор или аппарат, чтобы при выбросе масла оно не попало на другое оборудование и площадку для обслуживания газового реле.

15. Если труба направлена на стоящее рядом оборудование, устанавливается огнестойкая отбойная стенка или металлический щит между трансформатором и оборудованием.

16. Допускается замена стеклянной мембраны в трубе на мембрану из такого же материала. При осмотре трансформатора обеспечивается возможность контроля целостности мембраны.

17. Воздушная полость выхлопной трубы трансформаторов, имеющих газовое реле, соединяется с воздушной полостью расширителя.

18. На баках трехфазных трансформаторов и групп однофазных трансформаторов наружной установки наносятся надписи, указывающие единые диспетчерские наименования.

19. На баки однофазных трансформаторов наносится расцветка фаз. Трансформаторы наружной установки окрашиваются в светлые тона краской без металлических наполнителей, стойкой к атмосферным воздействиям и воздействиям масла.

20. При наличии переключающего устройства для включения резервной фазы обеспечивается, чтобы каждый разъединитель имел ясную расцветку фаз и буквенные обозначения начала и конца обмоток, у переключающего устройства вывешивается схема с указанием всех переключений при использовании устройства.

21. При установке трансформаторов с плоской крышкой, оборудованных газовой защитой, учитывается имеющийся у бака уклон, при котором крышка или верхняя часть бака имеет подъем по направлению к газовому реле не менее 1-1,5 %, а маслопровод от бака к расширителю – не менее 2-4 %. Если трансформатор имеет газоотводный трубопровод, присоединенный к верхней части бака в нескольких местах по длине бака, уклон трансформатора создается по поперечной оси так, чтобы места присоединения газоотводов оказывались в высшей точке. При полуцилиндрической форме верхней части бака газоотводы присоединяются в высшей точке (по середине), и для таких трансформаторов не требуется создания уклона. Кран, установленный на маслопроводе между газовым реле и расширителем (или автоматический клапан), при работе трансформатора открыт.

22. Провода вторичных цепей, присоединенные к газовому реле и трансформаторам тока, защищены от разъедания маслом и механических повреждений.

23. Стационарные лестницы для обслуживания газовых реле трансформаторов имеют перила, площадку, содержатся в исправном состоянии и для обеспечения доступа к газовому реле.

24. Противопожарные средства трансформаторных установок поддерживаются в исправном состоянии и периодически проверяются. Стационарные установки пожаротушения с помощью распыленной воды или многократной пены имеют задвижки с автоматическим управлением и включаются в работу при срабатывании защит от внутренних повреждений. Дренаж и маслоотводы от маслоприемных устройств периодически очищаются и проверяются.

25. Масло, стекающее из-под оборудования в процессе эксплуатации, собирается в дренажную систему и очищается с помощью отстойников и других устройств.

26. Кабельные каналы около трансформаторов наружной установки плотно закрыты и защищены от попадания масла, растекающегося из-под трансформатора при его повреждении.

27. Эксплуатация трансформаторов без выполненной по проекту системы пожарного водоснабжения не рекомендуется. Стационарные устройства пожаротушения проверяются по графику, утвержденному техническим руководителем организации.

28. Гравийная засыпка под трансформатором содержится в чистоте, и при засорении или значительном замасливании промывается или заменяется.

29. Запасные части, поставленные вместе с трансформатором, хранятся на складе организации с соблюдением руководства изготовителя по их хранению.

30. Трансформаторные маслonaполненные вводы хранятся в соответствии с руководством изготовителя по монтажу и эксплуатации вводов. Герметичные маслonaполненные вводы во время хранения доливаются дегазированным маслом с помощью устройств, предотвращающих попадание воздуха во вводы.

31. На каждый трансформатор заводится документация, содержащая:

1) паспорт трансформатора, составленный по установленной форме, высылаемый изготовителем в составе эксплуатационной документации;

2) копии протоколов испытаний изготовителем; руководство по эксплуатации изготовителя;

3) протоколы испытаний (приемо-сдаточные, после капитальных и текущих ремонтов), в том числе протоколы испытаний комплектующих частей, вводов, устройств регулирования под нагрузкой, встроенных трансформаторов тока;

4) протоколы сушки трансформатора;

5) акты приемки после монтажа и ремонта;

6) протоколы испытаний масла;

7) акты о повреждениях трансформатора.

В паспорт заносятся данные, характеризующие условия эксплуатации трансформатора, в соответствии с имеющимися в паспорте графами.

Глава 3. Режимы работы трансформаторов

32. Нормальным режимом работы трансформатора считается работа трансформатора, при которой его параметры не отклоняются от номинальных более чем допустимо в соответствии с Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 246 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10949) (далее – Правила).

33. Номинальным режимом работы трансформатора называется работа при номинальных значениях напряжения, частоты, нагрузки и при номинальных условиях места установки и охлаждающей среды, оговоренных Правилами. Трансформатор может длительно работать в этом режиме.

34. Для трансформатора с ответвлениями под номинальным током и напряжением подразумеваются номинальный ток и напряжение ответвления, включенного в сеть. Номинальные данные трансформатора указываются изготовителем на щитке.

35. Температура верхних слоев масла при нормальной нагрузке трансформатора и максимальной температуре охлаждающей среды (среднесуточная температура охлаждающего воздуха $+30^{\circ}\text{C}$, температура охлаждающей воды $+25^{\circ}\text{C}$ у входа в охладитель) не превышает максимально допустимых значений:

1) $+95^{\circ}\text{C}$ в трансформаторах, имеющих естественное масляное охлаждение (М) или дутьевое охлаждение (Д);

2) $+75^{\circ}\text{C}$ в трансформаторах, имеющих циркуляционное охлаждение с принудительной циркуляцией масла и воздуха (ДЦ), если изготовителем не оговорена другая температура;

3) $+70^{\circ}\text{C}$ в трансформаторах, имеющих масляно-водяное охлаждение с принудительной циркуляцией масла (Ц), на входе в маслоохладитель, если изготовителем не оговорена другая температура.

Температура верхних слоев масла в трансформаторах зарубежного производства не рекомендуется превышать значений, указанных фирмой, а при отсутствии их - значений, установленных на основании тепловых испытаний или настоящих Методических указаний. Превышение температур указывает на неисправность трансформатора, которая подлежит выяснению и устранению. У трансформаторов некоторых типов при среднесуточной температуре охлаждающего воздуха $+30^{\circ}\text{C}$ и максимальной температуре воздуха $+40^{\circ}\text{C}$ температура верхних слоев масла допускается выше указанных пределов на $4-5^{\circ}\text{C}$.

36. Трансформаторы допускают длительную работу при повышении подводимого напряжения при условии, что линейное напряжение на любой обмотке не превышает наибольшего рабочего напряжения, установленного для данного класса напряжения согласно таблице 1 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

37. Допускается повышение напряжения сверх номинального напряжения любого ответвления трансформатора и номинального напряжения любой обмотки, не имеющей ответвлений:

- 1) длительно, не более чем на 5 % при нагрузке не более номинальной;
- 2) длительно, не более чем на 10 % при нагрузке не более 0,25 номинальной для всех трансформаторов и при нагрузке не более номинальной для трансформаторов, работающих в блоке с генераторами, для автотрансформаторов без ответвлений в нейтрали и работающих без регулировочных трансформаторов в нейтрали;
- 3) кратковременно (до 6 часов (далее - ч) в сутки) на 10 % при нагрузке не более номинальной.

38. Допустимое превышение напряжения на обмотках автотрансформаторов с ответвлениями в нейтрали для регулирования напряжения (с регулированием под нагрузкой) или предназначенных для работы с регулировочными трансформаторами определяется по данным изготовителя.

39. Во избежание недопустимого перевозбуждения понижающих автотрансформаторов с встроенным регулятором нагрузки в нейтрали или с вольтодобавочным трансформатором в нейтрали длительное перевозбуждение магнитопровода (стержня и ярма) не превышает 10-15% в течение не более 20 мин не чаще 1 раза в 2 часа.

40. Перевозбуждение стержня магнитопровода контролируется по показаниям киловольтметра обмотки НН.

41. Превышение рабочего напряжения над номинальным нагрузкой обмотки НН в процентах равно (с приемлемой точностью) значению перевозбуждения стержня.

42. Перевозбуждение ярм магнитопровода контролируется по разности показаний киловольтметров обмоток ВН и СН. Превышение этой разности над ее номинальным значением в процентах равно (с приемлемой точностью) значению перевозбуждения ярма. В случае возникновения перевозбуждения более допустимых значений или длительности принимаются меры к снижению его до 10 % уменьшением реактивной нагрузки автотрансформатора по указанию диспетчера.

43. Для трансформаторов на напряжение 110 кВ и выше, изготовленных в соответствии с Правилами, допускается кратковременное повышение напряжения при работе на любом ответвлении в соответствии с таблицами 1, 2, 3 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

44. Количество повышений напряжения за срок службы 25 лет не превышает: при длительности 0,1 и 1 с - не ограничивается, при 20 с и более - 100. Количество повышений напряжения длительностью 20 минут не превышает 50 в течение 1 года.

45. Количество повышений напряжения длительностью 20 с не более двух в течение суток, промежутков времени между ними не менее 20 минут.

46. Промежуток времени между двумя повышениями напряжения длительностью 20 мин не менее 1 часа; третий раз допустимо такое повышение напряжения только в аварийной ситуации и не ранее чем через 4 часа.

47. Изготовленные трансформаторы (серии ТРДНС – для собственных нужд электростанций) и трансформаторы мощностью 40 и 80 МВт с переключением без возбуждения допускают кратковременные превышения напряжения от номинального данного ответвления не более 1,15, 1,3, 1,7 в течение 20 мин, 20 с и 1 с соответственно с повторяемостью, указанной выше.

48. Распространение указанных повышений напряжения на трансформаторы, спроектированные ранее в соответствии с другими стандартами, делается по согласованию с экспертной организацией. Повышение напряжения сверх 15 % номинального для данного ответвления длительностью более приведенного выше времени приводит к перевозбуждению магнитной системы и к возникновению недопустимых местных нагревов магнитопровода и конструктивных элементов. Выполняется защита от повышения напряжения средствами, обеспечивающими невозможность воздействия на трансформаторы напряжений, превышающих указанные выше.

49. Нейтрали обмоток автотрансформаторов, обмоток высшего напряжения трансформаторов 110 кВ и выше, имеющих неполную изоляцию со стороны нулевых выводов, постоянно заземлены наглухо, за исключением случаев, оговоренных в пункте 30 настоящих Методических указаний. Трансформаторам на напряжение до 35 кВ включительно допускается работать с изолированной нейтралью или нейтралью, заземленной через дугогасящую катушку (заземляющий реактор).

50. При суммарном токе дугогасящих катушек более 100 А подсоединение их к одному трансформатору согласовывается с изготовителем.

51. Нейтрали регулировочных трансформаторов, включенных в нейтрали главных трансформаторов, заземлены наглухо, а на линейных вводах регулировочных трансформаторов устанавливаются вентильные разрядники согласно руководству изготовителя.

52. Для напряжения между фазами $U_{ф-ф}$ по отношению к наибольшему рабочему напряжению; для напряжения относительно земли $U_{ф-з}$ по отношению к наибольшему рабочему напряжению, указанному в таблице 2, деленному на

$\sqrt{3}$.

Примечание: При длительности воздействия 20 с и 20 мин независимо от приведенных в таблице значений повышения напряжения не имеют кратность по отношению к номинальному напряжению ответвления обмотки более указанной в таблице 1 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

53. Допускается работа трансформаторов 110, 150 и 220 кВ, имеющих испытательное напряжение нейтрали соответственно 100, 130 и 200 кВ, с разземленной нейтралью при условии присоединения к выводу нейтрали вентильного разрядника соответствующего класса изоляции. В этом случае принимаются меры (с помощью устройств релейной защиты и автоматики, оперативные меры и другие), исключающие возможность работы трансформатора в нормальных режимах на участок сети с изолированной нейтралью. Работа с разземленной нейтралью трансформаторов 110 кВ с испытательным напряжением нейтрали 85 кВ допускается при обосновании соответствующими расчетами.

54. К обмоткам всех трансформаторов для защиты их от перенапряжений постоянно присоединены вентильные разрядники, обеспечивающие защиту обмоток в соответствии с уровнем их изоляции.

55. Неиспользуемые обмотки низшего (или среднего) напряжения трансформаторов и низшего напряжения автотрансформаторов соединены в звезду или треугольник и защищены от перенапряжений, если напряжение неиспользуемой обмотки равно или меньше значений, приведенных в таблице 3 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

56. Первая от магнитопровода обмотка защищается заземлением одной фазы или нейтрали или же вентильными разрядниками соответствующего класса напряжения, присоединенными к вводу каждой фазы.

57. Обмотки, расположенные между обмотками ВН, защищаются только вентильными разрядниками, присоединенными к вводу каждой фазы.

58. Защита неиспользуемых обмоток не требуется, если к обмотке постоянно (без коммутационной аппаратуры) подсоединена кабельная линия длиной не менее 30 м, при наличии автоматического повторного включения на подсоединении обмотки, при оперативных переключениях.

59. Масляные трансформаторы допускают длительную перегрузку каждой обмотки током, превышающим на 5 % номинальный, если напряжение ни на одной из обмоток не превышает номинального, при этом для обмотки с ответвлениями нагрузка не превышает 1,05 номинального тока ответвления, если трансформатор не работает с перегрузками.

60. У трехобмоточных трансформаторов допускается любое распределение длительных нагрузок по обмоткам при условии, что ни одна из обмоток не будет нагружена током, превышающим номинальный, а температура верхних слоев масла не будет превышать значений, указанных в пункте 24 настоящих Методических указаний.

61. Ток в общей части обмотки автотрансформатора не рекомендуется превышать значения, указанного на табличке автотрансформатора, с учетом допустимых перегрузок по пункту 6 настоящих Методических указаний.

62. Все трансформаторы и автотрансформаторы, кроме имеющих повышенные нагревы элементов активной части, в зависимости от режима работы допускают систематические перегрузки, значение и длительность которых регламентируются настоящими Методическими указаниями.

63. Систематические перегрузки трансформаторов допускаются в зависимости от характера, суточного графика нагрузки, температуры охлаждающей среды и недогрузки в летнее время.

64. Допустимое значение перегрузки и ее продолжительность для масляных трансформаторов мощностью до 250 МВА и в режиме систематических нагрузок, продолжительных аварийных перегрузок - 1,5 в режиме кратковременных аварийных перегрузок – 1,8 от номинальной мощности.

65. Эти указания распространяются и на трансформаторы мощностью более 250 МВА, если в стандартах на такие трансформаторы нет иных указаний по нагрузочной способности. При этом систематическая перегрузка трансформатора не превышает 50 % номинальной мощности.

66. Систематические перегрузки более чем 1,5-кратным номинальным током допускаются по согласованию с изготовителем оборудования.

67. Перегрузки обмоток трансформаторов, изготовленных до 1 июля 1970 года, снабженных вводами на напряжение 110 кВ и выше, вводами на более низкие напряжения на номинальный ток 3000 А и более, допускаются током, не более чем на 10 % превышающим номинальный ток указанных вводов.

68. Допустимые перегрузки масляных трансформаторов устанавливаются по графикам нагрузочной способности согласно Правилам, эквивалентная температура принимается на 5 °С выше расчетной для местности, где установлен трансформатор.

69. Не допускаются перегрузки трансформаторов во время работы их при температуре охлаждающей воды выше +25 °С или при среднесуточной температуре охлаждающего воздуха выше +30 °С.

70. Допустимые перегрузки трансформаторов на напряжение до 500 кВ включительно определяются по графикам нагрузочной способности, если расчетное превышение средней температуры обмотки составляет 65 °С, и по графикам нагрузочной способности для эквивалентной температуры на 5 °С выше расчетной для данной местности, если расчетное превышение средней температуры обмотки составляет 70 °С.

71. Допустимые перегрузки трансформаторов на напряжение 750 кВ определяются согласно стандартам на эти трансформаторы.

72. Перегрузки трехобмоточных трансформаторов, указанные выше, относятся к наиболее нагруженной обмотке.

73. У автотрансформаторов наиболее нагруженной чаще всего является общая часть обмотки ВН (при передаче мощности со стороны обмоток ВН и НН в сторону СН).

74. Трансформаторы с расщепленной обмоткой допускают такие же перегрузки каждой ветви, отнесенные к ее номинальной мощности, как и трансформаторы с нерасщепленной обмоткой.

75. Дополнительные перегрузки одной ветви за счет длительной недогрузки другой допускаются в соответствии с указаниями изготовителя.

76. В случае неравномерной нагрузки трансформатора по фазам значения перегрузок относятся к наиболее нагруженной обмотке наиболее нагруженной фазы.

77. Допустимая перегрузка трансформаторов с охлаждением Д при отключенных вентиляторах определяется по отношению к мощности, которую они имеют без дутья (с охлаждением М).

78. Если при наступлении перегрузки график нагрузки неизвестен и нельзя воспользоваться графиком нагрузочной способности масляных трансформаторов для определения допустимых нагрузок, пользуются таблицей 4 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям для трансформаторов с охлаждением М и Д и таблицей 5 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям для трансформатора с охлаждением ДЦ и Ц.

79. Согласно этим таблицам систематические перегрузки, допустимые вслед за нагрузкой ниже номинальной, устанавливаются в зависимости от превышения температуры верхних слоев масла над температурой охлаждающей среды, которое определяется перед наступлением перегрузки. При таких перегрузках превышения температуры отдельных частей трансформатора не выходят за пределы значений, допустимых нормами. Допустимые перегрузки по таблицам 4 и 5 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям в меньшей мере используют перегрузочную способность трансформаторов, чем по графикам нагрузочной способности.

80. Для пользования графиком нагрузочной способности фактический график нагрузки преобразуется в эквивалентный в тепловом отношении двухступенчатый график нагрузки согласно рисунку 1 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

81. Допустимый коэффициент превышения нагрузки K_2 и продолжительности нагрузки t в ч. определяется по коэффициенту начальной нагрузки K_1 и эквивалентной температуре охлаждающей среды $\varphi_э$ (рисунок 2 и 3 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям).

82. Графики нагрузочной способности для трансформаторов с охлаждением М и Д одинаковые. Графики на рисунках 2 и 3 приложения 1 к настоящим Методическим

указаниям приведены для постоянной времени трансформатора 2,5 ч. и дают наименьшее значение допустимой систематической перегрузки. Коэффициентом начальной нагрузки K_1 называется отношение эквивалентной начальной нагрузки $I_{э.н.}$ к номинальной $I_{ном}$:

$$K_1 = I_{э.н.} / I_{ном}. \quad (1)$$

Эквивалентную нагрузку определяют:

$$I_{э} = I_{ном} \sqrt{\frac{a_1^2 t_1 + a_2^2 t_2 + \dots + a_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}}, \quad (2)$$

где $a_1, a_2, \dots, a_n$ - различные ступени средних значений нагрузок, доли номинального тока;

$t_1, t_2, \dots, t_n$ - длительности этих нагрузок, ч.

Эквивалентная начальная нагрузка - значение нагрузки, полученной из уравнения (2) за 10 ч, предшествующее началу максимума нагрузки для рассматриваемого суточного графика.

Эквивалентный максимум нагрузки $I_{э. макс}$ - значение нагрузки, полученное по формуле (1) за период максимума, за время, в течение которого нагрузка по заданному графику превышает номинальную или при температурах охлаждающей среды, отличных от 20 °С, превышает значение нагрузки, допускаемой в продолжение 24 ч. при данной температуре охлаждающей среды.

Если полученное значение эквивалентного максимума нагрузки меньше 0,9 наибольшего значения нагрузки $I_{макс}$ по заданному графику, эквивалентная максимальная нагрузка $I_{э.макс}$ принимается равной $I_{э.макс} = 0,9 I_{макс}$. В этом случае время определяется:

$$t = \frac{I_{э.макс}^2 t_{макс}}{0,9^2 I_{макс}^2}, \quad (3)$$

где $t_{макс}$ - продолжительность максимума, ч.

Если заданный график нагрузки содержит два максимума, расчет эквивалентного максимума нагрузки $I_{э.макс}$ ведется для того максимума, у которого сумма

$$\sum_i a_i^2 t_i$$

больше. При этом, если больший максимум является вторым в течение 1 сут, первый максимум учитывается в эквивалентной начальной нагрузке, поскольку он входит в 10-часовой период, предшествующий началу второго максимума нагрузки. Если же

больший максимум является первым, то эквивалентная начальная нагрузка условно определяется за 10 ч. после конца первого максимума и второй максимум учитывается в той мере, в какой он входит в указанное время.

Допускается применение других способов нахождения эквивалентных нагрузок, если для заданных графиков нагрузок эти способы дают не меньшую точность, чем предписываемые в указаниях.

83. Эквивалентная температура охлаждающего воздуха для рассматриваемого периода определяется по среднегодовой температуре воздуха для данной местности по рисункам 4, 5, 6 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

84. Данные о среднегодовых температурах воздуха по Казахстану приведены в таблице 6 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

85. За эквивалентную годовую температуру охлаждающей воды принимается ее средняя температура, определенная за период апрель - октябрь, а для воды из замерзающих водоемов - за период от вскрытия водоема до ледостава, за эквивалентную месячную температуру - средняя температура воды за месяц.

86. Для практически неизменной нагрузки (без значительных суточных и сезонных колебаний) эквивалентная температура охлаждающей среды принимается равной $20\text{ }^{\circ}\text{C}$. При значительных сезонных колебаниях нагрузки допустимое значение коэффициента превышения нагрузки K_2 определяют по эквивалентной температуре охлаждающей среды для отдельных периодов (зимнего, летнего или месячного). Во всех остальных случаях, в том числе при обычных повторяющихся суточных и сезонных колебаниях нагрузки, коэффициент превышения нагрузки определяется для эквивалентной годовой температуры.

87. Для промежуточных температур, не кратных $10\text{ }^{\circ}\text{C}$, и промежуточных длительностей коэффициент превышения нагрузки и ее длительность определяют методом интерполяции. Поправка на K_2 вносится для зимних эквивалентных температур до $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$.

88. Допустимые перегрузки сухих трансформаторов определяют по диаграмме нагрузочной способности и допускают при условии, что трансформаторы установлены в помещении со среднегодовой температурой не выше $15\text{ }^{\circ}\text{C}$ и максимальной температурой не выше $35\text{ }^{\circ}\text{C}$ (для трансформаторов, изготовленных до 1 июля 1969 г.) или соответственно 20 и $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ (для трансформаторов, соответствующих Правилам).

89. Для сухих трансформаторов, если график нагрузки имеет коэффициент нагрузки (коэффициент заполнения) K_H , по диаграммам нагрузочной способности для данного значения K_H определяют допустимую кратность максимальной нагрузки по отношению к номинальной $K = I_{\text{макс}}/I_{\text{ном}}$ в зависимости от требуемой продолжительности l в часах. На рисунке 7, а и б приложения 1 к настоящим Методическим указаниям даны диаграммы нагрузочной способности для сухих трансформаторов.

При коэффициенте нагрузки меньше 0,5 значение или продолжительность перегрузок трансформаторов определяется по рисунку 7, б приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

Коэффициентом нагрузки K_H графика нагрузки за сутки называется отношение площади, ограниченной суточным графиком нагрузки

Σ
 It , к площади прямоугольника, сторонами которого является абсцисса, равная продолжительности графика $n = 24$ ч, и ордината $I_{\text{макс}}$, равная максимальному току нагрузки за сутки, то есть отношению среднего тока нагрузки за сутки $I_{\text{ср}}$ к максимальному току $I_{\text{макс}}$. Под $I_{\text{макс}}$ понимается средневзвешенный за n ч. ток нагрузки более номинального, допустимый за счет недогрузки в течение остальных $(24 - n)$ ч., когда за все время ток нагрузки был не более номинального, то есть:

$$I_{\text{макс}} = \frac{n_1 K_1 + n_2 K_2 + \dots + n_m K_m}{n_1 + n_2 + \dots + n_m}, \quad (4)$$

где $n_1, n_2, \dots, n_m$ - промежутки времени, в которых кратность нагрузки составляет $K_1, K_2, \dots, K_m$; при этом $n = n_1 + n_2 + \dots + n_m$.

Коэффициент нагрузки суточного графика:

$$K_H = \frac{\Sigma It}{24 I_{\text{макс}}} = \frac{I_{\text{ср}}}{I_{\text{макс}}}. \quad (5)$$

Коэффициент нагрузки K_H определяет допустимое время работы трансформатора с перегрузкой.

90. Если максимум типового (среднего) графика нагрузки в летнее время (июнь, июль, август) меньше номинальной мощности трансформатора, то в зимние месяцы (ноябрь, декабрь, январь, февраль) допускается дополнительная перегрузка масляного трансформатора в размере 1 % на каждый процент недогрузки летом, но не более чем на 15 %.

91. Масляные трансформаторы независимо от вида охлаждения допускают систематические перегрузки при использовании одновременно обоих факторов, указанных в пунктах 42 и 46 настоящих Методических указаний, однако суммарная перегрузка не превышает 50 % номинальной мощности для трансформаторов, изготовленных в соответствии с Правилами. 30 % для трансформаторов, не соответствующих требованиям, согласно Правилам.

92. Допустимая перегрузка трансформаторов, работающих в блоке с генераторами, обеспечивает работу генератора с допустимой для него перегрузкой. При недостаточной нагрузочной способности трансформатора принимаются меры по форсировке системы его охлаждения.

93. Систематические перегрузки трансформаторов, превышающие указанные на рисунках 2 и 3 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям, приводящие к повышенному износу изоляции, допускаются только с разрешения технического руководителя электростанции или организации электросетей для трехфазных трансформаторов мощностью менее 200 МВ А и однофазных мощностью менее 60 МВ А.

94. При перегрузках трансформаторов, превышающих допускаемые в соответствии с графиками на рисунках 2 и 3 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям, повышенный износ изоляции определяется по рисунку 8 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям:

1) выбирается один из графиков согласно рисункам 2 и 3 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям, соответствующий постоянной времени и системе охлаждения данного трансформатора, но с пониженной (по сравнению с заданной) эквивалентной температуре охлаждающей среды $t_{охл}$, такой график, по которому заданная перегрузка еще допустима. Если по выбранному графику допустимая продолжительность периода максимума при заданных значениях K_1 и K_2 заметно отличается от заданной, то входящая в дальнейший расчет "эквивалентная температура охлаждающей среды" по выбранному графику определяется интерполяцией;

2) определяется разность заданной эквивалентной температуры охлаждающей среды и эквивалентной температуры для выбранного графика;

3) по разности температур (превышению) по кривой согласно рисунку 8 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям определяется относительный износ изоляции трансформатора, при этом по оси абсцисс откладываются значения превышения температуры охлаждающей среды над температурой, соответствующей нормальному износу изоляции 8, а по оси ординат - относительный износ изоляции g .

95. Если среднесуточная температура охлаждающей воды превышает в некоторые дни расчетные значения этой температуры (25°C), принятой для трансформаторов, нагрузка трансформатора в такие дни снижется на 1 % номинальной мощности на каждый градус повышения среднесуточной температуры воды сверх 25°C , в противном случае принимаются меры по улучшению охлаждения трансформатора и снижению температуры масла.

96. Работа трансформаторов, имеющих дутьевое охлаждение (Д), допускается с отключенным дутьем, если температура верхних слоев масла не превышает 55°C и нагрузке менее номинальной. Дутьевое охлаждение включается автоматически при

достижении температуры масла 55°C или при достижении номинальной нагрузки независимо от температуры масла. Дутье отключается при снижении температуры масла до 50°C, если при этом ток нагрузки меньше номинального.

97. Трансформаторы с принудительной циркуляцией масла (охлаждение ДЦ и Ц) работают с включенными маслонасосами, вентиляторами дутья, циркуляции воды независимо от нагрузки.

98. При выходе из строя части работающих охладителей трансформаторов с системой охлаждения ДЦ и Ц допустимая нагрузка трансформаторов. В полное число охладителей не входит резервный охладитель.

99. Допускается работа трансформаторов, имеющих охлаждение ДЦ или Ц, при полном (в зимнее время) или частичном (в летнее время) отключении вентиляторов или прекращении циркуляции воды с сохранением циркуляции масла с нагрузкой до номинальной включительно, если температура верхних слоев масла не выше 45°C. Трансформаторы, имеющие повышенный нагрев отдельных элементов активной части в таких же режимах работают при температуре верхних слоев масла не выше 35°C.

100. В зимнее время на работающих трансформаторах с охлаждением Д, ДЦ и Ц температуру верхних слоев масла поддерживается не ниже 10 °C во избежание ухудшения охлаждения обмоток вследствие повышения вязкости масла.

101. Трансформаторы, находящиеся в эксплуатации, проверяются на термическую и динамическую устойчивость к токам, при нормальной схеме коммутации сети и существующих уставках по времени в схемах релейной защиты; допускается проверить и другие эксплуатационные режимы работы сети. Максимальные уставки по времени для релейных защит при этом выбираются, так, чтобы они находились в соответствии с допустимой длительностью короткого замыкания для трансформатора по термической устойчивости.

102. Кратность фактического значения установившегося тока короткого замыкания для двухобмоточных трансформаторов определяется с учетом мощности энергосистемы по формуле:

$$K_{к.ф.} = \frac{100}{e_k + p}, \quad (6)$$

$$p = 100 \frac{S_{тр}}{S_n}, \quad (7)$$

Где e_k - напряжение короткого замыкания трансформатора;

$S_{тр}$ - мощность трансформатора, МВ А;

S_K - мощность короткого замыкания сети, к которой подключен трансформатор, МВ.
. А (без учета подсоединения трансформатора).

103. Наибольшая продолжительность протекания тока короткого замыкания не превышает t_K и определяется по формуле:

$$t_K = 1500/K_2 I_{кр}, \quad (8)$$

где $K_{2кр}$ - расчетная кратность тока короткого замыкания на основном ответвлении, определяемая по формуле пункта 56 настоящих Методических указаний, но с заменой фактического значения $S_{к.з.}$ на расчетное $S_{к.з.}$ согласно стандарту на данный трансформатор. Для трансформаторов до 35 кВ включительно t_K максимальное равно 4 с, для трансформаторов 110 кВ и выше 3 с.

В таблице 9 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям приведены кратность установившегося тока короткого замыкания и допустимая длительность протекания его в зависимости от напряжения короткого замыкания трансформатора для случая питания трансформатора от системы бесконечной мощности ($p = 0$). Указанные данные используются для проверки уставок защит трансформаторов небольшой мощности.

104. Для трансформаторов (автотрансформаторов) допустимые кратности тока короткого замыкания определяются в соответствии со стандартами на эти трансформаторы; для трехобмоточных трансформаторов на напряжение 110 кВ для средней по расположению обмотки допустимая кратность тока короткого замыкания равна 14, а для трансформаторов на напряжение 220 кВ - 15.

105. При увеличении мощности сети и возрастании кратности тока короткого замыкания через одну из обмоток выше допустимого значения принимаются меры по ограничению тока через трансформатор с помощью изменения схемы коммутации сети.

106. Если реактивность сети не обеспечивает ограничения установившегося тока короткого замыкания значением, допустимым стандартами на эти трансформаторы, не допускается применять трехобмоточные трансформаторы без токоограничивающих реакторов.

107. Если мощность короткого замыкания на выводах трехобмоточных трансформаторов от систем превышает расчетные мощности для трансформаторов согласно ГОСТ, рекомендуется для снижения воздействия токов короткого замыкания на обмотки осуществлять параллельную работу таких трансформаторов по всем трем обмоткам.

108. При появлении частых коротких замыканий на линии или подстанции выясняются причины и принимаются меры по предотвращению таких коротких замыканий и предотвращению повреждений трансформаторов.

Глава 4. Параллельная работа трансформаторов

109. Параллельная работа трансформаторов (автотрансформаторов), имеющих одинаковое номинальное напряжение, допускается при условиях:

- 1) при тождественности групп соединения обмоток;
- 2) при равенстве коэффициентов трансформации;
- 3) при равенстве напряжений короткого замыкания.

110. Параллельная работа трансформаторов с различными коэффициентами трансформации и разными напряжениями короткого замыкания допускается, если предварительным расчетом установлено, что ни одна из обмоток каждого трансформатора при этом не будет нагружаться выше ее нагрузочной способности в предусмотренных режимах работы.

111. При включении на параллельную работу трансформаторов с разными значениями напряжения короткого замыкания некоторое перераспределение нагрузок достигается изменением коэффициентов трансформации путем соответствующей установки переключателей ответвлений.

112. Допускается параллельная работа двух и трехобмоточных трансформаторов на всех обмотках, двухобмоточных с трехобмоточными, если ни одна из обмоток параллельно включенных трансформаторов не нагружается более ее допустимой нагрузочной способности.

113. Параллельная работа трансформаторов с отношением номинальных мощностей более трех не рекомендуется.

114. Включение трансформаторов на параллельную работу после монтажа, после работ, связанных с возможностью нарушения фазировки (производства ремонтных работ на кабеле и схеме присоединения), допускается только после фазировки.

115. Параллельная работа трансформаторов с различными группами соединения обмоток допускается между:

- 1) группами соединения 0,4 и 8;
- 2) группами соединения 6, 10 и 2;
- 3) всеми нечетными группами соединения.

Для примера в таблице 1 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям приведены возможные способы параллельного включения двухобмоточных трансформаторов, имеющих группу соединения 11, с трансформаторами, имеющими группы соединений 1 и 5.

Глава 5. Надзор и уход за трансформатором

116. Перед включением трансформатора после монтажа или ремонта обслуживающий персонал осматривает трансформаторную установку, проверяет ее

исправность. Включение трансформатора под напряжение осуществляется с учетом требований, изложенных в эксплуатационной документации на данный трансформатор.

117. Все трансформаторы, находящиеся в резерве, готовы к включению и включаются от действия автоматического включения резерва.

118. Перед включением под напряжение впервые вводимых в эксплуатацию или вышедших из ремонта трансформаторов принудительной циркуляцией масла принимаются меры по удалению воздуха из системы охлаждения (насосов, охладителей, адсорбционных фильтров, бака избирателя устройства регулирования под нагрузкой и бака трансформаторов) путем заливки масла под вакуумом с использованием промежуточного бачка, бачка отстоя, выпуска воздуха и прочее.

119. Перед заливкой системы охлаждения трансформатора на напряжение 220 кВ и выше проверяется предварительное вакуумирование незаполненной системы охлаждения при остаточном давлении не более 5332 Па (40 мм.рт.ст.) в течение 30 минут.

120. При заполнении системы маслом остаточное давление не повышается более остаточного 1333 Па (10 мм.рт.ст.), то есть не превышает 6665 Па (50 мм.рт.ст.).

121. После окончания заливки дать маслу в системе охлаждения отстояться в течение 5 ч, проверить отсутствие воздуха, приоткрывая воздуховыпускные пробки до появления масла. Закрыть пробки и включить циркуляцию масла на 1 ч, после чего оставить трансформатор для отстоя на 12 ч. По истечении 12 ч. выпустить остатки воздуха из системы через воздуховыпускные пробки и снова плотно закрыть их.

122. Систему охлаждения трансформатора на напряжение 150 кВ и ниже допускается заливать маслом без вакуума, с соблюдением остальных мер по предотвращению попадания воздуха в бак трансформатора.

123. Трансформаторы, снабженные азотной защитой, допускается включать в работу при давлении азота в системе защиты, не более 0,005 МПа (0,05 кгс/см²), и нормальном уровне масла в расширителе.

124. Трансформатор, соединенный в блок с генератором, рекомендуется впервые включать подъемом напряжения от генератора с нуля с введенными релейными защитами блока и трансформатора, с действием на отключение защит от сверхтоков со стороны генератора. Остальные трансформаторы допускается включать толчком на полное напряжение сети, при включенной со стороны питания быстродействующей защитой от токов короткого замыкания, отстроенной от толчка тока намагничивания. Включение трансформатора производится после предварительной проверки и введения в работу всех предусмотренных защит и сигнализации.

125. При наличии газовой защиты и защит от внутренних повреждений они включаются с действием на отключение.

126. Напряжение на трансформаторе с нуля повышается плавно, по достижении 60 % номинального напряжения в дальнейшем повышается ступенями по 10 - 15 %, задерживая на 1 - 3 минуты на каждой ступени для осмотра и прослушивания трансформатора, чтобы убедиться в отсутствии постороннего шума внутри бака.

127. После достижения номинального напряжения трансформатор остается на холостом ходу на 1 - 2 ч.

128. После этого напряжение поднять до 130 % номинального и выдержать 1 минуту на трансформаторах с магнитопроводом бесшпильной конструкции, изготовленных из горячекатаной стали, или в течение 20 с на остальных трансформаторах. В процессе подъема и выдерживания напряжения прослушивается и осматривается трансформатор (визуально и по приборам). Если отклонений не обнаружено, трансформатор включается под нагрузку.

129. Первое включение на напряжение толчком трансформаторов мощностью 6300 кВА и более проводится 3 - 4 раза, после чего оставить трансформатор на холостом ходу на 1 - 2 ч. После этого трансформатор допускается нагружать.

130. Трансформаторы меньшей мощности после 1 – 2 кратного включения толчком допускается выдерживать на холостом ходу в течение 0,5 - 1 ч.

131. При включении в работу трансформатора с масляно-водяным охлаждением сначала включается масляный насос, а затем водяной (или открываются задвижки на воде), отключают в обратном порядке.

132. В зимнее время во избежание замораживания воды в трубках охладителей включение водяного насоса допускается после прогрева масла и достижения им температуры не ниже 15°C на входе в охладитель.

133. Включение трансформаторов под полную нагрузку в зимнее время допускается при температуре верхних слоев масла -40°C и выше в трансформаторах с охлаждением М и Д и при температуре -25°C и выше - в трансформаторах с охлаждением ДЦ и Ц.

134. При более низких температурах верхних слоев масла в нормальных режимах работы трансформаторы включаются с нагрузкой не более 50 % номинальной и после прогрева масла до требуемой температуры нагрузку допускается увеличить до номинальной.

135. Трансформаторы, имеющие направленную циркуляцию масла в обмотках, включаются по руководству изготовителя.

136. В аварийных условиях допускается включение трансформатора с охлаждением М, Д, ДЦ и Ц (без направленной циркуляции) под полную нагрузку независимо от температуры масла трансформатора.

137. Циркуляционные насосы у трансформаторов и реакторов с охлаждением ДЦ и Ц включаются при температуре масла не ниже -25°C, насосы с экранированным статором (серии ЭЦТЭ) при температуре не ниже -20°C.

138. При отключении разъединителем или отделителем ненагруженного трансформатора с регулированием напряжения под нагрузкой, если это допускается руководством по эксплуатации, рекомендуется после отключения нагрузки переводить трансформатор в режим недовозбуждения, устанавливая переключатель ответвлений в положение, при котором напряжение соответствующего ответвления будет выше, чем подводимое напряжение сети (этим достигается уменьшение намагничивающего тока: снижение возбуждения на 10 % уменьшает намагничивающий ток примерно на 45 %).

139. При наличии в цепи трансформатора на напряжение 110 - 220 кВ разъединителя и отделителя включать под напряжение рекомендуется разъединителем, а отключать - отделителем.

140. Допускается снимать или устанавливать заземление разъединителями нейтрали включенных под нагрузку трансформаторов, дугогасящих катушек при отсутствии замыкания на землю в сети.

141. При отключении или включении воздушным выключателем, отделителем или разъединителем трансформатора на напряжение 110 кВ изолированная нейтраль класса 35 кВ перед отключением или включением заземляется при отсутствии параллельно включенного трансформатора с заземленной нейтралью, при выполнении операции масляным выключателем заземление нейтрали не требуется.

142. Контролируется нагрузка трансформатора. При контроле режима их работы периодически вести наблюдения за током нагрузки, напряжением и температурой верхних слоев масла. Контроль организуется так, чтобы исключалась работа трансформатора с превышением нормированных значений тока, напряжения и температуры масла.

143. Для трансформаторов, на которых возможна перегрузка, предусматривается возможность контроля этой перегрузки. В эксплуатационной документации фиксируется значение и длительность перегрузки, температура верхних слоев масла трансформатора.

144. У трансформаторов, установленных в трансформаторных пунктах, не реже 2 раз в год (в период максимальных и минимальных нагрузок) измеряются нагрузки токоизмерительными клещами (или с помощью регистрирующих приборов), записываются показания температуры масла по термометрам. Проверяется равномерность нагрузки фаз трансформатора.

145. Работающие трансформаторы осматриваются с соблюдением правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 31 марта 2015 года № 253 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за №10907), не приближаясь на опасное расстояние к частям, находящимся под нагрузкой. Трансформаторы без отключения осматриваются в сроки:

1) в установках с постоянным дежурным персоналом или с местным персоналом: главных трансформаторов электростанции и подстанций, основных и резервных трансформаторов собственных нужд - 1 раз в сутки; остальных трансформаторов - 1 раз в неделю;

2) в установке без постоянного дежурного персонала - не реже 1 раза в месяц, а в трансформаторных пунктах - не реже 1 раза в 6 мес.

146 В зависимости от местных условий и состояния трансформаторов указанные сроки допускается изменить техническим руководителем организации.

147. При резком снижении температуры окружающего воздуха или других резких изменениях погодных условий проводятся внеочередные осмотры всех трансформаторов наружной установки, проверяется уровень масла, состояние вводов, системы охлаждения. Осмотры проводит дежурный персонал. Трансформаторные установки периодически осматриваются более квалифицированным персоналом, обеспечивающим эксплуатацию в целом.

148. При каждом переключении у трансформаторов мощностью более 6300 кВА на напряжение 110-220 кВ проводится "прокрутка" переключателей переключения без возбуждения типа П 6 всех фаз по 10 раз в одну и другую стороны до конечного положения в целях очистки контактов переключателя от окислов.

149. Внеочередные осмотры проверяются при появлении сигнала газового реле.

150. При периодических осмотрах трансформаторов проверяется состояние фарфоровых изоляторов и крышек вводов, установленных на трансформаторе разрядников (определяя наличие или отсутствие трещин, сколов фарфора, загрязнений, течи масла через уплотнения), целость и исправность измерительных приборов (манометров в системе охлаждения, азотной защиты и на герметичных вводах, термосигнализаторов и термометров), маслоуказателей, газовых реле, мембраны выхлопной трубы, положение автоматических отсечных клапанов на трубе к расширителю, состояние индикаторного силикагеля в воздухоосушителях, состояние фланцевых соединений маслопроводов системы охлаждения, бака и всех других элементов (вводов, устройств регулирования под нагрузкой, термосифонных фильтров), отсутствие течей масла и механических повреждений на трансформаторе и его элементах.

151. Проверяется исправность действия системы охлаждения и нагрев трансформатора по показаниям приборов, уровень масла в расширителе бака и расширителях вводов, давление масла в герметичных вводах и показания счетчика переключений у трансформаторов, снабженных устройством регулирования под нагрузкой, отсутствие постороннего шума в трансформаторе.

152. При работе трансформатора, имеющего охлаждение с принудительной циркуляцией масла (ДЦ или Ц), периодически (при осмотрах) контролируется по манометрам давление масла и воды в системе охлаждения.

153. Для предотвращения попадания воды в масло при работающих насосах избыточное давление масла в охладителе на 0,1 - 0,2 МПа (1 - 2 кгс/см²) выше, чем воды. Во избежание попадания воды в масло при аварийной остановке маслонасоса обеспечивается статический напор масла в охладителе превышающий максимальное избыточное рабочее давление воды не менее чем на 0,02 - 0,03 МПа (0,2 - 0,3 кгс/см²), что обеспечивается соответствующим расположением охладителей и схемой подачи охлаждающей воды.

154. Не реже 1 раза в 6 месяцев проверяется исправность сигнализации прекращения циркуляции масла, охлаждающей воды или останова вентиляторов, включения резервного охладителя или источника питания.

155. Оставлять в работе с неисправной сигнализацией трансформатор не допускается.

156. Степень охлаждения масла у трансформатора с масляно-водяным охлаждением контролируется по разности температур масла на входе и выходе из охладителя. При номинальной нагрузке трансформатора разность температур не менее 10 °С. В противном случае принимаются меры для форсирования охлаждения. Если нет возможности увеличить расход воды, на время включается в работу резервный маслонасос.

157. В зимнее время при отключении трансформатора обеспечивается спуск воды из охладителей или отопление их с проведением других мероприятий во избежание замораживания.

158. Уровень масла в расширителе неработающего трансформатора не ниже отметки указателя уровня, соответствующего температуре окружающего воздуха в данный момент; в работающем трансформаторе уровень масла примерно на отметке, соответствующей температуре верхних слоев масла.

159. Помимо оценки внешнего состояния трансформатора в процессе эксплуатации, при текущих ремонтах контролируется состояние изоляции их активной части и масла согласно нормам испытания.

160. Характеристики изоляции трансформатора (сопротивление изоляции обмоток, tgd , емкости обмоток относительно земли и по отношению друг к другу, относительный прирост емкости при изменении частоты или длительности разряда), характеристики масла, измеренные перед вводом в эксплуатацию, в процессе эксплуатации для каждого трансформатора заносятся в его паспорт с указанием температур обмоток и масла, при которых проводились измерения. В качестве исходных для определения температуры обмотки используются данные измерений сопротивления обмотки ВН постоянному току у изготовителя или при монтаже.

161. Для предотвращения увлажнения изоляции и ухудшения качества масла при эксплуатации периодически заменяется сорбент в воздухоосушителях, термосифонных

и адсорбционных фильтрах, не допуская его значительного увлажнения, поддерживается в исправном состоянии азотная и пленочная защита масла (при наличии последних).

162. Основным критерием для суждения о допустимом состоянии изоляции при эксплуатации является сравнение характеристик изоляции и масла, измеренных в процессе эксплуатации, с величинами, измеренными перед включением трансформатора в работу с учетом условий работы трансформатора. Если измерения проводят при иной температуре, то данные измерения сопротивления изоляции, тангенса угла диэлектрических потерь, DC/C приводятся к температуре предыдущих измерений по формулам:

$$\operatorname{tgdt}_1 = \operatorname{tgdt}_2 / K_1, \quad (9)$$

$$R_{t1} = R_{t2} K_2, \quad (10)$$

$$\left(\frac{\Delta C}{C} \right)_{t1} = \left(\frac{\Delta C}{C} \right)_{t2} \frac{1}{K_4}, \quad (11)$$

$$t_2 > t_1, \quad (12)$$

где tgdt_2 , R_{t2} , $(DC/C)_{t2}$ - тангенс угла диэлектрических потерь, сопротивление изоляции и отношение DC/C, измеренные при температуре $t^2, ^\circ\text{C}$;

tgdt_1 , R_{t1} , $(DC/C)_{t1}$ - тангенс угла диэлектрических потерь, сопротивление изоляции, отношение DC/C, измеренные при температуре $t^1, ^\circ\text{C}$;

K_1 , K_2 , K_4 - коэффициенты из таблицы 1 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям для пересчета значений сопротивления изоляции, тангенса угла диэлектрических потерь и значения отношения DC/C, измеренных при других значениях температуры.

Данные измерений tgdt и сопротивления изоляции по температуре допускается пересчитывать для трансформаторов мощностью до 80 МВ А и на напряжение до 150 кВ при разности температур не более $\pm 10^\circ\text{C}$, для трансформаторов мощностью более 80 МВ А на напряжение до 150 кВ и на напряжение 220 кВ и выше - не более $\pm 5^\circ\text{C}$. Значение $\operatorname{tgdt} \leq 1\%$ считается удовлетворительным независимо от tgdt , измеренного на монтаже.

163. Если значение tgdt масла в эксплуатации отличается от значения tgdt масла, залитого при монтаже, в результат измерения tgdt изоляции вводится поправка.

Фактическое значение tgdt изоляции с учетом влияния tgdt масла определяется по формуле:

$$\operatorname{tgdt}_\phi = \operatorname{tgdt}_{\text{из}} - K(\operatorname{tgdt}_M - \operatorname{tgdt}_{M1}), \quad (13)$$

где tgdf - фактическое значение tgd изоляции (с учетом влияния tgd масла);

tgdpз - измеренное значение tgd изоляции;

K - коэффициент приведения, зависящий от конструктивных особенностей трансформатора и имеющий приближенное значение 0,45;

tgdm_2 - значение tgd масла, залитого при монтаже, приведенное к температуре измерения характеристик изоляции с помощью коэффициента K_3 ;

tgdm_1 - значение tgd масла, залитого изготовителем, приведенное к температуре измерения характеристик изоляции с помощью коэффициента K_3 согласно таблице 12 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

Пример. Исходные данные: измеренное при монтаже и приведенное к температуре (55 °С) значение tgd изоляции составляет 1,6 %, измеренные значения tgd масла составляют у изготовителя 0,15 % (при 20 °С), на монтаже 2,5 % (при 70 °С).

Расчет фактического значения tgd изоляции:

Приводим значение tgd масла у изготовителя к температуре измерения характеристик изоляции:

$$\text{tgdm}_1 = K \text{tgdm}'_1 = 4,15 \cdot 0,15 = 0,62 \%$$

$$(K_3 = 4,15 \text{ и соответствует разнице температур } Dt = 55 - 20 = 35^\circ\text{C}).$$

Приводим значение tgd масла при монтаже к температуре измерения характеристик изоляции:

$$\text{tgdm}^2 = \text{tgdm}'^2 / K^3 = 2,5 / 1,84 = 1,36 \%$$

$$(K_3 = 1,84 \text{ и соответствует разнице температур } Dt = 70 - 55 = 15^\circ\text{C}).$$

Определяем фактическое значение tgd изоляции:

$$\text{tgdf} = \text{tgdpз} - /K (\text{tgdm}^2 - \text{tgdm}_1) = 1,6 - 0,45 (1,36 - 0,62) = 1,27 \%.$$

При оценке состояния трансформатора учитывается возможное влияние изменения tgd масла на сопротивление изоляции обмоток, при замене масла в трансформаторе (в случае большого значения tgd масла) влияние пропитки изоляции маслом с более высоким значением tgd масла.

164. При резком ухудшении характеристик изоляции при эксплуатации выясняется его причина, дополнительно производятся измерения, на нагретом трансформаторе испытывается масло, включая определение значения tgd в зависимости от температуры.

165. Окончательная оценка состояния трансформатора и принятие решения о проведении требуемых работ учитывает комплекс данных всех испытаний после сопоставления их с данными предшествующих измерений и анализа данных по эксплуатации трансформатора. Для трансформаторов напряжением 330 кВ и выше в сомнительных случаях рекомендуется определение влагосодержания образцов твердой изоляции.

166. Эксплуатация газовой защиты осуществляется в соответствии с указаниями изготовителя.

Глава 6. Эксплуатация трансформаторного масла

167. Трансформаторы, впервые вводимые в эксплуатацию и после капитального ремонта, заливаются маслом с соблюдением требований: трансформаторы на напряжение 220 - 500 и 110 - 150 кВ заливаются под вакуумом при остаточном давлении соответственно не более 1333 и 54653 Па (10 и 410 мм рт. ст.), трансформаторы на напряжение ниже 110 кВ допускается заливать не под вакуумом.

168. Система охлаждения с принудительной циркуляцией (если она проводится отдельно от заливки бака) заливается в соответствии с пунктом 72 настоящих Методических указаний.

169. Трансформаторы на напряжение до 1150 кВ включительно мощностью до 80 МВ А допускается заливать маслом, имеющим температуру не ниже 10 °С, а трансформаторы на напряжение 220 кВ и выше, трансформаторы 110 - 150 кВ мощностью более 80 МВ А заливаются маслом с температурой не ниже 45 °С.

170. Трансформаторы с азотной и пленочной защитой заливаются предварительно очищенным, просушенным и дегазированным маслом с газосодержанием не выше 0,1% по объему и влагосодержанием не выше 0,001% по массе. Заливка маслом осуществляется согласно технической документации (инструкции по эксплуатации, технического паспорта) завода-изготовителя по монтажу трансформаторов с азотной и пленочной защитой. Трансформаторы доливаются предварительно дегазированным маслом, затем азотированным в вакуумном баке. После окончания всех работ по монтажу и доливке проводятся анализы проб масла из бака и газа из над масляного пространства согласно указаниям руководства изготовителя по монтажу и эксплуатации трансформаторов, оборудованных азотной и пленочной защитой.

171. Масло, залитое в трансформаторы после монтажа или ремонта, подвергается анализу перед включением их под напряжение в соответствии с нормами испытания в руководстве изготовителя по эксплуатации.

172. В трансформаторах на напряжение 110 кВ и выше измеряются *tgδ* масла при двух температурах.

173. Трансформаторное масло, находящееся в эксплуатации, подвергается сокращенному анализу и измерению *tgδ* согласно Правилам в сроки, указанные в таблице 1 приложения 4 к настоящим Методическим указаниям, и после текущего ремонта трансформаторов. Порядок отбора проб указан в приложении 4 к настоящим Методическим указаниям.

174. Масло из контакторов устройств регулирования под нагрузкой проверяется на наличие влаги и пробивное напряжение, которое в устройствах регулирования под нагрузкой класса напряжения 10кВ не ниже 25 кВ. В контакторах регулирования под

нагрузкой на напряжение 35 кВ не ниже 30 кВ. В контакторах устройств регулирования под нагрузкой на напряжения 110 и 220 кВ пробивное напряжение масла не снижается ниже соответственно 35 и 40 кВ. При снижении пробивного напряжения масла ниже указанных значений. Масло заменяется после числа переключений, указанного в руководстве изготовителя на данный тип переключателя.

175. Масло из трансформаторов мощностью 320 кВА и более, работающих без термосифонных фильтров, подвергается сокращенному анализу не реже 1 раза в год.

176. Внеочередное взятие проб масла проводится для сокращенного анализа при появлении признаков внутреннего повреждения трансформатора (выделение газа, посторонние шумы внутри трансформатора). Из герметизированных трансформаторов проба масла отбирается в соответствии с руководством изготовителя.

177. Трансформаторное масло испытывается согласно Правилам.

178. Если характеристики изоляции трансформатора и вводов имеют ухудшенные значения по сравнению с нормами, то определяется зависимость характеристик масла от температуры.

179. Масло, впервые залитое в трансформатор, находящееся в эксплуатации, по всем показателям удовлетворяет требованиям согласно Правилам.

180. Очищать, доливать и регенерировать масло допускается на отключенном и работающем трансформаторе.

181. При доливке в трансформатор масла разных марок, имеющие антиокислительные присадки, как и масла, не имеющие присадки, допускается смешивать в любых количествах. Смешивание масла, имеющего присадку, с маслом, не имеющим присадки, может привести к ухудшению стабильности смеси. Доливка масла без присадки в количестве более 15 % к маслу с присадкой или доливка масла с присадкой в количестве более 5 % к маслу без присадки допускается только после проведения анализа качества смеси на стабильность и при условии, что стабильность смеси (кислотное число после окисления) будет не хуже, чем стабильность любого компонента.

182. В виде исключения допускается ухудшение стабильности смеси (кислотного числа) не более чем на 10 %.

183. Масло в трансформаторах мощностью 160 кВ А и более подвергается непрерывной регенерации в термосифонных или адсорбционных фильтрах для поддержания качества при эксплуатации и замедления его старения.

184. Если в трансформаторы залито масло, не содержащее антиокислительной присадки, рекомендуется вводить в масло стабилизирующие присадки.

185. Трансформаторы на напряжение 110 кВ и выше, не снабженные воздухоосушительными фильтрами, оборудуются такими фильтрами для замедления увлажнения масла. Периодичность смены сорбента в фильтрах дана в приложении 5 к настоящим Методическим указаниям.

186. Масло в маслонаполненных негерметичных вводах защищается от увлажнения и старения с помощью воздухоосушительных фильтров с масляными затворами или других устройств. Масло в масляных затворах вводов 110 – 220 кВ, не имеющих воздухоосушителей, заменяется не реже 1 раза в 1-2 года, а у вводов, снабженных воздухоосушителями, 1 раз в 4 года. Масло в масляных затворах вводов 330-500 кВ заменяют на основании результатов проверки пробивного напряжения масла, проводимой не реже 1 раза в 2 года. Сорбент в воздухоосушителях заменяется по мере увлажнения его, но не реже 1 раза в год.

187. При повышении уровня масла в расширителе, определяемом по маслоуказателю, выясняются причины повышения уровня. При этом не допускается открывать пробки, краны, прочищать отверстия дыхательной трубки без отключения оперативного тока газовой защиты.

188. При наличии установки азотной защиты контролируется давление в резервуаре и 1 раз в 6 месяцев проверяется чистота азота. Контролируется соответствие уровня масла в расширителе состоянию эластичных резервуаров. При наивысшем уровне масла объем резервуара наибольший.

Глава 7. Эксплуатация и текущий ремонт устройств регулирования под нагрузкой

189. Устройства регулирования под нагрузкой эксплуатируются согласно руководства изготовителя с учетом местных условий.

190. Устройство регулирования под нагрузкой трансформатора постоянно находится в работе, его работа (число операций) фиксируется счетчиком числа операций.

191. Блок автоматического управления приводом постоянно введен в работу и выводится из работы только при неисправностях и режимах работы трансформаторов, при которых блок автоматического управления не может быть использован.

192. При работе трансформаторов, снабженных устройством регулирования под нагрузкой с блоком автоматического управления приводом, обеспечивается вывод блока из работы и выдача сигнала о неисправности (при наличии блока автоматического регулятора трансформаторов АРТ-1Н.) при:

- 1) невыполнения команды на переключение (застревании контактов избирателя в промежуточном положении, неисправности приводимого механизма);
- 2) выходе из строя блока автоматического управления привода;
- 3) исчезновения питания привода устройства регулирования под нагрузкой и блока автоматического управления.

193. При параллельной работе трансформаторов, снабженных устройством регулирования под нагрузкой с блоками автоматического управления приводом,

обеспечивается вывод блока автоматического управления из работы и сигнала о неисправности (при наличии блока АРТ-1Н):

1) при неисправности блока автоматического управления приводом;

2) при невыполнении команды на переключение (неисправности одного из приводных механизмов, застревании в промежуточном положении контактов избирателя одного из устройств регулирования под напряжением);

3) при рассогласовании коэффициентов трансформации трансформаторов.

194. Блок автоматического управления при повреждении отключается и устройство регулирования под нагрузкой переводится на дистанционное управление.

195. При отказе схемы дистанционного управления устройство регулирования под нагрузкой переводится на местное управление (при наличии последнего) и принимаются меры по выявлению и устранению неисправности. Переключать устройство регулирования под нагрузкой с помощью рукоятки на трансформаторе, находящемся под нагрузкой, не рекомендуется вследствие опасности повреждения трансформатора из-за возможной неправильной установки нового положения устройства регулирования под нагрузкой и ненормальной длительности цикла переключения. При переключении рукояткой обращается внимание на сигнал перегрузки трансформатора.

196. При застревании переключателя в промежуточном положении управление приводом переводится в режим "местное". Из шкафа управления приводом при отсутствии повреждений устройства дается команда на завершение переключения. При неисправности привода операция завершается рукояткой при отсутствии сигнала перегрузки. В этом случае обращается внимание на правильность установки устройства в рабочем положении по указателям положений. После устранения неисправности восстанавливается нормальная схема. При обнаружении неисправности избирателя или контактора трансформатор отключается.

197. В схеме управления переключающих устройств регулирования под нагрузкой постоянно включены блокировки, не позволяющие производить переключение устройства в действие при токе, превышающем допустимый ток для данного переключающего устройства, возникновении рассогласования положений у однофазных устройств регулирования под нагрузкой при понижении температуры масла в контакторе до температуры – 25°C. В случае блокировки работы устройства при понижении температуры масла контактора ниже температуры – 25°C производство переключений при помощи рукоятки не допускается.

198. При осмотрах дежурным персоналом устройств регулирования под нагрузкой с токоограничивающими реакторами обращается внимание на следующее:

1) соответствие положений на указателях в приводном механизме и щите управления;

- 2) соответствие положений на указателях приводных механизмов параллельно работающих трансформаторов;
- 3) соответствие фиксированному положению приводного механизма;
- 4) уровень масла в баке контакторов (в пределах отметок, нанесенных на маслоуказателе);
- 5) внешнее состояние доступных осмотру элементов устройства регулирования под нагрузкой.

199. При осмотре дежурным персоналом быстродействующих устройств регулирования под нагрузкой обращается внимание на:

- 1) соответствие положений на указателях в приводном механизме и щите управления;
- 2) соответствие положений на указателях приводных механизмов на устройствах регулирования под нагрузкой, имеющих по фазное управление, и параллельно работающих трансформаторах;
- 3) соответствие фиксированному положению приводных механизмов в пределах допусков по лимбу;
- 4) наличие требуемого уровня масла в отсеке расширителя или баках контакторов;
- 5) уплотнения заглушек и разъемов, не допускается течь масла;
- 6) состояние аварийного клапана бака контактора;
- 7) работу обогревателей в приводах и шкафах управления с обогревом (в зимний период);
- 8) состояние воздушного промежутка: корпус контактора - разрядник (сокращение изоляционного расстояния посторонними предметами не допускается);
- 9) состояние гибких спусков к вводам ВН или СН, на которых установлено устройство регулирования под нагрузкой;
- 10) внешнее состояние доступных осмотру элементов устройства регулирования под нагрузкой.

200. В быстро действующих устройствах регулирования под нагрузкой, в которых предусмотрен обогрев контакторов, в зимний период при температуре окружающего воздуха -25°C и ниже, включается система автоматического обогрева контакторов. Поскольку устройство регулирования под нагрузкой работает только при температурах масла контактора не ниже -25°C , автоматика настроена так, чтобы при первом включении трансформатора, пока масло не достигнет требуемой температуры, привод блокируется, о чем подается сигнал на щите управления.

201. Система обогрева отключается при наступлении устойчивой температуры окружающей среды выше -20°C .

202. При включении находящегося в резерве трансформатора с быстродействующим устройством регулирования под нагрузкой, оборудованным электроподогревом, в зимний период при температуре окружающего воздуха ниже -20°

С (или если перед днем включения температура была ниже -25°C) включается автоматическая система обогрева контакторов на 13 - 15 ч. независимо от указаний пункта 115 настоящих Методических указаний. В течение этого времени переключения не допускаются.

203. Включение системы обогрева вручную (помимо автоматики) не допускается. При включении в зимний период трансформатора с быстродействующим устройством регулирования под нагрузкой, помещенным в бак трансформатора, привод отключается и не проводится переключений до достижения соответствующей температуры масла в трансформаторе согласно руководству изготовителя.

204. Эксплуатационный персонал ведет учет работы устройств регулирования под нагрузкой. Количество переключений, проведенное переключающим устройством и зафиксированное счетчиком, установленным в приводе, периодически (не реже 1 раза в месяц) записывается в журнале или паспорте устройства регулирования под нагрузкой.

205. Ревизия элементов схемы управления приводом проводится согласно руководству изготовителя, но не реже 1 раза в год. Блок автоматического управления проверяется с устройством релейной защиты и автоматики. При этом проверяется:

1) состояние всех электрических контактных соединений (при проведении регулировки);

2) исправность конечных выключателей;

3) исправность блока автоматического управления и стабильность его уставок.

206. Наблюдение за приводным механизмом сводится к его периодическому осмотру, во время которого подтягиваются ослабевшие винты и гайки, проверяется состояние контактов реле и других приборов, наличие смазки на трущихся деталях механизма и в масленках.

207. Через каждые 6 месяцев смазываются наружные трущиеся элементы и детали привода переключающего устройства незамерзающей смазкой ЦИАТИМ-201 или ГОИ-54.

208. Перед наступлением грозового периода на трансформаторах с выносными разрядниками на обмотке РО 1 раз в год проверяется исправность вентильных разрядников.

209. У быстродействующих переключающих устройств при всех работах на контакторе и разряднике проверяется отсутствие воздуха в опорных изоляторах под разрядниками, для чего отвинчиваются пробки до появления масла.

210. После монтажа, каждой ревизии или длительного отключения трансформатора или в случае длительного отсутствия переключения регулирования под нагрузкой при подготовке трансформатора к включению под нагрузку, проводится прогонка избирателя ответвлений по всем положениям 2-3 раза для снятия пленки окислов с контактных поверхностей.

211. Масло в баках контакторов заменяется при снижении пробивного напряжения ниже норм, указанных в пункте 98 настоящих Методических указаний. Проба масла отбирается через каждые 5 тыс. переключений, но не реже 1 раза в год.

212. Замена масла и промывка контактора проводится по руководству изготовителя. При замене масла из бака контактора удаляются продукты разложения масла.

213. Для увеличения срока службы масла в контакторах устройств регулирования под нагрузкой с токоограничивающими реакторами, не имеющих воздухоосушительных фильтров, рекомендуется по согласованию с изготовителем устанавливать указанные фильтры на отверстие для выхода газов. При этом в баке контактора сохраняется газовая подушка для обеспечения нормальной его работы.

214. Текущие ремонты устройств переключения ответвлений с выводом их из работы проводят совместно с текущими ремонтами трансформаторов не реже 1 раза в год или после определенного числа переключений, указанного в руководстве изготовителя на данный тип переключающего устройства.

215. Внеочередные осмотры контакторов переключающих устройств проводят в сроки, указанные в руководствах изготовителей.

216. При загрязненном и увлажненном масле для контакторов, установленных на опорном изоляторе, при текущем ремонте проводится его ревизия. Бак контакторов полностью освобождается от масла, части контактора и бак очищаются от грязи, и после осмотра бак снова заполняется чистым сухим маслом. Проводится осмотр, ревизия и смазка элементов привода переключающего устройства.

217. Ревизия устройства регулирования под нагрузкой проводится согласно руководству изготовителя по эксплуатации устройства регулирования под нагрузкой данного типа.

218. Срок службы контактов контакторов для различных типов устройств регулирования под нагрузкой различен. Контакты заменяют в соответствии с указаниями руководства изготовителя и при неудовлетворительной круговой диаграмме (при нарушении допусков на углы замыкания и размыкания контакторов), при обнаружении износа контактов в соответствии со значениями, указанными в инструкции руководства изготовителя. Не допускается зачищать обгоревшие поверхности контактов, так как это создает дополнительный износ контактов и сокращает срок их службы.

219. Порядок операций при замене контактов и регулировка нажатия соответствуют указаниям изготовителя.

220. После монтажа или ремонта переключающего устройства проверяется его работа в объеме и последовательности, указанные в руководстве изготовителя.

221. При испытании трансформаторов или автотрансформаторов с устройством регулирования под нагрузкой перед включением их в работу после монтажа или

капитального ремонта на холостом ходу проводится два-три полных цикла переключений для проверки работы устройства регулирования под нагрузкой.

Эти испытания позволяют проверить качество оборудования, монтажа или ремонта для решения вопроса о возможности ввода устройства регулирования под нагрузкой в эксплуатацию.

222. Эксплуатационный персонал учитывает дефекты, неполадки в работе и повреждения устройств регулирования под нагрузкой, фиксирует, после какого нормированного числа переключений замену контактов. Отмечаются выполненные реконструкции, замена элементов и ремонты.

Глава 8. Нарушение режимов работы и неисправности трансформаторов

223. Обслуживающий персонал, обнаружив неисправность при работе трансформатора (течь масла или недостаточный его уровень в расширителе, понижение уровня масла во вводе, трещина на вводе, больше обычного нагрев верхних слоев масла, нарушение работы охладителей или вентиляторов обдува, ненормальный шум), ставит об этом в известность начальника цеха, подстанции или участка электросети и принимает все меры для устранения неисправности, сделав об этом запись в соответствующих журналах.

224. Если обнаруженные неисправности не могут быть устранены без отключения трансформатора, решение о продолжении работы трансформатора или о выводе его в ремонт принимается руководством электростанции или организации электросетей в зависимости от местных условий. При обнаружении внутреннего повреждения (выделения газа и прочие) трансформатор отключается обслуживающим персоналом с предварительным извещением вышестоящего дежурного персонала.

225. Аварийные перегрузки допускаются в исключительных случаях при выходе из строя одного из работающих трансформаторов и отсутствии резерва вне зависимости от предшествующей нагрузки, температуры охлаждающей среды, места установки и системы охлаждения согласно таблице 1 приложения 6 к настоящим Методическим указаниям.

226. В аварийных случаях, если коэффициент начальной нагрузки не более 0,93, трансформаторы с системой охлаждения М, Д, ДЦ и Ц допускают в течение не более 5 суток подряд перегрузку на 40% "верх номинального тока на время максимумов нагрузки общей продолжительностью не более 6 ч. в сутки. При этом принимаются все меры по усилению охлаждения трансформатора (включены все вентиляторы дутья, резервные охладители и другие меры.

227. Перегрузки согласно пунктам 135 и 136 настоящих Методических указаний автотрансформаторов и всех трансформаторов допускаются для любых режимов

работы (ВН-СН, СН-ВН и так далее). Перегрузки автотрансформаторов, не соответствующих допускаются в размере 50% (по току) значений, приведенных в пункте 134 настоящих Методических указаний, во всех режимах работы.

228. При перегрузках трансформаторов мощностью более 80 МВ·А рекомендуется установить повышенное наблюдение за состоянием трансформатора, в том числе за нагревом бака. После аварийных перегрузок рекомендуется провести внеочередную проверку масла.

229. Трансформаторы, работающие с повышенной против норм температурой масла или имеющие повышенный нагрев отдельных элементов активной части допускается перегружать не более чем на 50% (по току) значений, приведенных в пунктах 134 и 135 настоящих Методических указаний. На трансформаторы, прошедшие реконструкцию со сменой обмоток, указанные ограничения по перегрузке не распространяются.

230. Нагрузка трансформаторов мощностью до 1000 кВА, работающих в установках без местного обслуживающего персонала (ТП городских электросетей, КТП сельских электросетей, столбовые подстанции и тому подобное), измеряется 2 раза в год в период максимальных и минимальных нагрузок. На основании результатов измерений решается вопрос о допустимости дальнейшей эксплуатации трансформатора с учетом его возможных перегрузок или о замене его более мощным.

231. Трансформаторы с дутьевым охлаждением масла (Д) при аварийном отключении всех вентиляторов дутья допускают работу с номинальной нагрузкой в течение времени:

Температура окружающего воздуха, °С	-15	-10	0	10	20	30
Допустимая длительность нагрузки, час.	60	40	16	10	6	4

Для трансформаторов, указанные длительности нагрузок относятся к температуре окружающего воздуха, которая на 5 °С ниже значений, приведенных в пункте 96 настоящих Методических указаний.

232. Трансформаторы мощностью до 250 МВ А с охлаждением ДЦ и Ц при аварийном прекращении искусственного охлаждения (прекращении работы вентиляторов при системе охлаждения ДЦ, циркуляции воды при системе охлаждения Ц или при одновременном прекращении работы водяных и масляных насосов при системе охлаждения Ц и вентиляторов, насосов при системе охлаждения ДЦ) допускают работу с номинальной нагрузкой в течение 10 минут (или режим холостого хода в течение 30 минут).

233. Если по истечении указанного времени температура верхних слоев масла не достигла 80 °С, допускается поддерживать номинальную нагрузку до достижения температуры верхних слоев масла до 80°С, но не более 1 ч. после прекращения

искусственного охлаждения. Для трансформаторов мощностью более 250 МВ А допустимы те же режимы, но при условии, что температура верхних слоев масла не превышает 75°C. Для трансформаторов с направленной циркуляцией масла в обмотках допустимое время работы при нарушении охлаждения принимается согласно указаниям руководства изготовителя.

234. При появлении сигнала о повышении температуры масла или о прекращении циркуляции масла, воды или останове вентиляторов дутья обслуживающий персонал выясняет причину неисправности и принимает меры к ее устранению.

235. При медленном снижении уровня масла в расширителе ниже нормальной отметки в процессе снижения нагрузки или понижения температуры окружающего воздуха принимаются меры к выяснению и устранению причин неисправности. При этом не рекомендуется переводить цепь отключения газовой защиты на сигнал, а долить в трансформатор масло (при наличии пленочной или азотной защиты доливают дегазированное масло). По окончании доливки выпускается скопившийся воздух из газового реле. При работе реле уровня масла на сигнал принимаются меры к отключению трансформатора.

236. Если уровень масла в трансформаторе снижается быстро из-за сильной течи, переводить газовую защиту на сигнал не допускается. В этом случае принимаются меры по устранению течи, после чего доливается масло в трансформатор до соответствующего уровня.

237. При появлении сигнала газовой защиты включаются в работу резервный трансформатор, затем осматриваются работающие. При обнаружении при осмотре явных признаков повреждения (потрескивание, щелчки и другие признаки повреждения внутри бака, выброс масла) трансформатор отключаются, после чего проверяются газ на горючесть и отбирается проба газа для проведения химического анализа.

238. Если признаков повреждения не выявлено, проверяется газ на горючесть и отбирается проба газа на анализ до отключения трансформатора. При обнаружении горючего газа или газа, содержащего продукты разложения изоляции, трансформаторы отключаются, после чего на них проводятся измерения и испытания.

239. Горючим газом считается газ, который горит при проверке на горючесть.

240. Если проверкой будет установлено, что выделяется негорючий газ и в нем отсутствуют продукты разложения изоляции, трансформаторы напряжением 330 кВ и выше разгружаются и отключаются. Если отключение трансформатора вызовет недоотпуск электроэнергии, допускается оставить его в работе на срок, установленный техническим руководством энергоуправления.

241. Трансформаторы на напряжения менее 330 кВ при выделении негорючего газа допускается оставить в работе при условии наблюдения за их работой и последующим

выделением газа. При учащении появления газа в реле и работы защиты на сигнал трансформатор отключается.

242. Выделение газа в газовом реле бака контакторов погружных быстродействующих регулирования под нагрузкой при переключениях не является признаком повреждения и не требует проведения осмотра контакторов, анализа газа.

243. Если после отключения трансформатора газовой защитой проверка покажет, что действие защиты было вызвано горючим или негорючим газом, содержащим продукты разложения изоляции и масла, повторное включение трансформатора без проверки не допускается.

244. При автоматическом отключении трансформатора от защит, действие которых не связано с их повреждением, допускается включение трансформатора.

245. В случае автоматического отключения трансформатора действием защит от внутренних повреждений, проводится внешний осмотр и проверка трансформаторной установки для выяснения причин отключения трансформатора. Включать в работу допускается после устранения выявленных ненормальностей.

246. Если отключение трансформатора, имеющего газовую и дифференциальную защиты, вызывает прекращение электроснабжения потребителей, допускается одно повторное его включение при условии, что отключение произошло без видимых внешних признаков повреждения от действия одной из указанных защит.

247. При наличии признаков внутреннего повреждения трансформатор выводится в ремонт.

248. При авариях на воздушной линии с повреждением одной фазы, при повреждении одного трансформатора в трехфазной группе и обрыве одной фазы в трехфазном трансформаторе допускается применение несимметричных схем электропередачи:

1) "два провода – земля" в сетях с изолированной нейтралью напряжением не выше 35 кВ в случае повреждения одной фазы линии;

2) "два провода – нуль" в сетях с заземленной нейтралью в случае повреждения одной фазы линии или одного трансформатора трехфазной группы;

3) "две фазы трансформатора – три фазы линии" при соединении обмоток трансформатора по схеме D/D.

249. Располагаемая мощность трансформаторов при работе их по несимметричным схемам зависит от параметров генераторов, сети и нагрузки.

250. Ограничение передаваемой мощности также вызывается повышенным нагревом роторов турбогенераторов током обратной последовательности, увеличением уровня помех в линиях связи, повышением вибрации генераторов и другие.

251. При работе по схеме "два провода - земля" располагаемая мощность трансформаторов равна их номинальной мощности. При работе трансформаторной

группы на двух фазах располагаемая мощность в самом благоприятном случае составляет не более 67% номинальной мощности группы.

252. При возникновении пожара на трансформаторе снять с него напряжение (если он не отключился от действия защиты), вызвать пожарную команду, известить руководство электростанции, организации электросетей (подстанции) и приступить к тушению пожара, предварительно отключив разъединители. Одновременно принимаются меры по обеспечению электроснабжения потребителей. Если система автоматического пожаротушения не включилась, принимаются меры к включению ее вручную.

253. При тушении пожара принимаются меры для предотвращения распространения огня, исходя из создавшихся условий. При фонтанировании масла из вводов и поврежденных уплотнений для уменьшения давления масла спустить часть масла в дренажные устройства. При невозможности ликвидировать пожар основное внимание уделяется защите от огня расположенных рядом трансформаторов и другого неповрежденного оборудования.

254. Тушить пожар трансформатора рекомендуется с использованием распыленной воды, химической пены и других средств пожаротушения.

Глава 9. Испытания трансформаторов

255. Испытания разделяются на приемо-сдаточные и профилактические.

256. Приемо-сдаточные испытания проводятся в период монтажа и после него в целях проверки соответствия трансформаторов ГОСТ, качества оборудования и монтажа для решения вопроса о возможности ввода трансформатора в эксплуатацию, снятия характеристик изоляции, требуется в дальнейшем для оценки состояния трансформатора при эксплуатации.

257. Профилактические испытания проводятся, как правило, в период текущих или капитальных ремонтов в целях проверки состояния трансформатора, находящегося в эксплуатации, и качества выполнения ремонта.

258. Профилактические испытания осуществляются в период между ремонтами в целях контроля состояния изоляции трансформатора, если есть признаки ее ухудшения. Ухудшение характеристик изоляции часто вызвано увлажнением изоляции при неполной защите масла трансформатора от соприкосновения с окружающим воздухом или снижением качества масла (повышением *tgd* масла и влажности).

259. При обнаружении ненормальностей в работе трансформатора его вновь испытывают.

260. Результаты всех испытаний оформляются протоколами. В протоколах, помимо результатов измерений и испытаний, указываются приборы и схемы, по которым проводятся испытания, температура обмоток, масла и тому подобное. Эти данные требуются для сопоставления результатов испытаний, проведенных в различное время.

261. Протоколы испытаний хранятся в течение всего времени эксплуатации трансформатора.

262. Результаты испытаний не являются единственным и достаточным критерием для оценки состояния трансформатора и решения вопроса о возможности включения его в эксплуатацию.

Этот вопрос решается на основании комплексного рассмотрения всех результатов испытаний, сведений о предыдущей работе трансформатора, данных осмотра и ремонта

263. Результаты испытаний сравниваются с установленными нормами.

Когда измеряемая величина не нормируется, она сопоставляется с данными предыдущих измерений или аналогичных измерениях на однотипном трансформаторе, с результатами остальных испытаний.

Методические указания по испытаниям трансформаторов приведены в приложении 7 к настоящим Методическим указаниям.

Глава 10. Ремонт трансформаторов, приемка их после ремонта и монтажа

264. Капитальные ремонты трансформаторов с осмотром активной части проводят в сроки:

1) главных трансформаторов электростанций и подстанций и основных трансформаторов собственных нужд – не позже чем через 8 лет после ввода в эксплуатацию с учетом результатов профилактических испытаний, в дальнейшем – в зависимости от результатов измерений и состояния трансформатора в сроки, устанавливаемые техническим руководителем организации;

2) остальных трансформаторов – по результатам испытаний и их состоянию.

265. Внеочередные капитальные ремонты проводятся в зависимости от результатов измерений, условий работы, состояния трансформатора и данных по состоянию однотипного оборудования, работающего в аналогичных условиях. При капитальном ремонте осматривается активная часть вне бака трансформатора в целях обеспечения высокого качества работ по подпрессовке и расклиновке обмоток, промывке активной части и другие. Трансформаторы, в которых при анализе растворенных в масле газов обнаруживается развивающееся повреждение, выводятся во внеочередной ремонт.

266. Текущие ремонты трансформаторов (без регулирования под нагрузкой) с выводом их из работы проводят:

1) главных трансформаторов электростанций и подстанций, основных и резервных трансформаторов собственных нужд - не реже 1 раза в 2 года;

2) установленных в местах усиленного загрязнения – по их техническому состоянию;

3) всех остальных трансформаторов - не реже 1 раза в 4 года.

267. Текущие ремонты трансформаторов и автотрансформаторов с регулированием под нагрузкой проводятся ежегодно.

268. Внеочередной текущий ремонт переключающего устройства проводят у трансформаторов с устройствами регулирования под нагрузкой после определенного количества операций по переключению в соответствии с указаниями руководства изготовителя или по результатам испытаний (состояние масла в контакторе и так далее). Текущие ремонты системы охлаждения Д, ДЦ и Ц производиться ежегодно.

269. Капитальный ремонт осуществляется в объеме:

- 1) вскрытие трансформатора и осмотр активной части;
- 2) ремонт магнитопровода, обмоток (подпрессовка расчетными усилиями), переключателей переключения без возбуждения, устройств регулирования под нагрузкой и отводов;
- 3) ремонт крышек, расширителя, выхлопной трубы (проверка целостности и уплотнения мембраны), радиаторов, термосифонных и адсорбционных фильтров (смена сорбента), воздухоосушителя, кранов, задвижек;
- 4) ремонт вводов;
- 5) ремонт системы охлаждения;
- 6) очистка и окраска бака;
- 7) очистка или замена масла; проверка азотной или пленочной защиты (при наличии);
- 8) сушка изоляции (при увлажнении);
- 9) сборка трансформатора с заменой уплотнений;
- 10) проверка газового реле и реле уровня масла;
- 11) проведение установленных измерений, испытаний и пробное включение трансформатора на холостой ход.

В объем ремонта включаются реконструкции или противоаварийные работы.

270. До вывода трансформатора в капитальный ремонт:

- 1) по эксплуатационным записям определяется, какие дефекты и неисправности наблюдаются в их работе, проверить в работе состояние уплотнений, вентиля, вентиляторов дутья, двигателей насосов и вентиляторов системы охлаждения, устройств переключения ответвлений обмоток под нагрузкой и прочих устройств, составить перечень дефектов, подлежащих устранению; просмотреть техническую ведомость предыдущего ремонта;
- 2) составляется список работ по реконструкции, устранению выявленных в эксплуатации дефектов и модернизаций, которые выполняются при ремонте трансформатора, вносятся соответствующие дополнения в техническую ведомость на их ремонт;
- 3) составляется список требуемых эскизов и чертежей отдельных их деталей;

4) подготавливаются изоляционные и крепежные материалы, приспособления и инструмент, в том числе грузоподъемные и тяговые тросы, траверсы, испытанные и имеющие соответствующую маркировку;

5) подготавливается площадка для складирования отдельных частей разбираемых трансформатора, установки вводов, если их ремонтируют не в ремонтной башне или мастерской;

6) проверяются и приводятся в порядок пути для перекачки в машинный зал электростанции трансформатора, под ремонтный портал или в мастерскую;

7) изучаются особенности трансформатора по сопроводительной документации;

8) подготавливаются оборудование и приборы.

271. После вывода трансформатора в капитальный ремонт:

1) измерить изоляционные характеристики R60/R15, t_{gd} , C2/C50, потери и ток холостого хода, произвести испытания масла из бака.

2) провести внешний осмотр, составить опись внешних дефектов, подлежащих устранению при ремонте (течи арматуры, неплотности фланцев, течи в сварных швах, нарушение армировки изоляторов);

3) перекачать трансформатор на ремонтную площадку;

4) слить масло из бака, проверив при этом правильность показаний маслоуказателя, замерить DC/C, демонтировать вводы, выхлопную трубу, радиаторы, расширитель и другие;

5) разболтать и снять крышку или верхнюю часть бака.

272. После вскрытия трансформатора производятся работы по проверке состояния и ремонту элементов активной части:

1) витковой, секционной, ярмовой изоляции обмоток;

2) прессующих деталей обмоток;

3) обмоток, отводов и болтовых соединений;

4) переключателя ответвлений обмоток (переключение без возбуждения);

5) избирателя ответвлений (регулирования под нагрузкой);

6) изоляции стяжных шпилек, прессующих колец, ярмовых балок и стяжных бандажей;

7) магнитопровода и его заземлений;

8) бака.

273. После разборки трансформатора осматриваются, проверяются и ремонтируются:

1) вводы;

2) привод, механизм и контакторы устройства регулирования под нагрузкой;

3) расширитель, выхлопная труба;

4) система охлаждения (радиаторы или маслоохладители, насосы, вентиляторы и их электродвигатели, маслопроводы, арматура);

5) газовые реле, газоотводные трубы, реле уровня масла, термосигнализаторы, дистанционные термометры сопротивления и их цепи сигнализации и защиты;

6) термосифонные или адсорбционные фильтры и воздухоосушители, установка азотной или пленочной защиты;

7) цепи управления, автоматики и сигнализации системы охлаждения, устройства регулирования под нагрузкой;

8) силовые кабели и концевые муфты, токопроводы, заземления.

274. При проверке состояния витковой и секционной бумажной изоляций обмоток проверяется отсутствие повреждений изоляции, определяется ее механическая прочность по условной балльной классификации, установленной практикой эксплуатации:

1-й класс – изоляция эластичная, при полном сгибе вдвое изоляция не ломается;

2-й класс - изоляция твердая, при полном сгибе вдвое образуются трещины;

3-й класс - изоляция хрупкая, при полном сгибе изоляция ломается;

4-й класс - изоляция ветхая, при сгибе до прямого угла изоляция ломается.

При 4-м классе изоляции обмоток для обеспечения надежной работы трансформатора принимаются меры по замене изоляции обмоток.

275. Обращается внимание на состояние дополнительной изоляции на секциях обмоток ВН трансформаторов напряжением 220 кВ и выше, у которых отмечались случаи разбухания дополнительной изоляции, уменьшение каналов между секциями и значительное повышение нагрева секций, особенно средних витков в верхней и средней частях обмотки.

276. При обнаружении преждевременного старения изоляции выясняются причины этого явления (работа с повышенной температурой масла, повышенная температура охлаждающего воздуха и воды, разбухание дополнительной изоляции, отсутствие горизонтальных каналов в обмотке ВН и прочее) принимаются требуемые меры. В случае ускоренного старения изоляции вследствие разбухания дополнительной изоляции принимаются меры по улучшению охлаждения трансформатора (установка профилированных крыльчаток на вентиляторах при охлаждении типа Д, установка дополнительных охладителей, реконструкция системы охлаждения, перевод на водяное охлаждение) или реконструкции его обмоток.

277. Проверяется состояние и расположение прокладок между секциями обмоток, ярмовая изоляция, прессующие брусья, шайбы и кольца, состояние междуфазной перегородки, отсутствие касания между ней и дистанционными прокладками в средней части обмотки, состояние перемычки (расположенной внизу обмотки) между обмотками ВН и СН или ВН1 и ВН2, отсутствие касания между ней и ярмовой

уравнительной изоляцией, достаточность прессовки и подпрессовки обмоток, прессующие усилия доводятся до расчетного давления 3-4 МПа (30-40 кгс/см²) на поверхности изоляции столбов дистанционных прокладок.

278. При совместном выполнении прессовки обмоток обращается внимание на равномерность прессовки внутренней и наружной обмоток; при выполнении прессовки с помощью изоляционных брусьев и клиньев проверяется достаточность площади прессовки внутренней обмотки и при потребности установить дополнительные брусья или новые.

279. При выполнении прессовки обмоток с помощью прессующих винтов руководствоваться допустимыми усилиями запрессовки на один винт данными по требуемым усилиям на один винт на конкретные обмотки для ремонтируемого трансформатора.

280. Усилие запрессовки для обмоток создается доведением до расчетных значений усилия запрессовки на прессующие винты с помощью тарированных ключей или гидродомкратов.

281. У трансформаторов I и II габарита проверяется состояние уравнительных колец на обмотках НН, заменяются расслоенные, при выполненной изготовителем прессовке обмоток с помощью косынок и изоляционных шайб, рекомендуется реконструировать крепление, устанавливая прессующую балку полкой книзу, при неравномерной прессовке слоевой обмотки ВН вследствие неодинаковой высоты слоев под брусья устанавливают выравнивающую дополнительную изоляцию.

282. Проверяется отсутствие деформации и смещения обмоток состояние всех доступных паяк на отводах обмоток, смещение обмоток является признаком динамической неустойчивости обмоток или слабой их запрессовки (недостаточной электродинамической стойкостью отличаются трансформаторы мощностью 1800-5600 кВА, у которых прессовка обмоток выполнена с помощью брусьев).

283. Проверяется состояние отводов (в том числе к избирателю устройства регулирования под нагрузкой и их креплений (состояние изоляции, затяжка болтов, наличие контргаек, отсутствие повреждений крепящих изоляционных деталей). Обращается внимание на механическую надежность (стойкость при коротких замыканиях) крепления отводов НН в мощных трансформаторах, изготовленных Запорожским трансформаторным заводом (отводы разных фаз в указанных трансформаторах расположены на незначительном расстоянии друг от друга, и при сквозных коротких замыканиях между ними возникают значительные усилия), в местах нарушения изоляции отводов под изолировать их, обеспечив длину конуса среза (или перекрытия) изоляции с обеих сторон от места повреждения не менее 10-кратной толщины изоляции отвода на сторону, в трансформаторах с охлаждением ДЦ и Ц отводы НН изолируются по всей длине.

284. Разъемные контакты отводов осматриваются и восстанавливаются в случае износа.

285. Измеряются изоляционные расстояния между токоведущими частями разных фаз, между токоведущими и заземленными частями, сравниваются с размерами, приведенными на чертежах, и доводятся до требуемых значений.

286. Осматривается в доступных местах магнитопровод, проверяется плотность сборки пакетов стали, отсутствие следов нагрева, целостность заземления, наличие соединения с магнитопроводом прессующих колец и ярмовых балок, проверяется стопорение болтов ярмовых брусьев, правильность установки заземлений. Осматривается состояние стыков у стыковых магнитопроводов, измеряется сопротивление постоянному току лаковой пленки пакетов и всего магнитопровода для определения состояния изоляции листов стали (не допускается ток более 2,5 А), у трансформаторов со съемной верхней частью бака и с распорами внутри бака (для фиксации активной части в баке и для увеличения жесткости бака) после установки съемной части проверяется наличие зазоров между баком и консолями верхнего ярма, наличие изоляционных прокладок на распорах.

287. В трансформаторах с охлаждением ДЦ и Ц проверяется наличие достаточной жесткости заземляющих шин на частях магнитопровода, укорачиваются (при несоответствии) изолируются лакотканью для предотвращения обрывов при вибрации в потоке масла и замыкания на соседние детали магнитопровода.

288. Проверяются и осматриваются охлаждающие каналы в обмотках и магнитопроводе (достаточность их величины, чистота, отсутствие посторонних предметов и прочее). Минимально допустимая величина масляного канала в обмотках с дополнительной изоляцией на секциях в свету не менее 4 мм. В отдельных местах допускается уменьшение высоты канала до 3 мм.

289. Проверяется состояние изоляции стяжных шпилек, прессующих колец, болтов и ярмовых балок. Измеряется и восстанавливается сопротивление изоляции.

290. У трансформаторов, имеющих переключатель ответвлений проверяется состояние изоляционных наружных цилиндров, исправность контактов и достаточность их нажатия; обращается внимание на переключатели с контактными роликами, которые могут иметь недостаточную электродинамическую стойкость вследствие малой площади контакта, возможного перекоса неподвижного контакта при изготовлении и недостаточного нажатия пружин. Проверяются валы, детали крепления, легкость прохождения всех положений.

291. У трансформаторов, снабженных устройством регулирования под нагрузкой, осматриваются и проверяются после перевода во все положения исправность всех механизмов переключателя, шестерен, промежуточных валов, шпилек, креплений,

наличие люфтов в кинематической схеме привода. Отказ в работе привода может быть вызван попаданием в него влаги или снега из-за плохой герметичности дверцы шкафа, из-за значительных люфтов соединительных валов.

292. Выявленные люфты в звеньях кинематической схемы привода переключающего устройства устраняются. Проверяется надежность контактов и паек, крепление и стопорение отдельных элементов устройства регулирования под нагрузкой, состояние изоляционных деталей и нагревательных элементов, отсутствие нагара на главных контактах контактора и избирателя, выработка дугогасительных контактов, целостность перемычек между контактами, проходная изоляционная плита. У автотрансформаторов с переключающими устройствами ЗРНОА-110/1000, РНОА-35/630, РНТА-35/1000, имеющих маслосливной кран в баке контактора с приподнятой стороны трансформатора и ребра жесткости на дне бака контактора, удаляются со дна бака контактора осадки, остающиеся после слива масла через маслосливной кран, выполняются другие работы согласно инструкции по эксплуатации изготовителя.

293. Определяется наличие и характер осадков на обмотках, отводах, изоляции. Силикагель, продукты окисления масла, посторонние частицы удаляются.

294. Промывается активная часть струей сухого горячего (60°C) трансформаторного масла той же марки, что и масло, которым был заполнен трансформатор, или соответствующей залитому маслу. Пробивное напряжение и другие показатели масла, используемого для промывки, не ниже норм на свежее масло для данного класса напряжения.

295. Промываются все элементы активной части и все вертикальные каналы, начиная от ближайшего к стержню, горизонтальные каналы крайней обмотки ВН и концевой изоляции, начиная с верхней части обмотки.

296. Если активная часть при ремонте остается в нижней части бака, она промывается маслом под магнитопроводом при открытой донной пробке и наклоне трансформатора в ее сторону.

297. Сухие трансформаторы продуваются чистым воздухом и протираются изоляторы.

298. После выемки из бака активной части или снятия верхней части бака осматривается бак, устраняются деформации бака, если они имеются, осматриваются сварные швы, устраняются выявленные неплотности, заменяются или восстанавливаются уплотнения, через которые обнаружены течи масла, восстанавливается поврежденная окраска внутренней и наружной поверхностей бака. После ремонта бак промывается маслом.

299. Арматура бака (вентили, краны, задвижки, расширитель и газосборные трубы) осматриваются, неисправности устраняются. Внутренняя поверхность расширителя, его грязевик и маслоуказатель очищаются, проверяются, заменяются дефектные уплотнения и промывают горячим маслом.

300. Катки и каретки бака проверяются, смазываются и при необходимости ремонтируются.

301. Проверяется целостность мембраны выхлопной трубы, качество уплотнения, наличие соединения воздушной полости трубы с баком расширителя, состояние предохранительного клапана и работа отсечного клапана.

302. Термосифонные и адсорбционные фильтры проверяются на отсутствие течей, при наличии дефектов ремонтируются, очищаются и засыпаются свежим, высушенным и отсортированным (без примеси пыли) сорбентом. Воздухоосушители очищаются, проверяются на исправность масляного затвора, уплотнений и заменяется сорбент (основной и индикаторный).

303. У трансформаторов с охлаждением Д радиаторы (при наличии течей) ремонтируются, очищаются и промываются маслом.

304. У трансформаторов с охлаждением ДЦ и Ц разбираются маслопроводы, очищается внутренняя поверхность труб от ржавчины и окалины с помощью пескоструйного аппарата (или другим способом) и затем очищается мягкими концами из чистой ткани и промывается маслом.

305. Осматриваются, разбираются, ремонтируются и очищаются (с помощью "ершей" и других приспособлений) с последующей промывкой маслом маслоохладители, обращается внимание на удаление отслаивающихся частиц цинка внутри стальных оцинкованных трубок охладителей.

306. Проводится ревизия циркуляционных маслонасосов, вентиляторов и их электродвигателей с полной разборкой, заменой изношенных частей (подшипников, рабочих колес), очисткой и смазкой.

307. У насосов ЭЦТ, имеющих пластмассовые кольца на рабочем колесе, проверяется целостность колец и при наличии дефектов их заменяют.

308. Вентиляторы дутья балансируются вместе с электродвигателем, чтобы вибрация электродвигателя при работе не превышала 0,06 мм.

309. У электродвигателей проверяется сопротивление изоляции и состояние обмоток, паяк, креплений, очищаются обмотки.

310. Маслонаполненные и фарфоровые вводы трансформатора осматриваются для выявления трещин в фарфоре, проверки надежности уплотнений, давления в герметичных вводах, креплений и контактов; заменяется масло в масляных затворах и сорбент в воздухоосушительных фильтрах, проводится испытание вводов, устанавливаются воздухоосушители на негерметичных вводах.

311. Проверяется состояние бакелитовых цилиндров, экранов, надежность их крепления, работа масляного затвора, маслоуказателя. Отбирается проба, проводится анализ масла и его доливка.

312. В герметичных вводах доливается дегазированное масло с принятием мер, предотвращающих попадание воздуха во ввод.

313. Трансформаторы тока вводов осматриваются, контакты их подтягиваются, уплотнения проверяются.

314. При очистке трансформаторов очищаются фарфоровые крышки устройств регулирования под нагрузкой, фарфоровые крышки под разрядники и разрядники.

315. Цепи управления, автоматики и сигнализации систем охлаждения Д, ДЦ и Ц проверяются и при наличии дефектов ремонтируются. В шкафах управления электродвигателем системы охлаждения проверяются на отсутствие коррозии на контактах, устраняются неисправности, выявленные при эксплуатации.

316. Проверяются цепи и контакты сигнализации дистанционных термометров и указателей уровня масла, правильность показаний дистанционных и местных температурных датчиков.

317. Проверяется исправность газовых реле и проводки от них (исправность поплавков-чашек, ртутных контактов, правильность разделки контрольного кабеля и защиты его от попадания влаги и масла), испытывается цепь защиты и газовое реле (на установке для испытаний газовых реле).

318. Проверяется целость и исправность заземления бака трансформатора и заземляющей проводки, состояние кабельных муфт, подсоединенных к трансформатору силовых кабелей, целость изоляторов, наличие заземления оболочки кабелей. Проверяется исправность и надежность крепления кабелей вторичных цепей и силовых, подсоединенных к шкафам управления системы охлаждения и устройства регулирования под нагрузкой, к электродвигателям насосов и вентиляторов.

319. После сборки трансформатор заливается подготовленным сухим трансформаторным маслом. Масло имеет показатели не ниже установленных нормами для данного класса напряжения.

320. Заливка проводится в соответствии с указаниями пунктов 69, 94-95 настоящих Методических указаний.

321. Периодический текущий ремонт проводится в объеме:

1) наружный осмотр и устранение обнаруженных дефектов, поддающихся устранению на месте;

2) чистка изоляторов и бака; для сухих трансформаторов - продувка сухим воздухом и протирка изоляторов;

3) спуск грязи из расширителя, доливка масла при необходимости, проверка маслоуказателя, проверка соответствия уровня масла в расширителе отметке на маслоуказателе;

4) проверка и смена сорбента в термосифонном и адсорбционных фильтрах и воздухоосушителях.

322. При работах по смене сорбента в фильтрах трансформаторов с охлаждением ДЦ и Ц, проводимых без их отключения, принимаются меры, обеспечивающие

удаление воздуха из системы охлаждения и адсорбционных фильтров после проведения этих работ согласно пункт 69 настоящих Методических указаний:

- 1) проверка спускного крана и уплотнений;
- 2) осмотр и чистка охлаждающих устройств, проверка подшипников вентиляторов и маслососов, смена смазки подшипников двигателей; проверка герметичности масляно-водяных охладителей избыточным давлением;
- 3) проверка маслонаполненных вводов, отбор пробы масла из негерметичных вводов, доливка масла, смена масла в масляном затворе, замена сорбента в воздухоосушителе;
- 4) проверка газовой защиты, приборов для измерения температуры масла и вторичных цепей;
- 5) проверка целостности мембраны выхлопной трубы;
- 6) проверка и ремонт устройства регулирования напряжения под нагрузкой и прокрутка переключателей ПБВ типа П 6 на трансформаторах мощностью более 6300 кВА на напряжение 110-220 кВ не менее 10 раз из одного крайнего положения в другое ;
- 7) проверка и испытание системы автоматики и сигнализации системы охлаждения (у трансформаторов с системой охлаждения Д, ДЦ и Ц) и стационарной системы пожаротушения (при ее наличии);
- 8) проведение установленных измерений и испытаний.

323. Из капитального ремонта главные трансформаторы электростанций, основные трансформаторы собственных нужд, трансформаторы связи электростанций принимает комиссия под руководством технического руководителя.

324. В электросетях трансформаторы из капитального ремонта принимает инженер службы подстанций, участка сети или начальник подстанции.

325. Ремонт и приемка трансформатора из капитального ремонта оформляется актом установленной формы с приложением к нему ведомости показателей технического состояния с указанием выполненного объема работ и результатов проведенных испытаний.

326. Трансформаторы из текущего ремонта на электростанциях принимает начальник электроцеха, в электросетях – начальник, мастер подстанции или участка сети. В паспорте трансформатора делается запись о выполненных работах, обнаруженных дефектах и прикладываются данные выполненных измерений и испытаний.

327. После окончания монтажа трансформатор принимается по акту от организации, проводящей монтаж, комиссией, назначенной энергетическим управлением или техническим руководителем электросетей. Приемка проводится частично по ходу монтажа и в целом после его окончания.

328. При приемке трансформатора из монтажа сдающей организацией предъявляются материалы:

- 1) копия протокола испытания изготовителя;
- 2) копия заводского щитка;
- 3) протоколы проверки герметичности собранного бака и испытания маслоохладителей;
- 4) протоколы испытаний и измерений в соответствии Правилам;
- 5) формуляр с занесенными данными по монтажу;
- 6) акт внутреннего осмотра с выемкой активной части из бака, снятием съемной части бака или с осмотром в баке, если по действующему положению проведена ревизия или осмотр активной части; данные по заливке маслом под вакуумом (глубина вакуума, время заливки);
- 7) протокол сушки с приложением всех данных по температуре, вакууму, сопротивлению изоляции и другие данные;
- 8) схемы присоединения системы охлаждения со схемами управления, автоматики и сигнализации;
- 9) схемы присоединения, дистанционного измерения и сигнализации температуры масла, защиты и конструктивные чертежи;
- 10) руководство изготовителя и вся эксплуатационная сопроводительная документация, входящая в комплект поставки.

329. Приемку трансформатора оформляют актом после проверки его работы под рабочим напряжением.

330. Перед приемкой на основании осмотра трансформатора и его вспомогательного оборудования устанавливается соответствие их техническим условиям поставки и основным эксплуатационным требованиям к установке (глава 3 настоящих Методических указаний). Дефекты устраняются.

331. Возможность введения новых трансформаторов без сушки оценивается по комплексному рассмотрению всех результатов испытаний, данных перевозки, хранения и монтажа в соответствии с руководством изготовителя.

332. Возможность введения в эксплуатацию трансформаторов без сушки после капитального ремонта оценивают по комплексному рассмотрению результатов измерений и испытаний до и после ремонта, условий ремонта в соответствии с указаниями приложения 7 к настоящим Методическим указаниям.

333. Сушка трансформатора проводится в собственном баке или камере в соответствии с указаниями.

334. Допускается осуществлять подсушку трансформатора в масле в собственном баке под вакуумом; прогревать их, залитые маслом, рекомендуется постоянным током от двигатель-генераторных или выпрямительных установок.

335. Для подсушки и сушки трансформаторов рекомендуется применять ловушки вымораживания паров и глубоко осушенного воздуха согласно инструкции завода – изготовителя.

336. Сушка контролируется по сопротивлению изоляции, значению $\text{tg} \delta$ и выделяющемуся конденсату. Измерение $\text{tg} \delta$ проводится на напряжении 220 В.

Приложение 1
к Методическим указаниям по
эксплуатации силовых
трансформаторов

Режимы работы трансформаторов

Таблица 1. Допустимая кратность повышения напряжения для трансформаторов

Показатель	Допустимая продолжительность повышения напряжения	
	20 минут	20 с
Предшествующая нагрузка в долях номинального тока ответвления не более.	0,5	1
Кратность напряжения в долях номинального напряжения ответвления не более	1,15	1,3

Таблица 2. Допустимые повышения напряжения частоты 50 Гц для трансформаторов

Класс напряжения, кВ	Допустимое повышение напряжения, относительное значение, не более, при длительности							
	20 минут		20 с		1 с		0,1 с	
	U _{ф-ф} *	U _{ф-з} *	U _{ф-ф}	U _{ф-з}	U _{ф-ф}	U _{ф-з}	U _{ф-ф}	U _{ф-з}
110 - 500	1,1	1,1	1,25	1,25	1,5	1,9	1,58	2,00
750	-	1,10	-	1,25	-	1,67	-	1,76

Таблица 3. Напряжение неиспользуемой обмотки

Напряжение обмотки ВН, кВ	Напряжение неиспользуемой обмотки, кВ	
	первой от магнитопровода	между концентриками обмотки ВН
110	15	20
150	20	35
220 и выше	35	35

Таблица 4. Допустимая продолжительность перегрузки трансформаторов с охлаждением М и Д

Нагрузка в долях номинальной	Допустимая продолжительность перегрузки, час-минут, при превышении температуры верхних слоев масла над температурой воздуха перед перегрузкой, °С					
	18	24	30	36	42	48
1,05	Длительно					
1,1	3-50	3-25	2-50	2-10	1-25	0-10
1,15	2-50	2-25	1-50	1-20	0-35	-
1,2	2-05	1-40	1-15	0-45	-	-

1,25	1-35	1-15	0-50	0-25	-	-
1,3	1-10	0-50	0-30	-	-	-
1,35	0-55	0-35	0-15	-	-	-
1,4	0-40	0-25	-	-	-	-
1,45	0-25	0-10	-	-	-	-
1,5	0-15	-	-	-	-	-

Таблица 5. Допустимая продолжительность перегрузки трансформаторов с охлаждением ДЦ и Ц

Нагрузка в долях номинальной	Допустимая продолжительность перегрузки, час-минут, при превышении температуры верхних слоев масла над температурой воздуха перед перегрузкой, °С					
	13,5	18	22,5	27	31,5	36
1,05	Длительно					
1,1	3-50	3-25	2-50	2-10	1-25	0-10
1,15	2-50	2-25	1-50	1-20	0-35	-
1,2	2-05	1-40	1-15	0-45	-	-
1,25	1-35	1-15	0-50	0-25	-	-
1,3	1-10	0-50	0-30	-	-	-
1,35	0-55	0-35	0-15	-	-	-
1,4	0-40	0-25	-	-	-	-
1,45	0-25	0-10	-	-	-	-
1,5	0-15	-	-	-	-	-

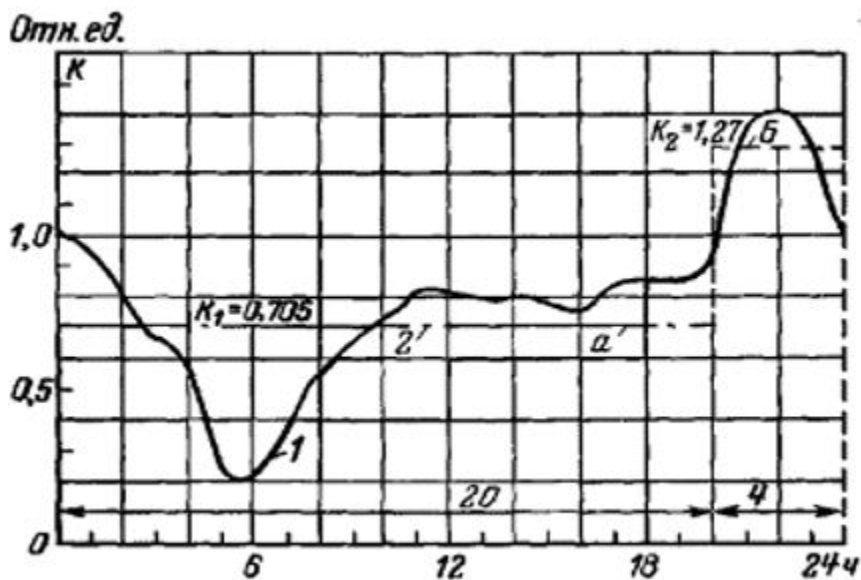


Рисунок 1. Графики нагрузки.

1 - фактический; 2 - эквивалентный фактическому, двухступенчатый; а - начальная нагрузка; б - пиковая нагрузка.

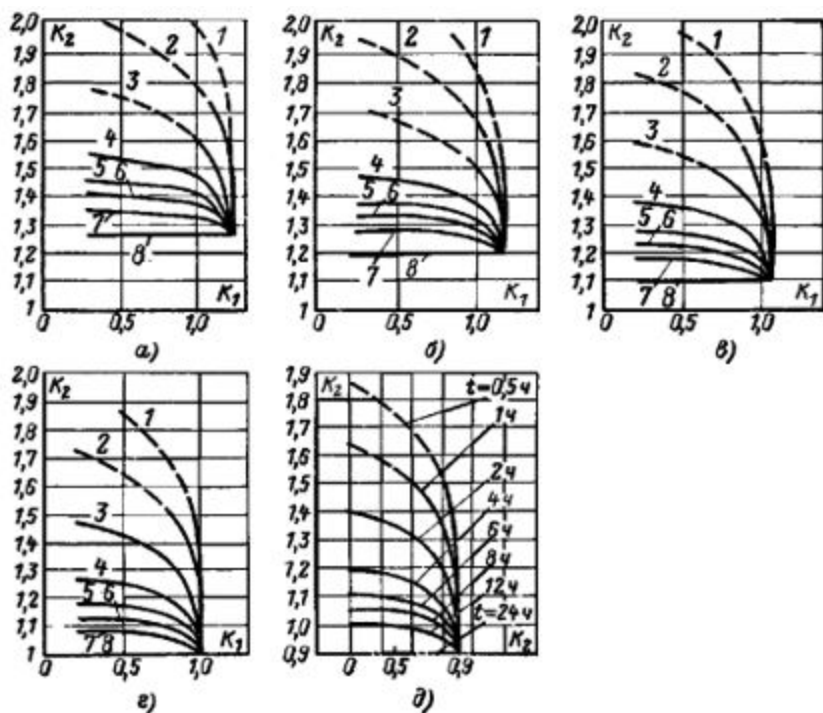


Рисунок 2. Графики нагрузочной способности масляных трансформаторов с охлаждением М и Д.

а - при эквивалентной температуре $q_3 = -10\text{ }^{\circ}\text{C}$, б - при $q_3 = 0\text{ }^{\circ}\text{C}$, в - при $q_3 = 10\text{ }^{\circ}\text{C}$, г - при $q_3 = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$, д - при $q_3 = 30\text{ }^{\circ}\text{C}$, 1 - $t = 0,5\text{ ч}$, 2 - $t = 1\text{ ч}$, 3 - $t = 2\text{ ч}$, 4 - $t = 4\text{ ч}$, 5 - $t = 6\text{ ч}$, 6 - $t = 8\text{ ч}$, 7 - $t = 12\text{ ч}$, 8 - $t = 24\text{ ч}$.

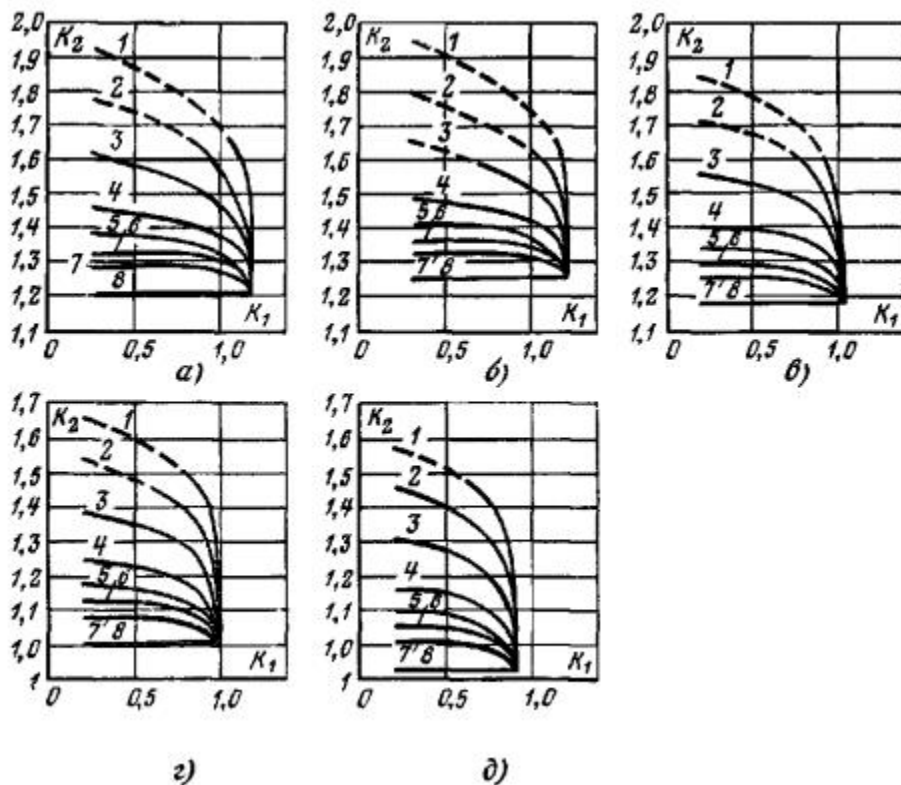


Рисунок 3. Графики нагрузочной способности масляных трансформаторов с охлаждением ДЦ и Ц при эквивалентной температуре, °С.

а - $q_э = -10$, б - при $q_э = 0$, в - при $q_э = 10$, г - при $q_э = 20$, д - при $q_э = 30$.

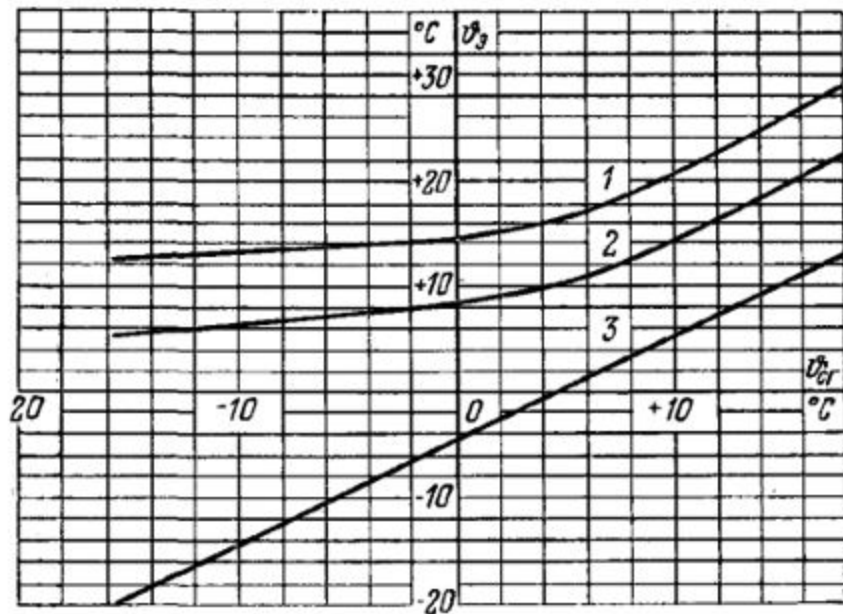


Рисунок 4. Кривые зависимости эквивалентных температур $q_э$ от среднегодовой температуры $t_{ср}$.

1 – летней, 2 – годовой, 3 - зимней.

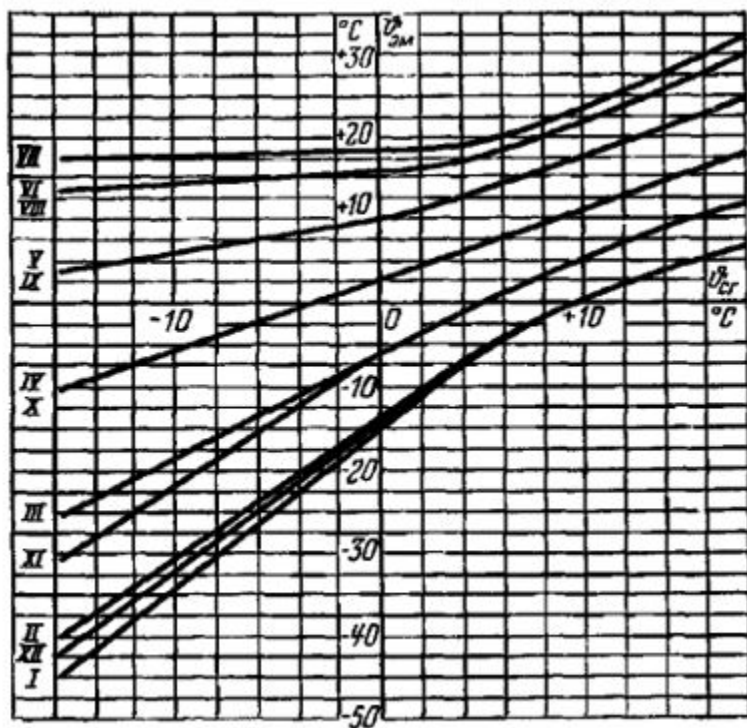


Рисунок 5. Кривые зависимости эквивалентных месячных температур $q_{э.м.}$ от среднегодовой температуры $q_{сг.}$ I - XII - месяцы года.

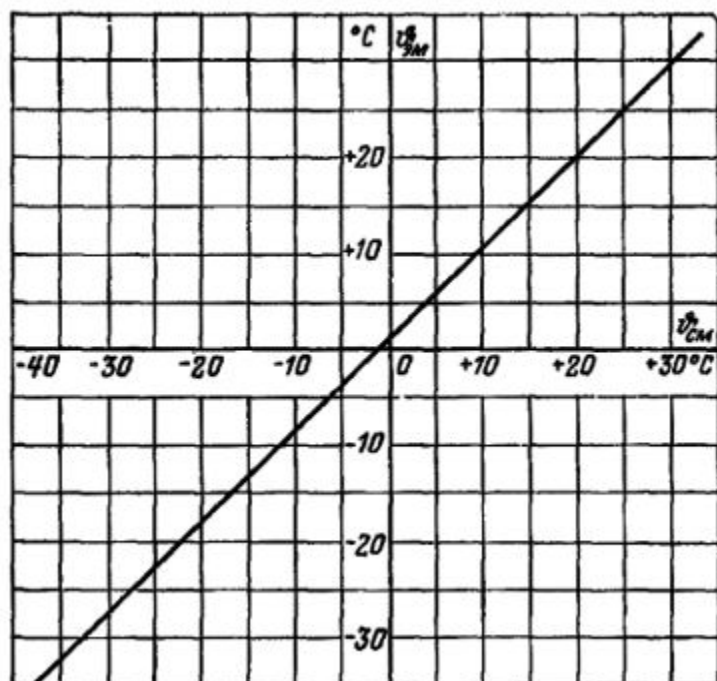


Рисунок 6. Зависимость эквивалентных месячных температур $q_{э.м.}$ от среднемесячных.

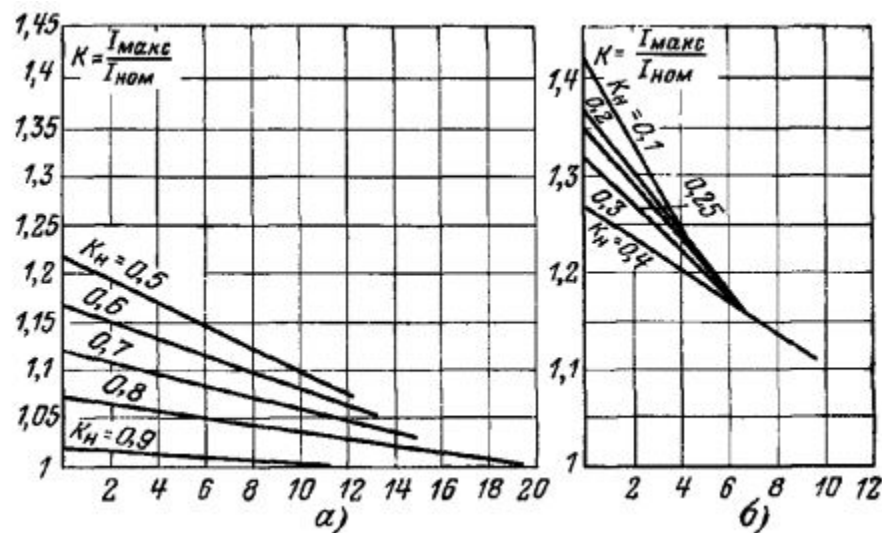


Рисунок 7. Диаграммы нагрузочной способности трансформаторов с воздушным охлаждением

a - при $K_H = 0,5 \div 0,9$, *б* - при $K_H = 0,1 \div 0,4$.

Таблица 6. Среднегодовые температуры по Казахстану*

[illegible]

Астан а	-16,8	-16,5	-10,1	3,0	12,7	18,2	20,4	17,8	11,5	2,6	-7,0	-14,0	1,8
Актоб ек	-14,9	-14,4	-7,3	5,9	15,0	20,2	22,5	20,4	13,7	4,6	-3,9	-11,3	4,2
Алмат ы	-6,5	-5,1	2,0	10,8	16,2	20,7	23,5	22,3	17,0	9,5	0,9	-4,5	8,9
Атыра у	-9,6	-8,7	-1,5	9,6	18,2	23,4	25,7	23,7	16,8	8,2	0,4	-5,6	8,4
Усть- Камен огорск	-16,5	-16,0	-7,8	4,8	13,4	18,7	20,7	18,3	12,4	5,0	-6,1	-13,8	2,8
Тараз	-5,0	-3,3	3,3	11,3	16,8	22,1	24,9	22,8	17,1	9,9	2,0	-3,4	9,9
Балха ш	-14,4	-13,7	-4,9	7,7	16,0	21,9	24,2	21,8	15,3	6,5	-3,4	-11,1	5,5
Ураль ск	-13,5	-13,2	-6,7	6,2	15,4	20,3	22,6	20,6	13,8	5,1	-2,9	-9,8	4,8
Караг анда	-14,5	-14,2	-7,7	4,6	12,8	18,4	20,4	17,8	12,0	3,2	-6,3	-12,3	2,9
Кзыл- Орда	-9,1	-7,3	0,9	12,0	19,5	24,5	26,4	23,9	17,2	8,6	0,3	-6,2	9,2
Кокче тав	-15,8	-15,3	-9,2	3,3	12,1	17,8	19,8	17,1	11,5	2,8	-6,7	-13,4	2,0
Куста най	-17,0	-16,6	-9,8	3,8	13,0	18,6	20,4	17,9	12,0	3,0	-6,2	-14,1	2,1
Актау	-2,9	-2,3	2,5	10,4	17,7	22,8	25,6	24,6	19,5	12,3	5,5	0,2	11,3
Павло дар	-17,6	-17,3	-9,4	4,2	13,2	19,5	21,4	18,5	12,3	3,5	-7,0	-14,4	2,2
Петро павло вск	-18,1	-16,9	-10,3	2,4	11,6	17,0	18,9	16,2	10,7	1,9	-7,8	-15,2	0,9
Семип алати нск	-16,0	-15,6	-8,4	4,7	14,1	19,8	21,9	19,3	13,0	4,5	-5,9	-13,3	3,2
Талды - Курга н	-9,7	-8,0	0,0	10,2	16,3	21,1	23,5	21,7	16,0	8,3	-0,9	-7,3	7,6
Турга й	-16,2	-15,9	-8,1	6,4	16,0	22,0	24,4	21,7	15,0	5,2	-4,1	-12,2	4,5
Чимке нт	-2,0	0,0	5,6	13,1	18,4	23,5	26,3	24,8	19,3	12,3	5,2	0,2	12,2

***СНиП РК 2.04-01-2010 "Строительная климатология"**

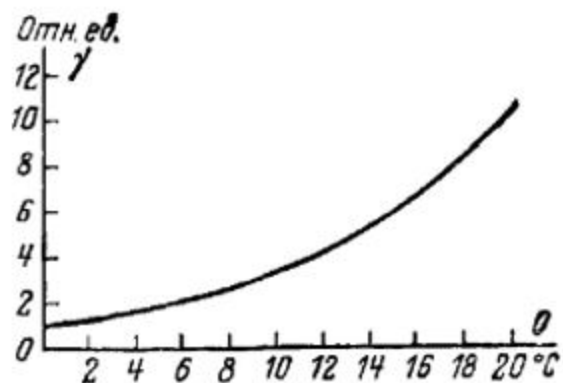


Рисунок 8. График для определения повышенного износа изоляции трансформатора в зависимости от температуры охлаждающей среды.

Таблица 9. Допустимая длительность протекания тока короткого замыкания

Напряжение короткого замыкания, %	4	5	5,5	6,5 и более
Кратность установившегося тока короткого замыкания	25	20	18	15,5
Допустимая длительность протекания тока короткого замыкания, с	2,4	3,7	4,0	4,0

Таблица 10. Наибольшее рабочее напряжение

Класс напряжения, кВ			10	15	20	35	110	150	220	330	500	750
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	35	66,9	11,5	17,5	23	40,5	126	172	252	363	525	787

Таблица 11. Допустимая нагрузка трансформаторов, %

Число работающих охладителей	100	90	80	70	60	50	40	30
Допустимая нагрузка, %	100	90	80	70	60	50		30

номинальн ой							40	
-----------------	--	--	--	--	--	--	----	--

Таблица 12. Значения коэффициента K_3

Разно сть темпе ратур $Dt, ^\circ C$	1	2	3	4	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
Коэф фици ент перес чета значе ний tg d масла , K_3	1,04	1,08	1,13	1,17	1,22	1,5	1,84	2,25	2,75	3,4	4,15	5,1	6,2	7,5

Приложение 2
к Методическим указаниям по
эксплуатации силовых
трансформаторов

Параллельная работа трансформаторов

Таблица 1. Способы параллельного включения двухобмоточных трансформаторов

Схема и группа соединения	Обмотка	
	ВН	НН
Y/D-11	ABC	abc
	BAC	bac
Y/D-1	ACB	acb
	CBA	cba
	BAC	acb
Y/D-5	ACB	cba
	CBA	bac

Приложение 3
к Методическим указаниям по
эксплуатации силовых
трансформаторов

Надзор и уход за трансформатором

Таблица 1. Коэффициенты для пересчета

Коэффициент	Значение коэффициентов при разности температур, $^\circ C$					
	1	2	3	4	5	10
K_1	1,03	1,06	1,09	1,12	1,15	1,31
K_2	1,04	1,08	1,13	1,17	1,22	1,50
K_4	1,05	1,1	1,15	1,2	1,25	1,55

Эксплуатация трансформаторного масла

Таблица 1. Рекомендуемая для трансформатора периодичность отбора проб трансформаторного масла

Наименование	Номинальное напряжение, кВ	Периодичность отбора проб масла
Трансформаторы мощностью 180 МВ А и более	110 и выше	Не реже 1 раза в год
Трансформаторы всех мощностей	330 и выше	То же
Остальные трансформаторы	До 220 (включительно)	Не реже 1 раза в 3 года
Вводы маслonaполненные, негерметичные	500 кВ	В течение первых двух лет эксплуатации 2 раза в год, в дальнейшем 1 раз в 2 года
То же	110 - 330	В течение первых двух лет эксплуатации 1 раз в год, в дальнейшем 1 раз в 3 года
Вводы маслonaполненные герметичные	110 - 750	Не проверяется
Контакты устройства регулирования под нагрузкой	-	Через определенное число переключений согласно руководства изготовителя, но не реже 1 раза в год

Отбор проб, очистка и регенерация трансформаторного масла

1. Для взятия проб масла применяются стеклянные банки с притертыми пробками. Количество масла, забираемого для испытания на пробу, не менее 0,5 л, для сокращенного и полного испытаний не менее 1 л.

Проба отбирается с максимальной тщательностью и аккуратностью, предотвращается попадание в масло грязи, влаги, пыли, волокон и пр.

Пробы масла из трансформаторов, установленных на открытом воздухе, берутся летом в сухую погоду, зимой - в морозную. При отборе пробы масла зимой банка прогревается теплым маслом из трансформатора и затем, быстро выливается и набирается масло для пробы.

Если масло отбирается в нестандартную посуду, например, бутылку, последняя закрывается пробкой (не резиновой), обернутой пергаментной бумагой и заливаемой сургучом или парафином.

В зимнее время, когда банки с маслом вносят с мороза в теплое помещение, их не допускается вскрывать раньше, чем они нагреются до температуры помещения, иначе в банке произойдет конденсация паров влаги и пробивное напряжение такого масла понизится.

2. Перед взятием пробы спускается в ведро не менее 2 л грязного масла, скопившегося в нижней части трансформатора около крана, затем обтирается чистой тряпкой или концами кран от пыли и грязи, спускается немного масла для промывки крана, промывается 2 раза банка маслом из трансформатора, после этого берется проба масла и банка закрывается стеклянной пробкой.

3. Проба масла отбирается из нижнего маслоотборного крана бака. Если кран расположен так, что непосредственно под него невозможно подставить банку (а в трансформаторах на напряжение 220 кВ и выше во всех случаях), проба отбирается через гибкий чистый шланг, надеваемый на кран. При этом конец шланга опускается до самого дна банки во избежание разбрызгивания масла и захвата воздуха.

4. Пробы масла из маслonaполненных вводов, не имеющих приспособлений для этой цели, отбираются из нижней части ввода сифоном, опускаемым внутрь ввода. Малогабаритные вводы завода "Изолятор" имеют специальное приспособление для взятия пробы масла из нижней части ввода. Для сифона используется чистая эластичная (полиэтиленовая, резиновая) трубка, которая до отбора пробы находится в банке с чистым сухим маслом.

5. При понижении в эксплуатации электрической прочности (пробивного напряжения) масла и повышении tgd (против установленных норм), обнаружении в нем механических примесей, шлама и влаги масло в трансформаторах на напряжение 110 кВ и ниже допускается очищать без снятия напряжения с трансформатора. Рекомендуются очищать масло с помощью фильтр-пресса, вакуумных сепараторов с применением сорбентов. Масло при очистке обычными сепараторами насыщается воздухом, что приводит к ухудшению его стабильности. В случае обработки масла без снятия напряжения принимаются меры по предотвращению попадания воздуха в бак трансформатора.

6. Масло под напряжением очищают при условиях:

1) вакуумный сепаратор или фильтр-пресс присоединяются гибкими шлангами (металлическими или из маслоупорной резины) с соединениями;

2) до начала очистки масла заполняется сухим маслом вся аппаратура (фильтр-пресс и сепаратор), маслопроводы; масло забирается внизу бака и поступает обратно в бак через расширитель трансформатора;

3) сепаратор (фильтр-пресс) и маслопроводы заземляются;

4) у сепаратора (фильтр-пресса) постоянно находится обученный дежурный;

5) газовая защита во время очистки масла переводится с действием на сигнал, остальные защиты от внутренних повреждений трансформатора выводятся на отключение;

6) воздух, скапливающийся в газовом реле при очистке, выпускается периодически сразу же после появления сигнала от газового реле. Появление воздуха в газовом реле свидетельствует об имеющихся подсосах воздуха в схеме обработки масла; процесс обработки масла останавливается, и устраняются имеющиеся не плотности в схеме обработки.

7. Очистка масла под напряжением проводится и оформляется согласно Правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 19 марта 2015 года № 222 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за №10889).

8. О проведенной очистке делается запись в паспорте трансформатора с указанием начала и конца очистки, приложением протокола анализа масла трансформатора до очистки и после.

9. Для непрерывной автоматической регенерации масла применяются термосифонные и адсорбционные фильтры, заполненные сорбентом (силикагелем, активной окисью алюминия и другими), который обладает избирательной способностью поглощать из масла продукты его старения. Не рекомендуется для этой цели использовать цеолит, так как он не адсорбирует продукты старения масла.

10. Непрерывная регенерация осуществляется естественной циркуляцией масла через термосифонный фильтр на основе термосифонного эффекта, в адсорбционном фильтре принудительной циркуляцией масла.

11. Количество сорбента, засыпаемого в термосифонный фильтр, составляет около 1% массы масла в трансформаторе (для небольших трансформаторов примерно 1,25%, для крупных 0,75%).

12. Для отстоя мелких частиц сорбента, конец нижней трубки, соединяющий термосифонный фильтр с трансформатором, выполняется на 20 - 30 мм выше дна фильтра. В адсорбционных фильтрах с этой целью крышки фильтра (со стороны выхода масла) выполняются с фильтрующим слоем, принимаются меры по предотвращению уноса сорбента из фильтра.

13. Сорбент для фильтра размером не более 2,7 - 7 мм. Пыль и частицы меньше 2,7 мм предварительно отсеиваются.

14. При возможности сорбент сушится. Во избежание увлажнения сухой сорбент хранится в герметизированной таре. Влажность сорбента не превышает 2%.

15. При установке термосифонных фильтров на трансформаторы, не оборудованные ими, руководствоваться следующим. Если масло содержит шлам и произошло его

старение, фильтр присоединяют после ревизии с очисткой активной части и бака от шлама и механических примесей.

При сильно пониженной электрической прочности масло предварительно обезвоживается с помощью вакуумного сепаратора, фильтр-пресса или цеолитовой установки с фильтр-прессом. В остальных случаях фильтр после смены сорбента устанавливается или включается без предварительной подготовки.

16. Для обеспечения наиболее эффективной стабилизации масла в трансформаторах рекомендуется совместное применение термосифонных или адсорбционных фильтров и антиокислительных присадок.

17. Адсорбционный фильтр заполняют маслом через нижний патрубок в том же направлении, в котором будет происходить циркуляция масла. Термосифонный фильтр заполняют маслом снизу для лучшего вытеснения воздуха из фильтра. При заполнении фильтра маслом воздуховыпускная пробка на его верхнем патрубке (или на маслоохладителе) остается на некоторое время открытой до полного вытеснения воздуха и закрывается после того, как через нее пойдет масло. Адсорбционный фильтр включается в работу после длительного отстоя (12 ч) и неоднократного выпуска воздуха, постепенно выделяющегося из зерен сорбента. В трансформаторах на напряжение 220 кВ и выше адсорбционные фильтры заполняются маслом под вакуумом после предварительной вакуумировки фильтра при остаточном давлении не выше 5332 Па (40 мм рт. ст.) в течение 30 минут; в трансформаторах на напряжение 110 - 154 кВ вакуум обеспечивается согласно руководства изготовителя; в трансформаторах на напряжение ниже 110 кВ фильтры заливают без вакуума, с соблюдением мер по предотвращению попадания воздуха в бак.

Масло допускается одновременно заливать в системы охлаждения, адсорбционные фильтры и бак в соответствии с рекомендациями изготовителя.

18. Сорбент в термосифонном фильтре заменяют в случае, если в пробе масла, отбираемой не реже 1 раза в 3 года, выявлено увеличение кислотного числа до 0,15 мг КОН.

Сорбент в адсорбционном фильтре (в системе ДЦ или Ц) заменяют впервые после 1 года эксплуатации, а затем - если в пробе масла, отбираемой не реже 1 раза в 3 года, выявлено увеличение кислотного числа 0,15 мг КОН.

У трансформаторов энергоблоков мощностью 150 МВт и более и трансформаторов и реакторов на напряжение 330 кВ и выше пробы масла отбирают не реже 1 раза в год, а сорбент заменяют при достижении кислотного числа 0,15 мг КОН.

Для контроля состояния сорбента используются характеристики изоляции и химического анализа масла. Ухудшение этих показателей указывает на потерю сорбентом его адсорбционных свойств. В трансформаторах с системой охлаждения ДЦ и Ц рекомендуется заменять отработанный сорбент сорбентом, предварительно выдержанным в сухом свежем трансформаторном масле в течение суток.

19. Для осушки воздуха, поступающего в трансформатор, применяется воздухоосушитель. В воздухоосушителе осушителем служит силикагель марки КСК. Для приготовления индикаторного осушителя применяется силикагель КСК, пропитанный хлористым кобальтом. При этом силикагеля 100 ч; хлористого кобальта 3 ч. Применение силикагеля марки КСМ и цеолита NaA не рекомендуется из-за их малой влагоемкости и времени защитного действия.

Осушитель, приготовленный таким образом, помещается в небольшом количестве только против смотрового окна фильтра; весь фильтр заполняется осушителем без его пропитки хлористым кобальтом. Это дает возможность восстанавливать осушитель при более высокой температуре 400 - 500 °С, при которой хлористый кобальт разлагается. Рекомендуется использовать готовый индикаторный силикагель.

20. Контроль за осушителем в эксплуатации заключается в наблюдении за окраской индикаторного сорбента и уровнем масла в масляном затворе. При осветлении окраски отдельных зерен усиливается надзор за фильтром, если несколько зерен сорбента приняли розовую окраску, его сменить, так как при увлажненном сорбенте воздух в фильтре не сушится. Независимо от цвета индикаторного силикагеля сорбент заменяется не реже 1 раза в 6 месяцев.

21. Осушитель, насыщенный хлористым кобальтом, для повторного использования восстанавливается прогревом при температуре 115 - 120 °С в течение 15 - 20 часов до принятия всем осушителем голубой окраски.

22. При замене сорбента в воздухоосушителе сменяется масло и в масляном затворе. Заменяется сорбент в сухую погоду, отключая воздухоосушитель из работы не более чем на 3 ч.

23. Если масло в трансформаторе имеет повышенное значение $tg\delta$, выясняются причины его изменения и принимаются меры по восстановлению диэлектрических свойств масла одним из способов:

- 1) заменой силикагеля в адсорбционных фильтрах;
- 2) обработкой масла вакуумным сепаратором (если причиной повышенного значения $tg\delta$ являются растворенные в масле лаки);
- 3) обработкой масла гранулированным сорбентом с помощью фильтра тонкой очистки;
- 3) обработкой масла отбеливающей землей или промывкой его конденсатом.

Последние два способа требуют вывода трансформатора из работы и слива из него масла. Иногда после заливки масла наблюдается повторное повышение $tg\delta$ под влиянием оставшихся в активной части продуктов старения, которые вызвали первоначальное повышение $tg\delta$.

Если свежее масло имеет повышенный $tg\delta$, его рекомендуется промыть горячим маслом в маслоочистительных сепараторах или профильтровать через сорбенты.

Нарушение режимов работы и неисправности трансформаторов

Таблица 1. Допустимые перегрузки

Трансформаторы	Перегрузка по току, % сверх номинального	Длительность перегрузки, минут
Масляные	30	120
	45	80
	60	45
	75	20
	100	10
Сухие	20	60
	30	45
	40	32
	50	18
	60	5

Методические указания по испытаниям трансформаторов

При испытании трансформатора во время монтажа или ремонта измеряется ряд характеристик для определения их состояния или качества ремонта. Объем и последовательность испытаний зависят от целей и возможности их проведения.

При измерении потерь в стали трансформатора на пониженном напряжении, они определяются до измерения сопротивления обмоток постоянному току, во избежание повышения потерь холостого хода из-за намагничивания стали трансформатора или после снятия остаточного намагничивания магнитной системы, если перед этим производились работы (нагрев и другое), связанные с пропусканием через обмотки постоянного тока, если трансформатор был отключен от сети выключателем. Характеристики изоляции обмоток и масла измеряются до проверки электрической прочности обмоток, характеристики изоляции на горячем трансформаторе - не ранее чем через 1 - 1,5 ч после отключения нагрева (или отключения из работы) на спаде температуры. Все измерения и испытания проводятся до проверки работы трансформатора под напряжением.

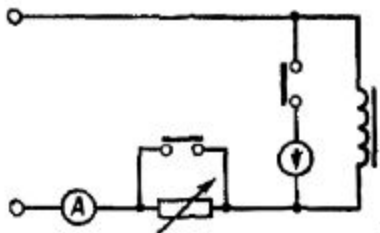


Рисунок 1. Схема для измерения сопротивления обмотки трансформатора по методу падения напряжения.

1. Сопротивление обмоток постоянному току измеряют по схеме "моста" или по методу падения напряжения (с помощью вольтметра и амперметра). Ток при измерениях не превышает 20 % номинального во избежание дополнительного нагрева обмотки. Измерять сопротивление рекомендуется при установившейся температуре обмоток, которая указывается в протоколе испытаний вместе с температурой верхних слоев масла.

В качестве источника тока применяется аккумуляторная батарея достаточной емкости.

За температуру обмоток трансформатора, не подвергавшегося нагреву, принимается температура верхних слоев масла, для трансформатора, подвергавшегося нагреву, средняя температура обмотки ВН, определенная по методу сопротивления, при этом за исходные принимаются данные, полученные при испытании у изготовителя.

Установившимся показанием прибора считается показание, которое изменяется не более чем на 1% от отсчитанного в течение не менее 30 с.

Приборы, используемые при измерении, имеют класс точности не ниже 0,5. Пределы измерений приборов выбираются такими, чтобы отсчеты проводились во второй половине шкалы.

Для исключения ошибок, обусловленных индуктивностью обмоток, сопротивление измеряется при полностью установившемся токе. При измерениях сопротивления обмотки, обладающей большой индуктивностью, по методу падения напряжения рекомендуется применять схему рисунка 1 к настоящим Методическим указаниям, позволяющую снизить время установления тока в измерительной цепи временной форсировкой тока. Это достигается шунтировкой реостата (или части его) в течение нескольких секунд. Сопротивление реостата берется не менее чем в 8 - 10 раз больше, чем сопротивление измеряемой обмотки.

При измерении сопротивления по схеме "моста" для указанных целей в цепь питания рекомендуется включать дополнительное сопротивление. В этих случаях для получения требуемого тока применяется аккумуляторная батарея более высокого напряжения.

При измерении сопротивлений обмоток трансформаторов провода цепи вольтметра (или цепи напряжения "моста") присоединяют непосредственно к их выводам.

Во избежание повреждения приборов вольтметр (гальванометр) включают при установившемся значении тока, а отключают до отключения тока.

Для сравнения измеренных сопротивлений последние приводятся к одной температуре. Для трансформаторов с медными обмотками это приведение выполняется по формуле:

$$R_2 = R_1 \frac{235 + t_2}{235 + t_1} \quad (14)$$

с алюминиевыми обмотками:

$$R_2 = R_1 \frac{245 + t_2}{245 + t_1} \quad (15)$$

где R_2, R_1 - сопротивления, приводимые соответственно к температуре t_2 и t_1 .

2. Коэффициент трансформации измеряют с помощью "мостов" (компенсационный метод) или методом двух вольтметров, один из которых присоединяется к обмотке низшего напряжения, а другой – к обмотке высшего напряжения. Допускается применение измерительных трансформаторов напряжения класса точности не ниже 0,2, внешних добавочных сопротивлений класса 0,2 к вольтметрам.

Измерение проводится вольтметрами класса точности 0,2. Допускается применение вольтметров класса точности 0,5 при условии, что они имеют близкие по значению погрешности одного знака на используемой части шкалы. На стороне подводимого напряжения допускается присоединять вольтметр к питающим проводам, если это не отразится на точности измерений (из-за падения напряжения в питающих проводах). Подводимое напряжение допускается от нескольких процентов до номинального в зависимости от источника питания и измерительной аппаратуры. Коэффициент трансформации рекомендуется определять при пониженном напряжении. При измерениях напряжение подводится со стороны обмотки ВН. Сопротивление проводов в цепи измерения составляет не более 0,001 внутреннего сопротивления вольтметра.

При испытании трехфазных трансформаторов одновременно измеряют линейные напряжения на одноименных выводах обеих проверяемых обмоток. Допускается определение коэффициента трансформации по фазным напряжениям соответствующих фаз (при возможности их измерения). Коэффициент трансформации по фазным напряжениям проверяется при однофазном или трехфазном возбуждении трансформатора.

3. Группы соединения обмоток проверяются одним из методов: двумя вольтметрами; постоянным током, фазометром (прямой метод); с помощью "моста" одновременно с измерением коэффициента трансформации (компенсационный метод).

Метод двух вольтметров основан на совмещении векторных диаграмм первичного и вторичного напряжений и измерении напряжения между соответствующими выводами с последующим сравнением этих значений с расчетными.

Совмещение достигается соединением между собой одноименных выводов А и а обмотки ВН и НН.

Для исключения возможных ошибок при испытании трехфазных трансформаторов обращается внимание на симметрию трехфазного напряжения питания. Питание трансформатора допускается со стороны любой обмотки. Метод применим для однофазных и трехфазных трансформаторов.

Метод постоянного тока заключается в определении однополярных выводов обмоток трансформатора с помощью двух гальванометров. В целях безопасности питание от аккумуляторной батареи напряжением 2 - 4 В подводят к обмотке высшего напряжения. При этом в обмотке низшего напряжения индуцируется ЭДС, направление которой измеряется гальванометром с нулем посередине шкалы. Этот метод применяется для однофазных трансформаторов, для трехфазных трансформаторов при выведенной нулевой точке и в случае соединения обмоток D/D.

Для определения группы соединений обмоток допускается применять фазометр, который дает возможность определять угловое смещение между первичным и вторичным напряжениями, группу соединений обмоток. Шкала фазометра предварительно отградуирована в часовых делениях и проверена на трансформаторе с заведомо известной группой. При проверке токовая обмотка фазометра присоединяется через реостат к выводам одной из обмоток трансформатора, а другая обмотка - к одноименным выводам другой обмотки испытуемого трансформатора. К трансформатору подводится пониженное напряжение (к любой обмотке), достаточное для работы фазометра.

Метод фазометра применяется для однофазных и трехфазных трансформаторов.

4. Характеристики изоляции масляных трансформаторов (сопротивления изоляции, tgd , емкости обмоток относительно земли и друг друга, относительный прирост емкости при изменении частоты или длительности разряда) определяется при температуре не ниже 10 °С у трансформаторов мощностью до 80 МВ А и на напряжение до 150 кВ и при температуре не менее нижнего значения температуры, указаний в паспорте: у трансформаторов на напряжение 220 - 750 кВ и у трансформаторов на напряжение 110 - 150 кВ мощностью более 80 МВА.

В протоколе измерений указывается температура трансформатора. За температуру изоляции трансформатора на напряжение до 35 кВ, длительно отключенных и не подвергавшихся подогреву, принимается температура верхних слоев масла, за

температуру изоляции трансформатора на напряжение выше 35 кВ - средняя температура обмотки ВН, определенная по методу сопротивления. Если трансформатор подвергался подогреву или еще не остыл после отключения, за температуру изоляции принимается температура обмотки ВН, определенная по методу сопротивления.

На трансформаторах мощностью 100 кВА и более при напряжении 35 кВ и выше допускается проводить измерения не ранее чем через 12 ч после окончания заливки бака маслом.

Измерения проводятся не ранее чем через 1 - 1,5 ч после отключения трансформатора или выключения их подогрева. Температура обмотки ВН в этом случае измеряется перед началом измерения характеристик изоляции и в конце, если они занимают более 2 ч.

Характеристики изоляции измеряются по одним и тем же схемам и в последовательности, указанной в таблице 1 приложения 7 к настоящим Методическим указаниям.

Таблица 1. Последовательность измерения характеристик изоляции

Обмотки, на которых проводят измерения	Требуется заземлять
Двухобмоточные трансформаторы	
НН	Бак, обмотку ВН
ВН	Бак, обмотку НН
ВН + НН	Бак
Трехобмоточные трансформаторы	
НН	Бак, обмотки ВН, СН
СН	Бак, обмотки ВН, НН
ВН	Бак, обмотки НН, СН
ВН + СН	Бак, обмотку НН
ВН + СН + НН	Бак

Измерения целесообразно начинать с тех характеристик, измерения которых проводят при более низком напряжении, чтобы было меньше влияние на результаты измерений последующих характеристик. Перед началом измерений все обмотки заземляются не менее чем на 5 минут.

При переходе от измерения одних характеристик к другим обмотки заземляются не менее чем на 2 минуты в зависимости от типа и мощности трансформатора. Характеристики изоляции по температуре допускается пересчитывать при разности не более ± 10 °С для трансформаторов мощностью до 80 МВ А и на напряжение до 150 кВ, при разности не более ± 5 °С для остальных трансформаторов.

Все доступные вводы обмотки, на которой проводят измерение, соединяются между собой.

Сопротивление изоляции обмоток с определением значений R_{60}/R_{15} измеряется мегаомметром на напряжение 2500 В с верхним пределом измерения не ниже 10000

МОм. Сопротивление изоляции проводов мегаомметра не менее верхнего предела измерения, используемого мегаомметра. Показания мегаомметра отсчитываются через 15 и 60 с после приложения напряжений к изоляции обмотки. За начало отсчета допускается принимать начало вращения рукоятки мегаомметра. Измерение проводится в соответствии с данными таблицы 1 приложения 7 к настоящим Методическим указаниям.

Значение $\text{tg}\delta$ и емкости обмоток измеряется измерительным мостом переменного тока по схемам в соответствии с таблицей 1 приложения 7 к настоящим Методическим указаниям.

Мост включается по "перевернутой" схеме.

Допускаются измерения по нормальной схеме с заземленной диагональю моста. В этом случае в результаты измерений вносятся соответствующие поправки на паразитные емкости и $\text{tg}\delta$ схемы испытания, которые дополнительно измеряются при отключении испытательного трансформатора.

Измерения на трансформаторах, залитых маслом, допускается проводить при напряжении переменного тока частотой $50 \pm 5\%$ Гц, не превышающем $2/3$ испытательного напряжения изготовителя проверяемой обмотки, но не выше 10 кВ.

При измерении на трансформаторах, не залитых маслом, если испытываемая обмотка класса напряжения ниже 35 кВ, испытательное напряжение не превышает 3 кВ.

Измерение $\text{tg}\delta$ обмоток при сушке трансформатора без масла допускается при напряжении не выше 220 В.

Значение $C_{\text{гор}}/C_{\text{хол}}$ определяется мостом переменного тока по данным измерения емкости трансформатора в нагретом и холодном состоянии. Температура нагретого трансформатора не ниже 70 °С, холодного примерно на 50 °С ниже. При отсутствии моста для трансформаторов на напряжение до 35 кВ мощностью менее 10000 кВА значения $C_{\text{гор}}$ и $C_{\text{хол}}$ допускается измерять методом амперметра и вольтметра.

Относительный прирост емкости при изменении частоты (метод емкость - частота) или длительности разряда (метод емкость - время) измеряют с помощью приборов по схемам в соответствии с таблицей 1 приложения 7 настоящих Методических указаний.

5. Изоляция обмоток вместе с вводами приложенным повышенным напряжением промышленной частоты испытывается поочередно для каждой обмотки при заземленных на бак закороченных остальных обмотках. Продолжительность приложения испытательного напряжения 1 минута. Изоляция испытывается после определения ее характеристик.

Испытательное напряжение подводят к закороченным выводам испытываемой обмотки от испытательного трансформатора, один вывод которого заземляется.

Мощность испытательного трансформатора выбирается из условий допустимости нагрева его емкостным током испытываемого объекта.

Для трансформаторов на напряжение 35 кВ и ниже испытание допускается проводить в холодном состоянии при температуре окружающего воздуха без нагрева масла.

При испытании трансформаторов на напряжении 35 кВ и ниже допускается измерять испытательное напряжение вольтметром, включенным на стороне низшего напряжения испытательного трансформатора.

При испытательных напряжениях, превышающих 100 кВ, или при испытании трансформаторов со значительной емкостью, которая может исказить коэффициент трансформации испытательного трансформатора, испытательное напряжение измеряется на стороне ВН с помощью шаровых разрядников или измерительных трансформаторов.

Трансформатор считается выдержавшим испытания, если в процессе испытаний не наблюдалось пробоя и частичных разрядов, определяемых по звуку, выделению газа и дыма или по показаниям приборов.

6. Изоляцию доступных стяжных шпилек, прессующих колец, ярмовых балок и других элементов магнитопровода испытывают повышенным напряжением промышленной частоты или мегаомметром на напряжение 2,5 кВ с верхним пределом измерения не ниже 10000 МОм. Продолжительность испытания 1 минута.

7. Испытание внутренней изоляции обмоток трансформаторов индуктированным напряжением производится напряжением повышенной или промышленной частоты. Длительность приложения напряжения при частоте 100 Гц - 1 минута, при частоте f выше 100 Гц время испытания t , с, определяется по формуле из:

$$t = (60/f) \cdot 100, \quad (16)$$

но не менее 20 с.

При испытании напряжение подводят к одной обмотке, другие остаются разомкнутыми. При отсутствии источника повышенной частоты испытание трансформаторов индуктированным напряжением допускается производить при частоте 50 Гц напряжением не выше 1,3 номинального продолжительностью 1 минута для трансформаторов с магнитопроводами бесшпильчатой конструкции, изготовленных из горячекатаной стали и в течение 20 с для остальных трансформаторов.

При испытании все обмотки низшего напряжения заземляются на бак. У трансформаторов с неполной изоляцией нейтрали обмотки ВН нейтраль заземляется. При испытании подъема и снятие напряжения выше 40 % испытательного проводится плавно. Допускается включение трансформаторов толчком на номинальное напряжение на холостой ход.

8. Потери и ток холостого хода при номинальном напряжении измеряются приложением к одной из обмоток трансформатора (при разомкнутых других обмотках) напряжения промышленной частоты практически синусоидальной формы.

При испытании трехфазных трансформаторов подводимое напряжение симметричное. За номинальное напряжение трехфазной системы допускается принимать напряжение, подводимое к крайним фазам $a - c$ ($A - C$). Ток холостого хода трансформатора определяется как среднеарифметическое значение токов трех фаз в процентах тока возбуждаемой обмотки, приведенного к номинальной мощности трансформатора. При измерении потерь холостого хода рекомендуется применять измерительные трансформаторы класса точности 0,2.

Если условия испытания не позволяют точно установить номинальную частоту, допускаются измерения при частоте, отличающейся от номинальной, но не более чем на $\pm 3\%$.

Подводимое испытательное напряжение при отличии частоты от номинальной определяется по формуле из:

$$U_{\Pi} = U_{\text{ном}} f / f_{\text{ном}}, \quad (17)$$

где f - частота подводимого напряжения;

$U_{\text{ном}}, f_{\text{ном}}$ - номинальные значения напряжения и частоты.

В этом случае потери холостого хода P_0 , приведенные к частоте 50 Гц, вычисляются по формуле:

$$P_0 = \frac{P'_0}{P_2 \left(\frac{f}{50} \right)^2 + P_1 \left(\frac{f}{50} \right)}, \quad (18)$$

где P_0 - потери, измеренные при частоте f ,

$P_1 = 0,5, P_2 = 0,5$ - для холоднокатаной электротехнической стали;

$P_1 = 0,8, P_2 = 0,2$ - для горячекатаной стали.

При измерении потерь и тока холостого хода на пониженном напряжении ($U_{\Pi} = 5 - 10\%$ номинального) измерения проводятся до измерения сопротивления обмоток постоянному току и прогрева трансформатора постоянным током. Потери P_0 допускается приводить к номинальному напряжению по формуле:

$$P_{\text{прив}} = P'_0 \left(\frac{U_{\text{ном}}}{U_{\Pi}} \right)^n, \quad (19)$$

где $P_{\text{прив}}$ - потери при номинальном напряжении;

l - показатель степени, зависящий от сорта электротехнической стали: 1.8 - для высоколегированной, горячекатаной электротехнической стали; 1.9 - для холоднокатаной текстурованной электротехнической стали.

Полученные результаты не допускается использовать в качестве браковочных норм.

При определении потерь учитывается мощность, потребляемая измерительными приборами, и вносятся поправки на угловые погрешности измерительных трансформаторов.

Потери у трехфазных трансформаторов измеряются при трехфазном или у трансформаторов трехстержневого исполнения при однофазном возбуждении.

Для измерения потерь при однофазном возбуждении проводятся три опыта с измерением потерь:

1) замыкается накоротко обмотка фазы A , возбуждаются фазы B и C трансформатора;

2) замыкается накоротко обмотка фазы B , возбуждаются фазы A и C трансформатора;

3) замыкается накоротко обмотка фазы C , возбуждаются фазы A и B трансформатора.

Обмотки любой фазы замыкаются накоротко на соответствующих вводах одной обмотки трансформатора.

Потери в трансформаторе P_0 при подводимом напряжении U_a вычисляются по формуле:

$$P_0' = \frac{P_{0AB} + P_{0BC} + P_{0AC}}{2}, \quad (20)$$

где P_{0AB} , P_{0BC} , P_{0AC} - потери, определенные при указанных трех опытах (за вычетом потребления приборов) при одинаковом значении подводимого напряжения.

9. Измерение потерь и напряжения короткого замыкания. При опыте короткого замыкания трансформатора одна из обмоток замыкается накоротко, а другая питается от источника переменного тока номинальной частоты. Закоротка рассчитывается на ток, протекающий в обмотке. В многообмоточных трансформаторах обмотки, не участвующие в опыте, остаются незамкнутыми. Ток в обмотках соответствует номинальному току наименее мощной обмотки из пары обмоток, участвующих в опыте.

Для измерения тока, потерь и напряжения применяются те же схемы, что и при измерении потерь и тока холостого хода.

При опыте короткого замыкания трехфазных трансформаторов ток и напряжение определяются как среднеарифметическое из показаний приборов всех трех фаз.

Опыт короткого замыкания проводится на номинальной ступени напряжения обмоток, для трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой – на крайних положениях переключателя ответвлений. При испытании определяется температура обмотки.

Опыт короткого замыкания проводится при токе не менее 1/4 номинального тока наименее мощной из обмоток, участвующих в опыте. При условии включения измерительных приборов непосредственно (без измерительных трансформаторов) допускается проводить опыт короткого замыкания при значении тока менее 1/4 номинального.

В трехфазных трансформаторах допускается проводить опыт короткого замыкания пофазно с замыканием накоротко всех трех фаз и питанием попарно двух фаз с последующим пересчетом потерь и напряжения короткого замыкания, измеренных в однофазной схеме, на трехфазный режим по формулам:

$$P'_k = \frac{P'_{kAB} + P'_{kBC} + P'_{kAC}}{2} \quad (21)$$

$$U'_k = \frac{\sqrt{3}}{6} (U'_{kAB} + U'_{kBC} + U'_{kAC}) \quad (22)$$

где P'_{kAB} , P'_{kBC} , P'_{kAC} , U'_{kAB} , U'_{kBC} , U'_{kAC} - потери и напряжения короткого замыкания, измеренные в однофазных схемах.

При возбуждении обмоток, соединенных в треугольник, свободная фаза на стороне питания не закорачивается.

Потери и напряжение короткого замыкания, соответствующие номинальному току обмотки, вычисляются по формулам:

для потерь короткого замыкания:

$$P_k = P'_k \left(\frac{I_{ном}}{I'} \right)^2 \quad (23)$$

для напряжения короткого замыкания U_k , % номинального напряжения:

$$U_k = \frac{U'_k I_{ном}}{U_{ном} I'} \cdot 100 \quad (24)$$

где $I_{\text{ном}}$ и $U_{\text{ном}}$ - номинальные значения тока и напряжения обмотки, к которой подводится напряжение;

I' - ток, при котором проводится опыт.

Потери, измеренные при опыте короткого замыкания и приведенные к номинальному току, приводятся к расчетной температуре обмоток 75°C . Для этого определяется сумма потерь в обмотках $S I^2 r$, которая вычисляется по сопротивлению, измеренному при постоянном токе; при подсчете суммы потерь для автотрансформаторов учитываются действительные значения токов в отдельных частях обмоток. Значение $S I^2 r$ определяется для температуры, при которой проводили опыт короткого замыкания. Затем определяется разность потерь:

$$P_{\text{доб}} = P_{\text{к}} - S I^2 r. \quad (25)$$

Потери $S I^2 r$ приводятся к расчетной температуре обмоток (75°C) по формуле:

$$S I^2 r_{\text{ном}} = S I^2 r K_1, \quad (26)$$

потери $P_{\text{доб}}$ по формуле:

$$P_{\text{доб ном}} = P_{\text{доб}} \frac{1}{K_1}, \quad (28)$$

где

$$K_1 = \frac{T + 75}{T + \theta}$$

, где θ – температура обмоток, при которой проводился опыт короткого замыкания;

T – коэффициент, равный для медных обмоток 235, а для алюминиевых – 245.

Потери короткого замыкания, приведенные к расчетной температуре, принимаются:

$$P_{\text{к.ном}} = S I^2 r_{\text{ном}} + P_{\text{доб.ном}}. \quad (29)$$

Если отношение

$$K_1 = \frac{T + 75}{T + \theta}, \quad (30)$$

приведение потерь короткого замыкания к расчетной температуре допускается проводить по формуле:

$$P_{\text{к.ном}} = P_{\text{к}} K_1. \quad (31)$$

Напряжение короткого замыкания $U_{\text{к.ном}}, \%$, соответствующее номинальной температуре, вычисляется по формуле:

$$U_{кном} = \sqrt{(U_a K_1)^2 + U_p^2} \quad (32)$$

где U_a , U_p – активные и реактивные составляющие напряжения короткого замыкания в процентах при опыте короткого замыкания, вычисленные по формулам:

$$U_a = \frac{P_k}{P_{ном}} \quad (33)$$

$$U_p = \sqrt{U_k^2 - U_a^2}$$

где U_k – напряжение короткого замыкания, %, соответствующие номинальному току, определенные по данным опыта;

P_k – потери короткого замыкания, соответствующие номинальному току, определенные по данным опыта;

$P_{ном}$ – номинальная мощность, трансформатора.

Допускается не приводить напряжение короткого замыкания к расчетной температуре, если активная составляющая U_a не превышает 15% напряжения короткого замыкания U_k .

В случае применения при испытании измерительных трансформаторов рекомендуется учитывать их угловые погрешности.

Отличие U_k от данных изготовителя более чем на 2% может являться признаком неисправности трансформатора (деформации обмоток), в этом случае выясняются причины изменения U_k трансформатора.

Приложение 28
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 6 января 2017 года
№ 2

Методические указания по эксплуатации комплектных распределительных элегазовых устройств

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по эксплуатации комплектных распределительных элегазовых устройств (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве

энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. Методические указания охватывают основные организационные и технические мероприятия при эксплуатации комплексных распределительных устройств с элегазовой изоляцией (далее – КРУЭ).

3. Методические указания рекомендованы для организаций, занимающихся эксплуатацией КРУЭ.

4. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) адсорбент – твердое вещество, обладающее способностью поглощать инородные продукты из соприкасающихся с ним газов;

2) блокировка КРУЭ – часть КРУЭ, предназначенная для предотвращения или ограничения выполнения операций одними частями изделия при определенных состояниях или положениях других частей изделия в целях предупреждения возникновения в нем недопустимых состояний или исключения доступа к его частям, находящимся под напряжением;

3) комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией (КРУЭ) – это высоковольтное распределительное устройство с газовой изоляцией, предназначенное для приема, распределения и передачи электрической энергии в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 герц (далее – Гц) номинального напряжения 72,5 киловольт (далее – кВ) и выше;

4) комплектное распределительное устройство – распределительное устройство, состоящее из полностью или частично закрытых шкафов или блоков со встроенными в них аппаратами, устройствами защиты и автоматики, поставляемое в собранном или полностью подготовленном для сборки виде.

5) оболочка КРУЭ - часть КРУЭ, содержащая элегаз (газ) в предписанных условиях, необходимых для безопасного поддержания нормированного уровня изоляции, защищающая оборудование от внешних воздействий, обеспечивающая высокую степень защиты персонала и подлежащая заземлению;

6) указатель положения - часть коммутационного аппарата, которая указывает одно из возможных его положений (включенное, отключенное или заземленное, если применимо);

7) частичные разряды - электрические разряды очень небольшой мощности, возникающие внутри изоляции или на ее поверхности;

8) элегаз - газообразная шестифтористая сера SF_6 , обладающая высокими изоляционными и дугогасящими свойствами.

Глава 2. Область применения

5. Настоящие Методические указания распространяются на комплектные распределительные элегазовые устройства, предназначенные для работы при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц на номинальные напряжения 72,5 кВ и выше и соответствуют Руководству пользователя по применению комплектного распределительного устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ) на номинальное напряжение 72,5 кВ и выше.

6. Основными задачами организаций, занимающихся эксплуатацией КРУЭ, являются: обеспечение эксплуатационной гибкости, безопасности системы, надежности и работоспособности (ожидаемые плановые и неплановые перерывы в работе и их влияние на длительность простоя станции).

7. К эксплуатации относятся работы по обслуживанию и ремонту самого распределительного устройства и аппаратуры управления, их приводов и вспомогательного оборудования (трансформаторы напряжения, разрядники, трансформаторы тока).

8. Номинальные параметры КРУЭ:

1) номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$;

2) наибольшее рабочее напряжение $U_{\text{н. р.}}$;

3) номинальный уровень изоляции;

4) номинальная частота $f_{\text{ном}}$;

5) номинальный ток: отводов $I_{\text{НОМ.ОТВ}}$ и сборных шин $I_{\text{НОМ.сб}}$;

6) номинальный кратковременный выдерживаемый ток I_T (ток главных и заземляющих цепей);

7) пик номинального кратковременного выдерживаемого тока I_D (ток главных и заземляющих цепей);

8) номинальная длительность короткого замыкания $t_{\text{к.з.}}$;

9) номинальные параметры элементов, образующих части КРУЭ, включая их приводные и вспомогательные устройства;

10) номинальные уровни наполнения элегазом;

11) номинальные значения климатических факторов внешней среды.

9. Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ – действующее значение напряжения, равное номинальному междуфазному (линейному) напряжению электрических сетей, для работы в которых предназначено КРУЭ.

10. Значения номинального напряжения выбираются из ряда стандартных значений кВ: 110, 150, 220, 330, 500, 750. Используемые в электрических сетях зарубежные КРУЭ могут иметь значение номинального напряжения отличное от вышеприведенных стандартных значений.

11. Наибольшее рабочее напряжение $U_{н.р.}$ – действующее значение наибольшего междуфазного (линейного) напряжения, на которое рассчитано КРУЭ. Значения наибольшего рабочего напряжения выбираются из ряда стандартных значений, соответствующих значениям номинального напряжения: 110 – 126, 150 – 172, 220 – 252, 330 – 363, 500 – 525, 750 – 787.

12. Используемые в электрических сетях зарубежные КРУЭ могут иметь значение наибольшего рабочего напряжения отличное от вышеприведенных стандартных значений.

13. Номинальный уровень изоляции КРУЭ определяется выдерживаемыми испытательными напряжениями: кратковременным напряжением промышленной частоты, напряжением грозового импульса и для КРУЭ 330-750 кВ напряжением коммутационного импульса.

14. Выдерживаемые испытательные напряжения КРУЭ соответствуют значениям приведенным в комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией в металлической оболочке на номинальное напряжение 72,5 кВ и выше.

15. Стандартным значением номинальной частоты является 50 Гц.

16. Номинальный ток $I_{ном}$ главной цепи и аппаратуры управления КРУЭ – действующее значение симметричной составляющей тока, который элементы КРУЭ и аппаратура управления способны длительно пропускать в нормированных условиях применения.

17. Значения номинальных токов выбираются из ряда, соответствующего ГОСТ 6827-76, СТ СЭВ 780-77 Электрооборудование и приемники электрической энергии. Ряд номинальных токов предпочтительные значения номинальных токов главной цепи КРУЭ, А 200, 400, 630, 800, 1000, 1250, 1600, 2000, 2500, 3150, 4000, 5000, 6300, 8000, 10000.

18. Номинальный кратковременный выдерживаемый ток (ток термической стойкости) I_T - действующее значение тока, который КРУЭ и аппаратура управления в замкнутом положении могут пропускать в течение короткого нормированного времени и при нормированных условиях применения. Предпочтительные значения номинальных кратковременных выдерживаемых токов главной цепи КРУЭ в кА 20, 25, 31,5, 40, 50, 63, 80, 100.

19. Пик номинального кратковременного выдерживаемого тока I_D (ток электродинамической стойкости) определяется согласно постоянной времени затухания тока, которая является характеристикой системы. Постоянная времени

затухания тока 45 м охватывает большую часть случаев и соответствует пику номинального выдерживаемого тока, равному 2,5 значения номинального кратковременного выдерживаемого тока, для номинальной частоты 50 Гц.

20. В некоторых системах постоянная времени затухания тока более 45 мс. Для таких случаев обычно используются значения постоянной времени 60, 75 и 120 мс, в зависимости от номинального напряжения, а предпочтительное значение пика выдерживаемого тока принимается 2,7 значения номинального кратковременного выдерживаемого тока.

21. Номинальная длительность короткого замыкания $t_{к.з.}$ – промежуток времени, в течение которого КРУЭ и аппаратура управления в замкнутом положении могут пропускать ток, равный номинальному кратковременному выдерживаемому току.

22. Стандартные значения номинальной длительности короткого замыкания для главных цепей КРУЭ – 3 с, для цепей заземления – 1 с. В главных цепях КРУЭ при однофазных коротких замыканиях ток замыкается через цепи заземления. При применении иных значений номинальной длительности короткого замыкания для элементов КРУЭ используются рекомендуемые значения 0.5 с, 1 с, 2 с, 3 с.

23. Номинальные характеристики элементов КРУЭ соответствуют параметрам в главе 3 настоящих Методических указаний. Значения номинального тока отключения выключателя КРУЭ и тока включения быстродействующего заземлителя не менее параметров номинального кратковременного выдерживаемого тока.

24. В КРУЭ применяются электромагнитные трансформаторы напряжения с антирезонансными свойствами. Применение трансформаторов напряжения другого типа (емкостные, оптоэлектронные) и требования к ним согласовываются изготовителем с потребителем.

25. Требования к напряжению приводных и вспомогательных устройств соответствуют нормативным документам в области электроэнергетики.

26. Изменение переменного и постоянного напряжения источника питания в нормальном режиме, измеренное на входе вспомогательного оборудования (электронное управление, наблюдение, мониторинг и связь) при его работе составляет от 85 % до 110 % значения номинального напряжения.

27. Напряжение срабатывания реле, действие которых может привести к ложному срабатыванию коммутационных аппаратов (например, выходные реле защит, РКВ, РКО) не менее $0,6 U_{НОМ}$.

28. Значения номинального напряжения постоянного тока вспомогательных цепей, В 24, 48, 110, 220.

29. Пульсация напряжения постоянного тока, то есть значение разности между пиками переменной составляющей напряжения питания при номинальной нагрузке, ограничивается значением, не превышающим 5% постоянной составляющей.

30. Значения номинального напряжения переменного тока вспомогательных цепей, В:

1) трехфазные, трехпроводные или четырехпроводные сети (относительно нейтрали между фазами) – 120/208, 230/400;

2) однофазные, двухпроводные сети – 120, 230.

31. Провалы напряжения и прерывания питания не приводят к сбою в работе аппаратуры управления КРУЭ.

32. В отношении перерывов питания считается, что система работает правильно, если: не происходит ложных срабатываний оборудования; не происходит ложного срабатывания аварийной сигнализации или сигнализации о внешнем повреждении; любое ожидаемое действие завершается правильно, возможно, с небольшой задержкой.

33. Номинальные уровни наполнения элегаза плотность (или масса) или абсолютное давление газа в МПа (кгс/см²), отнесенное к температуре окружающего воздуха +20 °С, указывается для каждого газоизолированного отсека.

34. Номинальные значения климатических факторов внешней среды устанавливаются по нормативным документам в области электроэнергетики. Климатическое исполнение У и УХЛ, категории размещения – 1, 3, 3.1, 4.

35. Верхнее рабочее значение температуры окружающего воздуха исполнений У и УХЛ категорий исполнения 1, 3, 3.1 – +40 °С, УХЛ4 – +35 °С.

36. Нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха исполнений У1 и У3 – минус 45 °С, У 3.1 и УХЛ3.1 – минус 10 °С, УХЛ1 и УХЛ3 – минус 60 °С, УХЛ 4 – +1 °С.

37. Подробные требования к стойкости КРУЭ в отношении воздействия климатических факторов внешней среды с учетом климатической зоны, категорий размещения и условий эксплуатации устанавливаются в руководстве по эксплуатации изготовителя.

Глава 3. Технические требования к комплектным распределительным элегазовым устройствам

38. Технические характеристики КРУЭ удовлетворяют требованиям стандартов на КРУЭ конкретных типов, согласованным между потребителем и изготовителем.

39. Технические характеристики элементов КРУЭ соответствуют действующим стандартам на эти элементы, их номинальным параметрам и предъявляемым к ним техническим требованиям.

40. В отношении стойкости к воздействию климатических факторов внешней среды КРУЭ соответствуют нормативным документам в области электроэнергетики.

41. Для КРУЭ климатического исполнения У, категории размещения 3 нижнее значение температуры внешней среды помещения при эксплуатации допускается принимать равным минус 25 °С.

42. КРУЭ наружной установки изготавливают в исполнении У1 с нижним значением рабочей температуры окружающей среды до минус 45 °С, в исполнении ХЛ1(УХЛ1) с нижним значением рабочей температуры окружающей среды до минус 60°С по согласованным с заказчиком, техническим требованиям.

43. Вводы "элегаз-воздух" изготавливаются климатического исполнения У, категории размещения 1 с нижним значением температуры внешней среды до минус 45 °С, а для климатического исполнения ХЛ (УХЛ) категории размещения 1 с нижним значением температуры внешней среды до - 60 °С. Основные требования к КРУЭ по условиям установки и механической стойкости к внешним воздействиям: высота над уровнем моря – не выше 1000 м, тип атмосферы – II, сейсмостойкость соответствует географическому расположению подстанции, группа механического исполнения – ГОСТ 31419 "Методы испытаний на стойкость к механическим внешним воздействующим факторам машин, приборов и других технических изделий". В случае применения вводов 750 кВ установка КРУЭ на высоте над уровнем моря ограничивается 500 м.

Сноска. Пункт 43 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

44. Изоляция главных цепей КРУЭ, цепей управления, вспомогательных цепей, нормированные испытательные напряжения главных цепей КРУЭ.

45. Требования к стойкости при сквозных токах короткого замыкания. КРУЭ выдерживают воздействие номинального кратковременного тока и пика кратковременного тока (токов термической и электродинамической стойкости) при коротких замыканиях без повреждений, препятствующих его дальнейшей исправной работе. Значение тока электродинамической стойкости I_D не менее $2,5 I_T$.

46. Цепи заземления КРУЭ устойчивые к воздействию сквозных токов короткого замыкания при длительности их протекания, определяются значениями указанными в главе 4 настоящих Методических указаний.

47. Требования к нагреву при нормальных режимах и коротких замыканиях.

48. Температура нагрева частей оболочек КРУЭ в нормальных условиях обслуживания оборудования, доступных для прикосновения не превышает 70 °С, недоступных для прикосновения не превышает 80 °С.

49. Допустимые превышения температуры нагрева вторичных цепей оборудования КРУЭ соответствуют нормативным документам в области электроэнергетики. Аппараты электрические на напряжении до 1000 В. Допустимые температуры нагрева частей аппаратов соответствуют нормативным документам в области

электроэнергетики, а предельно допустимые значения температур нагрева контактов токоведущих частей при протекании сквозных токов короткого замыкания не рекомендуется превышать значения.

50. Изготовителем указывается тип, требуемое качество, количество и плотность газа (смеси газов), используемого в элементах КРУЭ и аппаратуре управления, дает потребителю указания по обновлению газа, поддержанию его требуемого количества и качества. Для предотвращения конденсации наибольшее допустимое содержание влаги внутри элементов КРУЭ, заполненных газом при номинальной плотности ρ_{ge} (номинальное давление (или плотность) элегаза для изоляции и (или) коммутационной способности при заполнении), обеспечивает, чтобы точка росы была не выше, чем минус 5 °С при измерении при температуре +20 °С и при номинальной плотности ρ_{gm} (номинальное давление (плотность) заполнения для оперирования).

51. Соответствующая поправка делается для измерения, выполненного при других температурах. Изготовитель указывает требования к новому и использованному газу, применяемому в КРУЭ. Новый элегаз для применения в КРУЭ и аппаратура управления – использование и обращение с гексафторидом серы (элегазом) в высоковольтной коммутационной аппаратуре и аппаратуре управления (для использования элегаза в высоковольтном КРУЭ).

52. В качестве изоляционной и дугогасящей среды в элементах КРУЭ допускается использовать смеси газов. Наиболее распространенные смеси элегаз/азот ($SF_6 + N_2$) и элегаз/четырёхфтористый углерод ($SF_6 + CF_4$). Оба вида смесей применяют в оборудовании для использования его при более низких температурах окружающей среды без специальных мероприятий, предотвращающих сжижение элегаза (подогрев). Допустимое значение нижней рабочей температуры оборудования, использующей смесь газов, определяется парциальным содержанием элегаза в смеси. Смесей элегаз/азот используют преимущественно при обеспечении изоляционных характеристик оборудования, смеси элегаз/четырёхфтористый углерод – при сохранении высоких дугогасительных свойств. Обобщенная информация о физических свойствах смесей и их практическом использовании.

53. Технические характеристики компонентов для смесей с элегазом соответствуют азоту – по ГОСТу для азота особой чистоты, четырехфтористого углерода.

54. Методика приготовления смесей, заполнения смесями оборудования и поддержания состава смесей в процессе эксплуатации – по руководству изготовителя оборудования.

55. КРУЭ выполняется таким образом, чтобы обеспечивалась безопасность персонала при нормальной эксплуатации, при аварийных ситуациях и ремонтных работах, в том числе при обслуживании коммутационных аппаратов, при заземлении подсоединяемых кабелей, определении повреждения кабеля, испытаниях напряжением

подсоединяемых кабелей или других аппаратов и устранении опасных электростатических зарядов, при проверке последовательности фаз после установки.

56. Конструкция устройства обеспечивает, чтобы допустимые смещения фундамента и механические или термические воздействия не влияли на заданные параметры оборудования. Компенсаторы механических смещений и расширений размещаются в местах обеспечивающих механическую гибкость КРУЭ.

57. Все элементы с одинаковыми номинальными данными и конструкцией, которые могут потребовать замены, взаимозаменяемые. Различные элементы, заключенные в оболочку, выполняются по соответствующим стандартам.

58. КРУЭ разделяется на отсеки таким образом, чтобы были соблюдены нормальные рабочие условия и обеспечены меры по ограничению воздействия дуги на внутренние полости. Для этой цели используют перегородки.

59. Перегородки (изоляторы) рассчитаны:

1) на разность давлений при вакуумировании газа из отсека (элемента) с одной стороны перегородки при нормальном рабочем давлении на другой стороне перегородки;

2) на увеличенное давление на одной стороне перегородки при нормальном рабочем давлении на другой ее стороне во время электрического испытания оборудования цепей;

3) для несимметричных перегородок на наихудшее направление давления; на дополнительные нагрузки и вибрацию;

4) на возможность обслуживания элемента, выполняемого с перегородкой, находящейся под давлением.

60. Элементы КРУЭ, устанавливаемые в оболочках, удовлетворяют требованиям соответствующих стандартов. Ввиду малых габаритов, увеличенных сроков службы и межремонтных периодов, в конструкциях элементов КРУЭ предусматриваются устройства, позволяющие контролировать параметры оборудования в процессе его эксплуатации и обеспечивать повышенную надежность функционирования в коммутационных аппаратах счетчики срабатывания, в нелинейном ограничителе перенапряжения датчики контроля тока проводимости, в измерительных трансформаторах исполнение отдельной обмотки для учета электроэнергии.

61. Для приводных систем выключателей и быстродействующих заземлителей, обладающих включающей способностью на короткое замыкание, предпочтение отдается пружинным механизмам, для разъединителей и рабочих заземлителей – двигательным приводам.

62. Элементы КРУЭ оснащаются вспомогательными средствами (подогрев, вентиляция, защитные меры и т.п.), обеспечивающими нормальную работу

оборудования во всем диапазоне фактических условий эксплуатации. При использовании подогрева элементов КРУЭ предусматривается контроль цепи подогрева.

63. В случае нарушения действия вспомогательных средств, нормальное функционирование оборудования КРУЭ возможно в течение двух часов после прекращения работы этих средств.

64. После восстановления действия вспомогательных средств, оборудование КРУЭ обеспечивает нормированные технические характеристики. Перемена полярности в точке присоединения не приводит к повреждению вспомогательных цепей и цепей управления.

65. Органы управления включением и отключением коммутационными аппаратами и органы управления аварийным прекращением работы сети располагаются на высоте от 0,4 м до 1,8 м выше уровня обслуживания. Другие органы управления располагаются на удобной для оперирования высоте. Индикаторные устройства располагаются на высоте, на которой их показания легко различимы. Размещение элементов КРУЭ учитывает доступность для монтажа, прокладки проводов, обслуживания и замены. При обслуживании элементов КРУЭ на высоте 1,2 м и более от уровня пола, предусматриваются площадки обслуживания – передвижные и/или стационарные. Если элементы КРУЭ требуют настройку в течение срока эксплуатации, предусматривается доступ для обслуживающего персонала без опасности поражения электрическим током.

66. Составные части КРУЭ, соединенные с кабелем, выдерживают испытательные напряжения, установленные в соответствующих стандартах для кабелей на то же номинальное напряжение. Во время испытаний электрической прочности кабелей соседние части КРУЭ, отключаются и заземляются, чтобы предотвратить влияние пробивных разрядов в кабеле на части КРУЭ, находящиеся под напряжением.

67. Для этого в кабельном присоединении КРУЭ устанавливается разъединитель.

68. Ввод для проведения диагностики и испытания кабелей постоянного и переменного тока предусматриваться на оболочке кабельного соединения или на КРУЭ для каждой фазы соответствуют документу, указанному в подпункте 19 пункта 8 настоящих Методических указаний.

69. Прямые соединения КРУЭ с трансформатором выполняются в соответствии с соответствием документу, указанному в подпункте 9) пункта 8 настоящих Методических указаний. Для возможности проведения профилактических испытаний трансформаторов в элегазовом токопроводе КРУЭ у входа в трансформатор устанавливают разъединитель.

70. Вводы "элегаз-воздух" ("воздух-газ"). Вводы КРУЭ соответствуют требованиям ГОСТ 1516.3-96 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ.

Требования к электрической прочности изоляции Вводы соответствуют климатическому исполнению.

71. В конструкциях токопроводов для внутриподстанционных связей преимущественно используются оболочки, токоведущие части, контактные узлы, перегородки и опорные изоляторы, применяемые в основных элементах КРУЭ.

72. Для обеспечения испытания КРУЭ повышенным напряжением, нормируемым для соединения с трансформатором и вводов, как для кабельного соединения, предусматривается создание изоляционного разрыва от присоединенного оборудования. Применение изоляционных приспособлений является более предпочтительным способом, чем демонтаж деталей. Для воздушных вводов может быть достаточным отсоединение провода с внешней (воздушной) стороны.

73. Для возможности проведения проверки электрического сопротивления главной токоведущей цепи в конструкции КРУЭ предусматривается возможность доступа к главной токоведущей цепи без демонтажа элементов КРУЭ.

74. Выбор материалов и защитных покрытий деталей и сборочных единиц КРУЭ определяется условиями эксплуатации и рекомендациями изготовителя.

75. При эксплуатации обращается внимание на возникновение коррозии оборудования. Все болтовые или резьбовые соединения оболочки легко разбираемые. В частности, гальваническая коррозия между материалами учитывается, так как она может привести к потере герметичности. Непрерывность цепей заземления гарантируется с учетом коррозии болтовых и резьбовых соединений.

76. Количество точек заземления и схема заземления КРУЭ выполняются таким образом, чтобы исключить какие-либо проявления электро-химической коррозии металла токопроводов КРУЭ в местах перехода их через перекрытия.

77. Управляемая система давления, в которой объем газа автоматически подпитывается от внешнего источника сжатого газа или от внутреннего источника газа, в КРУЭ не применяется.

78. В КРУЭ используются автономная система давления и замкнутая система давления. Предусматриваются средства, дающие безопасную и удобную подпитку газовых систем при нахождении оборудования в эксплуатации. Применение внешних трубок для подпитки газа не допускается.

79. Характеристика герметичности автономной системы давления и время между подпитками при нормальных условиях эксплуатации устанавливаются изготовителем в соответствии с принципом минимального обслуживания и осмотра, время между подпитками не менее чем 1 месяц. Рекомендуемый уровень утечки одиночного отсека КРУЭ в атмосферу и между отсеками для автономной системы давления – не более 0.5 % в год.

80. Герметичность замкнутых систем давления характеризуется ожидаемым сроком службы. Ожидаемый срок службы по режиму утечки определяется изготовителем.

Предпочтительные значения: 20 лет, 30 лет и 40 лет. В замкнутой системе давления для выполнения требования к ожидаемому сроку службы принимается уровень утечки газа - 0,1 % в год.

81. Определение утечки газа по "запаху" медленное перемещение течеискателя в местах предполагаемого нарушения герметичности оборудования для определения места течи газа.

82. Координация давления. Давление внутри КРУЭ отличается от уровня номинального давления заполнения из-за различных условий эксплуатации. Повышение давления из-за температуры и утечки между отсеками может вызвать дополнительные механические напряжения. Снижение давления, из-за утечки снижает электрическую прочность. На рисунке 1 в приложении 1 к настоящим Методическим указаниям представлена рекомендуемая координация давлений.

83. Изготовитель выбирает минимальное допустимое давление элегаза для изоляции и коммутационной способности p_{me} и давление срабатывания предупредительной сигнализации снижения давления. Номинальное давление элегаза для изоляции и коммутационной способности при заполнении $p_{ге}$ устанавливается в зависимости от минимального допустимого давления элегаза для изоляции и коммутационной способности и допустимого уровня утечки, чтобы получить интервал времени между подпитками 25 лет.

84. Интервал между значением давления при срабатывании сигнализации о снижении давления и минимальным допустимым давлением достаточен для выполнения работ по повышению давления. Учитывается погрешность устройств контроля давления газа.

85. Устройства для сброса давления защищают от избыточного давления в случае внутреннего повреждения. В целях безопасности и ограничения последствий для КРУЭ рекомендуется в каждый отсек установить устройство для сброса давления, кроме отсеков с большим объемом, где избыточное давление само ограничивается до значений, которые не превышают давление типового испытания. Для таких отсеков возможность ограничения давления подтверждается расчетом. Устройства для сброса давления расположены так, чтобы свести к минимуму опасность для оператора при выполнении им обычных обязанностей на подстанции с газовой изоляцией.

86. Устройства для сброса давления имеют дефлектор, чтобы направлять выброс и обеспечивать отсутствие опасности для работы оператора в местах его возможного нахождения.

87. Под термином "устройство для сброса давления" подразумевают клапана, имеющие давление открытия и закрытия, и устройства для сброса давления без повторного закрытия отверстия сброса, например, диафрагмы и разрывные мембраны.

88. Конструкция оболочек соответствует требованиям нормативных документов в области электроэнергетики.

89. Оболочка способна выдерживать нормальные и переходные давления, которым она подвергается в эксплуатации, возможные воздействия при возникновении внутреннего дугового перекрытия. В случае внутреннего короткого замыкания, в результате которого происходит повреждение оболочки, она заменяется и проверяется целостность оболочек смежных элементов.

90. Воздействие дуги при внутреннем коротком замыкании и стойкость оболочек элементов КРУЭ. Предусматриваются меры для уменьшения последствий внутренней дуги для оборудования КРУЭ и сокращения временного интервала перерыва в энергопитании. Одним из средств, которые решают эту проблему, являются устройства сброса давления (предохранительные мембраны, клапана и тому подобное). Дуга не проникает в соседние газовые отсеки. Последствия внутренней дуги локализуются в пределах одного отсека, в котором возникла дуга.

91. Секционирование КРУЭ позволяет быстро восстановить те части, которые не подверглись воздействию дуги, и восстановить функционирование КРУЭ.

92. Следствием внутреннего дугового перекрытия являются: повышение давления газа; возможный прожог оболочки.

93. Для обеспечения высокой степени защиты персонала, внешние эффекты дуги ограничиваются защитой от появления отверстий или разрывов в оболочке без какого-либо бесконтрольного выброса твердых частиц.

94. Длительность горения дуги определяется первой ступенью релейной защиты (основная защита) или второй ступенью (резервная защита). При различной длительности дуги согласно настройке систем защиты приводятся в таблице 1 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

95. Изготовитель и потребитель определяют время, в течение которого при возникновении тока короткого замыкания дуга не вызывает внешних воздействий.

96. Блокировки КРУЭ связаны с состоянием уровня давления газа в элементах ячейки, обеспечением безопасности персонала и предотвращения ущерба при работе с коммутационными аппаратами КРУЭ.

97. Блокировки низкого и высокого давления устройств автономных и замкнутых систем давления, заполненных сжатым газом для изоляции и/или функционирования и имеющих минимальное рабочее давление для изоляции и/или функционирования выше 0,2 МПа (абсолютное давление), снабжаются контролирующими устройствами давления (или плотности) для постоянного или периодического контроля как часть программы обслуживания.

98. Для элементов КРУЭ и аппаратуры управления, имеющих минимальное рабочее давление не выше 0,2 МПа (абсолютное давление), такие средства предусматриваются по соглашению между изготовителем и потребителем.

99. Плотность газа или давление газа, скомпенсированное по температуре, в каждом отсеке постоянно контролируется. Контролирующее устройство индикаторного типа обеспечивает не менее двух уставок уровня давления или плотности. Контролирующие газ устройства доступны для проверки и замены при нахождении оборудования высокого напряжения в эксплуатации.

100. В случаях, когда номинальная плотность при заполнении различается для соседних отсеков, допускается использовать третий уровень сигнализации, указывающий на избыточную плотность.

101. Учитываются погрешности индикаторных приборов возможные различия в температуре между контролирующим устройством и контролируемым газом.

102. Блокировки в главных цепях КРУЭ. Для главных цепей обеспечиваются устройства блокировки, используемые для создания изоляционных промежутков и заземлении: блокировки для предотвращения включения – на аппаратах, установленных в главной цепи, используемые для обеспечения изоляционного промежутка при работах по обслуживанию; блокировки для предотвращения отключения – на заземлителях.

103. Элементы блокировок КРУЭ (промежуточные реле блокировок разъединителей - заземлителей, контакторы блокировок разъединителей - заземлителей), выполненных изготовителем, имеют дополнительные блок контакты состояния для сбора в контроллеры присоединения в виде дискретных сигналов информации о состоянии указанных элементов.

104. В цепях электрической блокировки КРУЭ предусматриваются реле блокировки с нормально замкнутыми контактами для реализации дополнительных условий блокировки (программные блокировки в контроллерах присоединений).

105. Заземлители, имеющие включающую способность при коротком замыкании, меньшую номинального пика выдерживаемого тока короткого замыкания, механически заблокированы с соответствующими разъединителями так, чтобы при высоком напряжении на главной токоведущей цепи было невозможно включение заземляющей цепи, при включенном положении заземляющей цепи не допускалось включение главной токоведущей цепи.

106. Быстродействующие заземлители имеют блокировку от включения при наличии напряжения на главной токоведущей цепи и механическую блокировку привода в отключенном и включенном положениях.

107. Выключатели нагрузки с включающей способностью при коротком замыкании менее, чем номинальный пик выдерживаемого тока короткого замыкания или с отключающей способностью, менее номинального рабочего тока и разъединители заблокированы с соответствующим выключателем для предотвращения отключения или

включения выключателя нагрузки или разъединителя, если выключатель не отключен. На подстанциях с несколькими системами сборных шин возможны операции по переключению с одной системы шин на другую, выполняемые под нагрузкой.

108. Конструкция КРУЭ предусматривает проведение проверки отсутствия высокого напряжения на отходящих линиях путем использования встроенных указателей напряжения.

109. Шум. Во время работы КРУЭ уровень шума, производимого оборудованием, не превышает санитарных норм.

110. Заземление КРУЭ и аппаратуры управления. Оболочки элементов КРУЭ и вспомогательного оборудования снабжаются заземляющим выводом, имеющим зажимной винт или болт для соединения с заземляющим проводником. Точка подсоединения маркирована знаком заземления.

111. Части металлических оболочек, подсоединенных к системе заземления, рассматриваются как заземляющий провод. Общие рекомендации для заземляющих устройств в электроустановках согласно Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 19 марта 2015 года № 222 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за №10889) (далее – ПТБ потребителей).

112. Допускается заземление КРУЭ выполнять в соответствии с руководством изготовителя.

113. Заземление главной цепи. Предусматривается возможность заземления всех частей главных токоведущих цепей для обеспечения безопасности обслуживающего персонала во время ремонтных работ.

114. Заземление выполняется посредством:

1) заземлителя с включающей способностью, равной пику номинального выдерживаемого тока, если при заземлении есть вероятность, что подсоединяемая цепь находится под напряжением;

2) заземлителя, не обладающего включающей способностью на ток короткого замыкания, если при заземлении есть уверенность в том, что подсоединяемая цепь не находится под напряжением.

115. Заземлители, устанавливаемые на сборных шинах и на отходящих линиях, обладают быстродействием и включающей способностью на ток короткого замыкания.

116. После открытия оболочки на время проведения ремонтных работ обеспечивается возможность подсоединения переносных заземлений к тем элементам цепи, которые ранее были заземлены через заземлители.

117. Заземление оболочки. Оболочки и все металлические части, не входящие в главную или вспомогательную цепь, заземлены. Выполнение соединений оболочек,

рамы и других металлических частей для обеспечения непрерывности цепи выполняется болтовым соединением или сваркой.

118. При по фазной конструкции КРУЭ для обеспечения протекания наведенных токов устанавливаются петлевые цепи, соединяющие между собой оболочки трех фаз. Каждая из этих петлевых цепей напрямую связана, насколько это возможно, с общей системой заземления при помощи проводника, пропускающего ток короткого замыкания.

119. Степени защиты и безопасность персонала, обслуживающего главные цепи КРУЭ, достигается благодаря полной герметизации оболочек главной цепи КРУЭ.

120. Степени защиты определяются для аппаратов управления, допускающих проникновение снаружи, оболочек (шкафов) соответствующих цепей управления и/или вспомогательных цепей низкого напряжения и приводов управления всех коммутационных аппаратов высокого напряжения, аппаратуры управления и коммутационных устройств.

121. Защита персонала от доступа к опасным частям и защита оборудования от твердых посторонних предметов (код I_p). Степень защиты персонала от доступа к опасным частям цепей управления и/или вспомогательных цепей и любым опасным подвижным частям обеспечиваемая оболочкой, обозначается в соответствии с таблицей 2 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

122. Первая цифра указывает степень защиты, обеспечиваемую оболочкой в отношении персонала, защиту оборудования внутри оболочки от проникновения твердых посторонних предметов.

123. В таблице 2 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям приведены характеристики элементов, которые "исключены" оболочкой для каждой из степеней защиты. Термин "исключены" означает, что твердые посторонние предметы не проникают в оболочку полностью и что часть тела работника или предмета, находящегося в его руках, не входит в оболочку, если входит, то будет сохранен соответствующий зазор и не будет касания токоведущих частей.

124. Защита от попадания воды (код I_p). Для оборудования внутренней установки степень защиты от опасного попадания воды, вторая цифра I_p кода не указывается. Оборудование для наружной установки, обеспеченное дополнительными элементами защиты от дождя и других погодных условий, обозначается посредством дополнительной буквы W, приводимой после второй цифры или после дополнительной буквы, если таковая имеется.

125. Для главной цепи коммутационной аппаратуры в нормальном режиме работы без коммутационных операций уровень эмиссии проверяется путем измерения напряжения радиопомех.

126. Требования к электромагнитной совместимости предъявляются к интерфейсам и вводам вспомогательных цепей, цепей управления, вспомогательных сборок, имеющим электронные компоненты, воздействие помех на которые может привести к неправильному функционированию. Предельные значения радиопомех при испытаниях не превышают нормированных значений, указанных в стандартах на электрооборудование отдельных видов.

127. В коммутационных аппаратах, если контакты невидимы, предусматривается указатель положения контактов главной цепи, механически связанный с этими контактами. Обеспечивается возможность контроля указателя положения при регламентных работах с оборудованием.

128. Включенное положение маркировано как В (белая буква на красном фоне). Отключенное положение маркировано как О (белая буква на зеленом фоне).

129. Определение отключенного положения разъединителя или заземлителя обеспечивается, если выполнено одно из следующих условий, виден изоляционный промежуток, положение подвижного контакта, гарантирующее изоляционное расстояние или промежуток, показывается визуальным индикаторным устройством.

130. КРУЭ, его основные части и приводные устройства имеют заводские таблички, содержание которых согласовывается между изготовителем и заказчиком. Таблички с четким и с длительно сохраняющимся текстом, устойчивым к атмосферным воздействиям и коррозии.

131. Индивидуальные таблички установленного в КРУЭ оборудования допускается упростить, если общая информация для КРУЭ указана в основной табличке. Изготовитель дает сведения об общем количестве газа, содержащемся в КРУЭ.

132. В табличках приводятся характеристики и их символы:

- 1) номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$;
- 2) наибольшее рабочее напряжение U_r ;
- 3) нормированное выдерживаемое напряжение грозового импульса U_p ;
- 4) нормированное выдерживаемое напряжение коммутационного импульса U_s ;
- 5) нормированное выдерживаемое напряжение промышленной частоты U_d ;
- 6) номинальный ток I_r ;
- 7) номинальный кратковременный выдерживаемый ток I_k ;
- 8) пик номинального выдерживаемого тока I_p ;
- 9) номинальная частота f_r ;
- 10) номинальная длительность короткого замыкания t_k ;
- 11) номинальный ток отключения выключателя $I_{\text{о.ном}}$ (I_{SC});

12) номинальное напряжение питания вспомогательных цепей U_a ;

13) номинальное давление (плотность) заполнения для оперирования p_{gm} ;

14) номинальное давление (плотность) для изоляции и коммутационной способности при заполнении p_{re} ;

15) давление (плотность) предупредительного сигнала для функционирования p_{am} ;

16) минимальное рабочее давление (плотность) для изоляции и коммутационной способности p_{me} ;

17) минимальное рабочее давление (плотность) для функционирования p_{mm} ;

18) масса.

133. Другие характеристики (например, тип газа или класс температуры) являются специальными, они изображаются символами, используемые в соответствующих стандартах.

134. Если коммутационная аппаратура состоит из нескольких независимых полюсов, каждый полюс снабжается дополнительной маркировочной табличкой с указанием составной части, порядкового номера по системе изготовителя и номера полюса.

135. Срок службы КРУЭ – не менее 30 лет. Срок службы до среднего ремонта – 15 лет.

136. Текущий и средний ремонты элегазового оборудования проводятся в сроки, указанные в технической документации изготовителей.

137. Периодичность последующих средних ремонтов допускается изменять исходя из технического состояния. После исчерпания ресурса производится капитальный ремонт оборудования независимо от продолжительности его эксплуатации.

137. Диагностика и система мониторинга программы технического диагностирования состояния КРУЭ определяется техническими характеристиками оборудования, параметрами надежности, которые изготовитель гарантирует оборудованию, и интенсивностью его работы в эксплуатации.

139. Система диагностики КРУЭ предусматривает контроль основных технических характеристик оборудования:

1) состояние главной токопроводящей цепи (степень нагрузки по току и нагрев элементов КРУЭ);

2) состояние изоляции главных цепей, уровень частичных разрядов;

3) состояние газовой системы (давление/плотность элегаза, степень увлажнения элегаза, примеси в элегазе);

4) состояние блокировок коммутационных аппаратов;

5) соответствие механических параметров коммутационных аппаратов (скоростных и временных характеристик, конечных положений подвижных частей, параметров приводов);

6) ресурсные характеристики коммутационных аппаратов (механическая наработка, коммутационный ресурс);

7) состояние вторичных цепей измерительного оборудования, цепей управления, включая контроль оперативных цепей и системы обогрева.

140. Сроки диагностического тестирования элегазового оборудования соотносятся с графиками технического обслуживания КРУЭ. В систему мониторинга КРУЭ входят встроенные индикаторные датчики давления (плотности) газа элементов ячейки, механических операций и наработки коммутационного ресурса коммутационными аппаратами.

141. Дополнительное оснащение системы мониторинга КРУЭ (контроль частичных разрядов, соответствия механических характеристик коммутационных аппаратов нормированным значениям) определяется экономической целесообразностью, договоренностью заказчика и изготовителя.

Глава 4. Требования к испытаниям и приемке

142. Типовые испытания проводятся с целью проверки характеристик КРУЭ и аппаратуры управления, их приводов и вспомогательного оборудования.

143. Изготовителю необходимо продемонстрировать отчетами или сертификатами испытаний, что все типовые испытания были проведены для сборочных узлов конструкции, поставленной заказчику. Типовые испытания не являются частью системы обеспечения качества для каждой поставляемой партии изделий и проводятся только один раз для данной конструкции.

144. Стандартные испытания являются неотъемлемой частью процесса обеспечения качества. Они выполняются во время изготовления каждой позиции оборудования с целью выявления дефектов материала или конструкции. Приемные испытания, если они требуются заказчиком, являются частью стандартных испытаний. Поскольку приемные испытания не определены в стандартах, то критерии приемки с допусками устанавливаются изготовителем перед стандартными испытаниями для того, чтобы их мог проверить заказчик.

145. Испытания после монтажа на рабочей площадке выполняются для выявления повреждения, полученного при транспортировке, хранении, воздействии окружающей среды или окончательной сборки. Обращается внимание на то, что испытание на рабочей площадке не является репетицией ни типовых, ни стандартных испытаний. Их целью является проверка целостности системы перед включением электропитания. Они являются последним этапом процесса управления и обеспечения качества. Рекомендации, технические и практические соображения по испытаниям на рабочей площадке.

146. Испытания электрической прочности изоляции КРУЭ и аппаратуры управления выполняется в соответствии с ГОСТ 1516.3-96 "Электрооборудование

переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции".

147. Изоляция цепей управления и вспомогательных цепей КРУЭ испытывается кратковременным (одноминутным) переменным напряжением.

148. Испытание с измерением характеристик частичных разрядов проводится приложением к испытуемой изоляции переменного напряжения, предварительное значение которого длительностью 10 с равно $1.05 U_{н.р.}$. Затем напряжение без отключения снижается до $1.1 U_{н.р.} /$

$\sqrt{3}$

и выдерживается в течение не менее 1 мин, при этом производится измерение интенсивности частичных разрядов, значение которого не превышает 10^{-11} Кл.

149. Поправочные коэффициенты при испытаниях КРУЭ на электрическую прочность внутренней изоляции не применяются.

150. Испытанию под дождем подвергаются только наружные вводы. Испытания КРУЭ проводят при нормированной минимальной рабочей плотности элегаза. КРУЭ, аппаратура управления смонтированы для испытаний электрической прочности изоляции с минимальными указанными изготовителем изоляционными промежутками и высотой.

151. Схемы и условия применительно к испытательным напряжениям даны в ГОСТ 1516.3-96 "Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции".

152. Испытания на нагрев. Испытания на нагрев при продолжительном режиме работы главных цепей, цепей управления и вспомогательных цепей проводятся в соответствии с нормативными документами в области электроэнергетики.

153. Испытания на стойкость при сквозных токах короткого замыкания главные цепи КРУЭ, цепи заземления подвергаются испытанию на стойкость при сквозных токах короткого замыкания. Испытание проводится при номинальной частоте с допуском $\pm 8\%$ при любом подходящем для опыта напряжении.

154. КРУЭ с трехфазными оболочками подвергаются трехфазным испытаниям. КРУЭ с однофазными оболочками испытываются при использовании одной фазы с полным обратным током в оболочке.

155. Испытания проводятся на элементе КРУЭ, который включает в себя все типы соединений секции: болтовые, сварные, розеточные или какие-либо другие способы соединения секций для проверки целостности соединенных секций КРУЭ. Испытания проводятся при использовании конфигураций, которые создают наиболее жесткие условия.

156. Периодическая составляющая испытательного тока равна периодической составляющей тока термической стойкости (I_k) КРУЭ. Пик тока (для трехфазной цепи - наибольшее значение в одной из крайних фаз) не меньше, чем ток электродинамической стойкости (I_p) и не превышает его более, чем на 5 %.

157. При трехфазных испытаниях ток в любой фазе не отклоняется от среднего значения токов в трех фазах более чем на 10 %. Среднее действующее значение периодической составляющей испытательных токов не менее номинального значения.

158. Испытательный ток (I_t), пропускается в течение времени t_t , равного номинальной длительности t_k короткого замыкания.

159. Состояние коммутационной аппаратуры и аппаратуры управления после испытаний. После испытания коммутационная аппаратура и аппаратура управления не имеют изменений механических характеристик, превышающих допустимые значения, способны нормально работать, пропускать длительно номинальный рабочий ток без превышения предельной температуры, нормированной по нормативным документам в области электроэнергетики и выдерживать напряжение, предписанное для испытаний электрической прочности изоляции.

160. Не допускается деформации или повреждения проводников токопроводящего контура элементов КРУЭ. Допускается некоторая деформация и ослабление проводников и соединительных элементов заземления, при этом сохраняется непрерывность цепи заземления.

161. Коммутационные аппараты, образующие часть главной цепи КРУЭ, испытывающие на коммутационную способность.

162. Коммутационные аппараты КРУЭ подвергаются механическим испытаниям и испытаниям на устойчивость к климатическим внешним воздействующим факторам.

163. Механические испытания при температуре окружающей среды предусматривают проверку характеристик и исправность работы механизмов аппаратов и испытания их на ресурс по механической стойкости.

164. До и после механических испытаний проводится проверка герметичности для подтверждения допустимого расхода газа на утечки.

165. Испытание на устойчивость к климатическим внешним воздействующим факторам. Испытания на устойчивость к климатическим внешним воздействующим факторам проводятся в соответствии со стандартами на элементы КРУЭ согласно нормативным документам в области электроэнергетики.

166. Испытания для подтверждения механической прочности и проверка степени защиты оболочек. При изготовлении гидравлическим испытаниям подвергаются все оболочки. После испытаний оболочка не имеет пробоин, деформация оболочки не

влияет на нормальную работу оборудования, на уменьшение изолирующего промежутка, длину пути утечки или уменьшения нормированной степени защиты против доступа опасных частей ниже допустимых значений.

167. В соответствии с ГОСТ 14254-96 "Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)" проводятся испытания оболочек в нормальных климатических условиях испытаний по нормативному документу в области электроэнергетики. При проверке I_p когда испытываемое оборудование чистое и новое, со всеми конструктивными элементами, закрепленными так, как это предусмотрено изготовителем.

168. Измерение расхода изоляционного газа на утечки выполняется при испытаниях с каждым типом оборудования КРУЭ, для подтверждения требуемого расхода газа на утечки при воздействии, вызванном механическими испытаниями и на стойкость к воздействию климатических факторов внешней среды.

169. Испытание на герметичность проводится с целью подтверждения, что расход газа на утечки F не превышает нормированного значения допустимого расхода газа на утечки F_p .

170. Испытания на герметичность выполняются при заполнении элементов КРУЭ тем же газом и в тех же условиях, которые используются при эксплуатации. Испытания выполняются на элементах, составных частях или сборочных единицах. В таких случаях утечки всей системы определяется как сумма утечек составных частей системы. Принимается в расчет утечки между сборочными единицами, имеющими разное давление.

171. Испытание на герметичность коммутационной аппаратуры и аппаратуры управления, содержащей контактный коммутационный аппарат, выполняется при включенном и отключенном положениях аппарата, если скорость утечки зависит от положения главных контактов.

172. Повышенный расход на утечки при низких температурах, если такие испытания требуются в соответствующих стандартах, является допустимым при условии, что расход возвращается к значению не выше, чем максимально допустимая величина при нормальной температуре окружающего воздуха. Повышенный расход на утечки не превышает значений, заданных в таблице 3 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

173. Испытания на электромагнитную совместимость:

1) испытания на излучение от главных цепей (испытание на радиопомехи). Относится к вводам "воздух-элегаз". Испытания проводятся переменным напряжением с измерением радиопомех. Коммутационная аппаратура рассматривается как выдержавшая испытание, если уровень радиопомех при $1,1 U_{н.р} /$

не превышает 2500 мкВ;

2) испытания на помехоустойчивость вспомогательных цепей и цепей управления. Вспомогательные цепи и цепи управления коммутационной аппаратуры подвергаются испытаниям на помехоустойчивость, если они содержат электронное оборудование, воздействие помех на которое может привести к неправильному функционированию оборудования.

174. Дополнительные испытания вспомогательных цепей и цепей управления. Дополнительные испытания вспомогательных цепей и цепей управления выполняются для подтверждения надлежащей работы вспомогательных цепей и цепей управления.

175. Критерии стойкости оболочек элементов КРУЭ в условиях горения дуги при внутреннем коротком замыкании. Установлены два критерия оценки защищенности оборудования от повреждения внутренней дугой. Первый соответствует продолжительности протекания тока при срабатывании первой (главной) ступени токовой защиты (основной быстродействующей защиты), а второй относится к случаю, когда короткое замыкание устраняется действием второй (запасной) ступени защиты (резервной защиты).

176. КРУЭ считается прошедшим испытание, если удовлетворяются оба критерия состояния, приведенные в таблице 1 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

177. Для подтверждения обоих критериев, длительность испытания равна времени срабатывания второй ступени защиты. Если второй критерий удовлетворяется с прожогом оболочки и момент прожога с нужной достоверностью определить затруднительно, допускается подтверждение первого критерия отдельным испытанием с временем протекания тока, соответствующим первой ступени защиты.

178. Климатические испытания проводятся с целью определения работоспособности оборудования в диапазоне от нижнего рабочего значения температуры до верхнего рабочего значения температуры, нормированных для КРУЭ.

179. Сейсмостойкость КРУЭ соответствует сейсмической зоне места установки оборудования. Испытания на сейсмостойкость оборудования и ее оценка проводятся исходя из требований соответствуют ГОСТ 30546.1-98 "Методы, рекомендованные для сейсмической квалификации электрического оборудования системы безопасности для атомных электростанций".

180. При проведении приемо-сдаточных испытаниях проводятся следующие виды испытаний:

1) испытание электрической прочности изоляции главной цепи кратковременным (одноминутным) переменным напряжением;

2) испытание электрической прочности изоляции главной цепи переменным напряжением с измерением частичных разрядов;

3) испытания вспомогательных цепей и цепей управления;

- 4) измерение электрического сопротивления главной токоведущей цепи;
- 5) испытание на герметичность;
- 6) проверка на соответствие требованиям сборочного чертежа;
- 7) механические испытания.

181. Испытания проводят с приложением нормированного кратковременного напряжения промышленной частоты при нормируемой минимальной рабочей плотности элегаза. Испытания по контролированию уровня частичных разрядов проводятся в соответствии с ГОСТ 1516.3-96 "Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции". Измерения частичных разрядов проводятся вместе с испытаниями электрической прочности изоляции после приемо-сдаточных механических испытаний.

182. Испытание проводится на всех компонентах КРУЭ на полной ячейке, на транспортной единице или отдельных компонентах.

183. Испытание вспомогательных цепей и цепей управления. Вспомогательные цепи и цепи управления проверяются на правильность монтажа. Проверяются соответствие вспомогательных цепей и цепей управления принципиальным и монтажным схемам и техническим данным.

184. Испытания на функционирование. Испытания проводятся для подтверждения исправности действия вспомогательных цепей и цепей управления совместно с другими частями КРУЭ.

185. Проверка уставки реле и датчиков. Электрические, пневматические и другие блокировки вместе с аппаратами управления, имеющими заданную последовательность оперирования, испытываются пять раз в указанных условиях и при наиболее неблагоприятных предельных значениях вспомогательного источника питания. Во время испытаний регулировка не допускается.

186. Проверка защиты от поражения электрическим током. Проверяется защита от прямого контакта с главной цепью, безопасный доступ к частям вспомогательного оборудования и оборудования управления.

187. Испытания электрической прочности изоляции вспомогательных цепей и цепей управления проводятся по ГОСТ 1516.3-96 "Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции".

188. Проверка электрического сопротивления главной цепи проводится по ГОСТ 8024-90 "Аппараты и электротехнические устройства переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Нормы нагрева при продолжительном режиме работы и методы испытаний".

189. Испытания проводятся на оборудовании, заполненном до номинального давления газа. Для газонаполненных систем используется течеискатель с чувствительностью не менее $10-2 \text{ Па см}^3/\text{с}$.

190. Проверка на соответствие требованиям сборочного чертежа, проводится визуально внешним осмотром с целью проверки конструкции и соответствия требованиям сборочного чертежа КРУЭ.

191. Испытания проводятся с целью подтверждения соответствия коммутационных аппаратов заданным характеристикам и для проверки работы механических блокировок.

192. Проведение типовых испытаний и их объем при изменении конструкции, применяемых материалов, технологии производства или технических параметров определяет изготовитель или разработчик.

193. Объем периодических испытаний определяется из перечня квалификационных испытаний. Сроки проведения и объем периодических испытаний согласуются с заказчиком. Рекомендуемые сроки проведения и объем периодических испытаний элементов КРУЭ – в стандартах на виды оборудования).

194. Объем и порядок проведения испытаний на месте установки (монтажа) КРУЭ приведен в главе 7 настоящих Методических указаний.

Глава 5. Требования к маркировке, транспортировке и хранению

195. Маркировка. Каждая транспортная единица имеет табличку, на которой в соответствии с нормативными документами в области электроэнергетики. Требования безопасности" указывается на государственном и русском языках:

- 1) товарный знак изготовителя;
- 2) условное обозначение типа КРУЭ;
- 3) порядковый номер по системе нумерации изготовителя;
- 4) дата изготовления (год).

196. Упаковка КРУЭ и его частей обеспечивает защиту от механических повреждений и от воздействия окружающей среды в процессе транспортирования и хранения.

197. Упаковка соответствует нормативному документу в области электроэнергетики и указывается в технических условиях на КРУЭ конкретных типов.

198. Ячейки (элементы ячеек) транспортируются в собранном виде, заполненными элегазом или азотом при избыточном давлении 0,03-0,05 МПа (0,3-0,5 кгс/см²). В отдельных случаях, по согласованию с заказчиком допускается транспортировка ячеек в частично разобранном виде (герметичными отсеками).

199. Условия транспортирования и хранения в части воздействия климатических факторов внешней среды соответствует нормативному документу в области электроэнергетики.

200. Консервация изделий проводится согласно ГОСТ 14254-96 "Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)".

201. В каждое грузовое место вкладывается упаковочный лист, содержащий перечень упакованных частей. Транспортируемые ячейки (отсеки) снабжаются индикаторами удара ("шок-индикаторами").

Глава 6. Требования к сопроводительной документации

202. Изготовитель предоставляет сопроводительную документацию по эксплуатации КРУЭ.

203. В комплект поставки КРУЭ входят: транспортные единицы элементов ячейки, детали, запасные части, принадлежности и монтажные материалы, предусматриваемые договором с поставщиком на конкретные типы КРУЭ, элегаз для заполнения.

204. При поставке КРУЭ прикладывается документация:

- 1) паспорт КРУЭ;
- 2) руководство по эксплуатации;
- 3) паспорт сосуда, работающего под давлением;
- 4) электрические схемы главных цепей;
- 5) электрические схемы вспомогательных цепей;
- 6) руководства по монтажу и вводу в работу;
- 7) ведомость ЗИП;
- 8) паспорта на комплектующие изделия;
- 9) газовая схема КРУЭ;
- 10) комплектовочная ведомость.

205. Рекомендуемая номенклатура запасных частей и приборов:

- 1) дугоприемные электроды и сопла выключателей;
- 2) главные контакты выключателей;
- 3) наполнители фильтров;
- 4) изоляторы-распорки с контактными узлами (3 комплекта).

206. По договоренности заказчика с изготовителем поставляются другие комплектующие изделия и элементы КРУЭ.

207. Руководство по эксплуатации, изготовителя, содержит информацию:

1) перечень оборудования. Меры безопасности при работе с оборудованием и работу блокировок и запирающих устройств. Порядок действий, с оборудованием при отключении, заземлении, обслуживании и испытаниях;

2) объем и периодичность обслуживания. При этом учитываются факторы: коммутационные операции (величина тока и число операций), общее число операций, время нахождения в эксплуатации, условия окружающей среды, измерения и диагностические испытания (если проводились);

3) подробное описание работ по обслуживанию рекомендуемое место для работ по обслуживанию (в помещении, на месте установки и другое), методики осмотра, диагностических испытаний, проверки, ремонта, ссылки на чертежи, ссылки на номера

частей, использование оборудования или инструментов, меры безопасности, процедуры смазки, чертежи деталей коммутационной аппаратуры и аппаратуры управления;

4) предельные значения и допуски, при превышении, которых требуются оперативные действия: величины давления и плотности изоляционного газа, резисторы и конденсаторы (главной цепи), время включения и отключения аппаратов, сопротивление главных цепей и схема участков, на которых производятся измерения, характеристики изоляционного газа или жидкости, количество и качество газа или жидкости, допуски на детали, подвергаемые износу, важнейшие размеры;

5) спецификация вспомогательных материалов, содержащая предупреждение об несовместимости материалов: смазки, масла, жидкости, очищающих и обезжиривающих средств;

6) перечень инструментов, подъемного оборудования и снаряжения, обеспечивающего доступ персонала к оборудованию, включая адаптер для подключения высоковольтной установки;

7) испытания после работ по обслуживанию;

8) перечень рекомендуемых запчастей (наименование, порядковый номер, количество) и рекомендации по хранению;

9) оценка продолжительности непосредственно планового обслуживания;

10) утилизация оборудования в конце срока службы, принимая во внимание требования по охране окружающей среды;

11) изготовитель информирует покупателей конкретного типа коммутационной аппаратуры и аппаратуры управления о способах устранения возможных дефектов и повреждений, возникающих при эксплуатации;

12) представляется перечень запчастей. Запасные части для проведения обслуживания обеспечиваются изготовителем в течение 10 лет, считая от даты окончания изготовления коммутационной аппаратуры и аппаратуры управления;

13) рекомендации для эксплуатирующей организации.

208. Эксплуатирующая организация следует указаниям руководства по эксплуатации изготовителя.

209. Эксплуатирующая организация регистрирует следующую информацию: серийный номер и тип оборудования; дату ввода в эксплуатацию оборудования; результаты всех измерений и испытаний, включая диагностические испытания, проведенные в течение срока службы оборудования; даты и объем выполненных работ по обслуживанию; историю эксплуатации, периодические записи счетчиков числа операций и другие данные (например, операции при токах короткого замыкания); ссылки на акты об отказах.

210. В случае отказа или дефекта эксплуатирующая организация составляет акт об отказе и информирует изготовителя, сообщив особые подробности и принятые меры. В зависимости от причины отказа проводится его анализ совместно с изготовителем.

Глава 7. Требования к монтажу, проведению пусконаладочных работ, испытаниям на месте монтажа и эксплуатации

211. Подготовка персонала, осуществляющего работы по монтажу, пусконаладке, техническому обслуживанию, ревизии и ремонту КРУЭ осуществляться в соответствии с ПТБ потребителей и Правилами устройства электроустановок, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 230 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10851) (далее – ПУЭ).

212. Подготовка к монтажу. До начала монтажных работ завершаются все работы по строительству объектов открытого и/или закрытого распределительного устройства. Завершение строительных работ оформляется актами рабочих комиссий.

213. Требования к помещениям КРУЭ соответствуют Правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 246 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за №10949). При проектировании зданий КРУЭ учитываются нагрузки на фундамент, возникающие при работе выключателей. Полы помещений и крепление ячеек КРУЭ на полах соответствует заданным изготовителем нагрузкам, возникающим при оперативной и аварийной работе оборудования.

214. Помещения для размещения КРУЭ внутренней установки выполнены из материалов, исключающих выделение пыли. Заделка отверстий в полу для кабельных присоединений и токопроводов осуществляется в соответствии с рекомендациями ПУЭ при этом, для противопожарной заделки используются негигроскопичные материалы с обеспечением мероприятий, препятствующих коррозии кожуха токопровода. Поверхность пола помещения, где устанавливается КРУЭ, гладкая, отклонение от горизонтали не превышает 1 мм/м. Полы выполняются антистатическими токопроводящими полимерными наливного типа достаточной прочности. На уровне пола предусматриваются стоки, исключающие накопление элегаза в помещении. Исключаются замкнутые пространства, в которых может скапливаться газ.

215. Вентиляция РУ обеспечивает отсутствие запыленности воздуха и концентрации газа в рабочей зоне распределительного устройства. Предельная допустимая концентрация элегаза в воздухе рабочей зоны не более 5000 мг/м^3 или 0,08 % по объему. Запыленность воздуха не более 15 мг/м^3 .

216. Объемы помещений рассчитаны для удобства выполнения монтажа ячеек КРУЭ, их ревизии и ремонта в процессе эксплуатации при выбранных грузоподъемных устройствах. Проектирование зданий для КРУЭ.

217. Проектирование помещений для КРУЭ учитывает возможное их расширение, обоснованное экономически подтвержденными перспективами развития схем подстанций.

218. Особенности и требования при производстве монтажных работ Элементы КРУЭ на монтажную площадку доставляются в заводской упаковке. После разгрузки проводятся визуальная проверка целостности упаковочной тары, после освобождения изделия из упаковки целостность самого аппарата. Факт наличия повреждений упаковки или самого аппарата фиксируется документально.

219. На месте эксплуатации при установке и монтаже оборудования для обеспечения качества элегаза осуществляются работы:

- 1) проверка транспортного давления газа (элегаза или азота);
- 2) дозаполнение аппаратов элегазом (при наличии в транспортных блоках элегаза) до номинальной плотности (неразъемные аппараты малого и среднего размеров, уместающиеся в транспортные габариты и полностью подготовленные у изготовителя);
- 3) подготовка стыковочных узлов, их заполнение (крупногабаритное оборудование, которое перед отправкой приходится частично демонтировать с установкой транспортировочных крышек на стыковочных узлах, транспортные блоки при заполнении в них азота).

220. Работа по сборке этого оборудования на монтажной площадке выполняется с соблюдением технических требований: обеспечение чистоты монтируемого узла, вакуумирование до остаточного давления не более 100 Па, проверка натекания, заполнение азотом до расчетного давления, повторное вакуумирование до остаточного давления не более 50 Па, последующее заполнение рабочим газом до номинальной плотности.

221. Нормы и методы проверок и испытаний при производстве пусконаладочных работ КРУЭ.

222. Пуско-наладочным работам предшествует завершение следующих работ:

- 1) полный монтаж распределительное устройство или его ячеек;
- 2) подключение всех вспомогательных и контрольных кабелей;
- 3) подача напряжения на цепи вторичной коммутации, в том числе на цепи управления и сигнализации;
- 4) заполнены газом все газоизолированные отсеки КРУЭ и стыковочные узлы;
- 5) проверка действий (настройка) контролирующих устройств давления (плотности) элегаза.

Сноска. Пункт 222 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

223. Объем работ по проверкам и испытаниям при пусконаладочных работах выполняется согласно требованиям настоящего раздела и руководства по эксплуатации изготовителя КРУЭ.

224. После монтажа, перед вводом в эксплуатацию, при эксплуатации КРУЭ подвергаются следующим видам проверок и испытаний:

1) измерение сопротивления изоляции (главных токоведущих цепей, содержащих органические материалы, и вспомогательных цепей);

2) испытания электрической прочности изоляции главных токоведущих цепей и вспомогательных цепей;

3) измерения электрического сопротивления главных токоведущих цепей и вспомогательных цепей;

4) проверка соответствия сборок чертежам и требованиям изготовителя;

5) проверка герметичности всех узлов, затяжка болтов и зажимов;

6) проверка соответствия проводки вторичной коммутации схемам;

7) проверка надлежащей работы электрических, механических и других блокировок ;

8) проверка характеристик измерительных трансформаторов тока и напряжения;

9) проверка надлежащей работы контрольного, измерительного, защитного и регулировочного оборудования, обогрева и освещения;

10) определение содержания влаги и других параметров, относящихся к качеству элегаза (температура конденсации влаги, содержание шестифтористой серы, содержание кислорода, содержание продуктов разложения).

225. Результаты измерений, проверок и испытаний в процессе пуско-наладки отражаются в протоколах.

226. Перечень проверок и испытаний основных узлов КРУЭ соответствуют требованиям документов:

1) выключатели – согласно нормативному документам в области электроэнергетики;

2) разъединители и заземлители – согласно нормативному документам в области электроэнергетики;

3) быстродействующие заземлители – согласно нормативному документам в области электроэнергетики;

4) трансформаторы тока – по ГОСТ 60044-1 "Трансформаторы измерительные. Часть 1. Трансформаторы тока";

5) трансформаторы тока – согласно нормативному документам в области электроэнергетики;

6) ограничители перенапряжений – согласно нормативному документам в области электроэнергетики;

7) вводы "воздух-газ" – согласно нормативному документам в области электроэнергетики;

8) кабельные вводы – согласно нормативному документам в области электроэнергетики. Заполненные жидкостью и экструдированные изоляционные кабели. Заполненные жидкостью и сухие кабельные концы";

9) токопроводы внутри подстанционных соединений.

Сноска. Пункт 226 с изменением, внесенным приказом Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

227. Испытания электрической прочности изоляции главных цепей проводятся в соответствии с требованиями ГОСТ 1516.3-96 "Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции".

228. На месте установки после завершения монтажа КРУЭ проверяется прочность изоляции с целью исключения случайных факторов (неправильного крепления, повреждения при транспортировании, хранении и монтаже, наличия инородных тел), которые могут стать причиной возникновения внутреннего повреждения.

229. Испытания электрической прочности изоляции проводится последними из всех испытаний на месте установки, после того как КРУЭ полностью смонтировано и заполнено газом при номинальной плотности. Испытание рекомендуется проводить после демонтажа для обслуживания или ремонта оборудования.

230. КРУЭ полностью смонтированы и наполнены газом до номинального давления. Испытания проводятся по ячейкам. Допускается испытания отдельных элементов КРУЭ для ограничения высоких зарядных токов испытательного оборудования. Каждая вновь монтируемая часть КРУЭ подвергается испытаниям электрической прочности изоляции на месте установки.

231. Вид испытательного напряжения в зависимости от имеющегося оборудования для испытаний указывается в КРУЭ конкретных типов согласно ГОСТ 1516.3-96 "Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции".

232. Приложение напряжения. Источник испытательного напряжения подсоединяется к любой удобной точке испытуемого КРУЭ.

233. Допускается разъединять главную цепь КРУЭ с помощью выключателей и разъединителей на отдельные части: для ограничения емкостной нагрузки на источник испытательного напряжения, для улучшения обнаружения пробивных разрядов, для ограничения энергии разряда, если он произойдет.

234. Секции, которые в этих случаях не подвергаются испытаниям, отделенные от испытуемой части выключателем или разъединителем, заземлены.

235. Считается, что КРУЭ выдержало испытание, если каждая его часть выдержала испытательное напряжение без пробоя.

236. В случае пробоя при испытаниях изоляции на месте установки, испытания повторяют после замены поврежденного элемента.

237. Максимальная интенсивность частичного разряда составляет 10 pK.

238. Испытания проводятся в объеме, предусмотренном главой 4 настоящих Методических указаний.

239. Измерение сопротивления главной токоведущей цепи. Измерения проводятся в соответствии со схемой измерения сопротивления участков главной токовой цепи, приведенной изготовителем в эксплуатационной документации на КРУЭ.

240. Измеренное сопротивление не превышает максимальных значений, допустимых при приемо-сдаточных испытаниях.

241. Количественная проверка герметичности проводится на всех соединениях, смонтированных в полевых условиях. Допускается применение течеискателя. Испытания на герметичность проводятся в соответствии с главой 5 настоящих Методических указаний.

242. В контроль соответствия требованиям сборочного чертежа входят:

- 1) правильность выполнения требований сборочного чертежа;
- 2) герметичность всех узлов, момент затяжки болтов и зажимов;
- 3) правильность монтажа вспомогательных цепей и цепей управления;
- 4) надлежащая работа блокировок;

5) надлежащая работа контрольного, измерительного и защитного оборудования, систем подогрева и освещения.

243. Перечисленные работы выполняются в объеме не менее предусмотренного для приемо-сдаточных работ главой 4 настоящих Методических указаний.

244. Для обеспечения надежного измерения содержания влаги в изоляционном газе, данная проверка выполняется через 5 дней после окончательного заполнения оборудования газом. Для элегаза содержание влаги не превышает значения, указанного в главе 3 настоящих Указаний. Контроль газа в условиях эксплуатации соответствуют указаниям изготовителя.

245. Основные принципы эксплуатации, технического обслуживания и ремонта КРУЭ. Периодичность контроля технического состояния КРУЭ устанавливается техническим руководителем объекта электроэнергетики с учетом условий и опыта эксплуатации, технического состояния и срока службы КРУЭ. В процессе эксплуатации КРУЭ предусматривается проведение испытаний, позволяющих определить степень развития и опасность возможных дефектов на ранних стадиях.

246. Объем планового ремонта определяется поддержанием исправного и работоспособного состояния КРУЭ. Первый плановый ремонт КРУЭ производится в

сроки, указанные в технической документации изготовителя. Сроки последующих ремонтов определяются по результатам диагностики технического состояния КРУЭ.

247. Обслуживание помещений КРУЭ. Помещение КРУЭ, помещения для их ремонта и технического обслуживания изолированы от других помещений и улицы, соответствуют требованиям ПТЭ. Конструктивное оформление и оснащение помещений КРУЭ, компоновка элегазового оборудования – ячеек КРУЭ и внутри подстанционных токопроводов, ремонтные зоны и площадки для обслуживания удовлетворяют требованиям ПУЭ.

248. Уборка помещений КРУЭ производится мокрым или вакуумным способом. В зале КРУЭ, кабельных помещениях под залами КРУЭ, помещениях для хранения баллонов с элегазом выполняется приточно-вытяжная вентиляция с механическим побуждением, обеспечивающая однократный обмен воздуха в час с применением двух взаимно резервирующих вентиляторов и фильтрацией (обеспыливанием) приточного воздуха.

249. Воздух приточной вентиляции проходит через фильтры, предотвращающие попадание в помещение пыли. Вентиляция обеспечивает обмен воздуха в зале КРУЭ, помещениях для хранения баллонов с элегазом и забор воздушной среды из кабельных помещений и кабельных каналов.

250. Подача приточного воздуха осуществляется непосредственно в рабочую зону залов. Вытяжка осуществляется на $2/3$ производительности системы из нижней зоны здания и на $1/3$ из верхней зоны.

251. Заборные устройства вытяжной вентиляции располагаются на высоте не более 300 мм от пола зала КРУЭ (кабельного помещения).

252. В залах КРУЭ, кабельных помещениях под залами КРУЭ, помещениях для хранения баллонов с элегазом предусматривается 3-х кратная аварийная вентиляция, для которой используется обще обменная вытяжная вентиляция рассчитанная на дополнительный отсос воздуха аварийной системой вентиляции (от стационарного режима).

253. Аварийная вытяжная вентиляции включается по сигналу от датчика (газового анализатора) при превышении предельно допустимой концентрации элегаза в зале КРУЭ, помещении для хранения баллонов с элегазом и кабельных помещениях под залом КРУЭ, при этом:

1) при достижении в помещениях 10 % от предельно допустимой концентрации элегаза предусматривается выдача предупредительного сигнала дежурному;

2) при величине концентрации элегаза более 5000 мг/м^3 предусматривается автоматический запуск приточно-вытяжной вентиляции и выдача сигнала дежурному, автоматическое звуковое и световое оповещение, установленное в залах КРУЭ и перед их входами.

254. Контроль концентрации элегаза в помещении ЗРУ производится с помощью датчиков, устанавливаемых на высоте 10-15 см от уровня пола, не менее, чем в двух местах помещения с наиболее вероятным скоплением элегаза.

255. Пульты управления приточно-вытяжными системами залов КРУЭ располагаются при входах в залы КРУЭ (кабельные помещения). Предусматривается автоматическое отключение вентиляции в случае пожара.

256. Залы КРУЭ и зоны ремонта оснащаются грузоподъемными механизмами, рассчитанными на максимальную массу монтируемого газоизолированного отсека или единицы оборудования с двухскоростными электроталиями (на передвижение, и на спуск-подъем - минимальная скорость не более 2,5-4,0 м/мин). Для грузоподъемных кранов (тельферов) предусматривается дистанционное управление.

257. Температура воздуха в помещении КРУЭ предусматривается не выше +40 °С в летнее время и не ниже +5 °С в зимнее время.

258. Нормы и технические требования при эксплуатации. Требования к организации эксплуатации На каждом энергообъекте, оснащенном КРУЭ, имеется техническая документация в объеме, указанном в ПТЭ. Все рабочие места снабжены схемами, руководством по эксплуатации.

259. Все основное и вспомогательное оборудование, в том числе системы и секции сборных шин, ячейки КРУЭ пронумерованы.

260. Информация об изменениях в руководстве, схемах и чертежах доводится до сведения всех работников (с записью в журнале распоряжений), для которых обязательно знание руководств, схем и чертежей. Исполнительные схемы первичных электрических соединений проверяются на их соответствие фактическому состоянию не реже 1 раза в 3 года с отметкой на них о проверке.

261. Эксплуатация блокировок КРУЭ соответствует ГОСТ 1516.3-96 "Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции". У дежурного персонала по подстанции и начальника смены электроцеха находятся оперативная документация: журнал заявок на вывод из работы оборудования; журнал релейной защиты, автоматики и телемеханики; карты установок релейной защиты и автоматики; журнал распоряжений; журнал учета работы по нарядам и распоряжениям; журнал дефектов и неполадок с оборудованием; суточная оперативная исполнительная схема или схема макет; оперативный журнал перечень работ выполняемых в порядке текущей эксплуатации, по нарядам;

262. У диспетчера электросети суточная оперативная исполнительная схема (схема макет), оперативный журнал, журнал или картотека заявок на вывод из работы оборудования, журнал релейной защиты, автоматики и телемеханики, карты установок релейной защиты и автоматики, журнал распоряжений.

263. Обслуживающий КРУЭ персонал располагает схемами и указаниями по допустимым режимам работы электрооборудования в нормальных и аварийных режимах.

264. Персонал, занятый эксплуатацией КРУЭ, обучен и аттестован в соответствии с утвержденной техническим руководителем программой. К работе на энергообъектах, оснащенных КРУЭ, допускаются лица с профессиональным образованием по управлению энергоустановками с опытом работы. Допуск к самостоятельной работе вновь принятые работники или имеющие перерыв в работе более 6 месяцев получают право на самостоятельную работу после прохождения инструктажей по безопасности труда, обучения (стажировки) и проверки знаний, дублирования в объеме требований ПТБ.

265. КРУЭ представляет собой комплектную систему оборудования, которая имеет особенности у каждого изготовителя, поэтому рекомендуется обучение эксплуатационного персонала техническому обслуживанию КРУЭ. Обучение охватывает меры безопасности при работе с оборудованием, техническое обслуживание, основные действия персонала в случае неисправной работы оборудования КРУЭ.

266. Контроль технического состояния оборудования, осмотр оборудования РУ без отключения от сети на объектах с постоянным дежурством персонала: не реже 1 раза в 1 сутки, в темное время суток для выявления разрядов, коронирования – не реже 1 раза в месяц, на объектах без постоянного дежурства персонала – не реже 1 раза в месяц.

267. Исключен приказом Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

268. РУ оснащены приборами и оборудованием для оперативного устранения возможных аварийных ситуаций.

269. Персонал, обслуживающий КРУЭ обучается способам оперативного устранения возможных аварийных ситуаций и пользования средствами ликвидации последствий аварий. Действия эксплуатационного персонала регламентируются документом указанному в подпункте 1 пункта 8 настоящих Методических указаний.

270. Допускается эксплуатационному персоналу по истечении срока гарантийного обслуживания оборудования для ликвидации последствий аварии использовать возможности включения элементов КРУЭ по временным схемам, без привлечения специалистов изготовителя.

271. Подрядные организации осуществляющие обслуживание КРУЭ имеют разрешение (лицензию) на право производства работ по обслуживанию оборудования данного вида. Техническое обслуживание осуществляется в соответствии с ПТЭ.

Глава 8. Требования по безопасности

272. КРУЭ обеспечивает высокий уровень безопасности по отношению к воздействиям, могущим нанести вред персоналу, поскольку токоведущие части высокого напряжения окружены заземленной оболочкой. Тем не менее, оборудование КРУЭ представляет потенциальный риск вследствие: высокого номинального давления изоляционной среды внутри оболочки КРУЭ; сброса давления в аварийных условиях при воздействии внутренней дуги, поскольку в экстремальных условиях дуга может прожечь оболочку КРУЭ.

Эти явления приводят к внезапному выбросу горячего газа:

1) сложности монтажа при вводе оборудования в эксплуатацию и при ремонте с заменой элементов;

2) возможного появления большой концентрации элегаза при разгерметизации КРУЭ, вредных продуктов распада элегаза при повреждениях КРУЭ с коротким замыканием.

273. Требования по безопасности персонала, обусловленные особенностями конструкции КРУЭ.

274. Степень защиты. Конструкция КРУЭ обеспечивает защиту персонала от случайного прикосновения к токоведущим частям, заключенным в оболочки, проникновения твердых тел (защиты оболочек). Степень защиты внешних оболочек согласно ГОСТ 14254-96 "Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)" – IP55.

275. Электрическая прочность изоляции первичных цепей. Изоляция главных цепей КРУЭ с частичной или полной изоляцией элегазом, цепей управления, вспомогательных цепей и вторичных обмоток измерительных трансформаторов согласно нормативным документам в области электроэнергетики. Заполненные жидкостью и экструдированные изоляционные кабели. Заполненные жидкостью и сухие кабельные концы".

276. Температура нагрева частей оболочек КРУЭ:

1) доступных для прикосновения, в нормальных условиях обслуживания оборудования – не выше 70 °С;

2) не доступных для прикосновения в нормальных условиях обслуживания оборудования – не выше 80 °С.

277. Механическая прочность. Конструкция опорных изоляторов учитывает воздействие наибольшего возможного в эксплуатации давления газа и динамические действия от токов короткого замыкания, протекающих по токопроводам, подсоединенным к изоляторам.

278. Каждый изолятор испытывается на прочность двойным давлением в течение 1 минуты. При этом изолятор не имеет признаков повреждения.

279. Для компенсации изменения размеров ячейки вследствие колебаний температуры, вызванных отклонениями при изготовлении и монтаже

предусматриваются компенсационные устройства для обеспечения соединений смежных ячеек и элементов внутри ячейки.

280. Стойкость к воздействию дуги при внутреннем перекрытии В отношении стойкости к воздействию дуги при внутреннем перекрытии оболочки элементов КРУЭ соответствует главой 3 настоящих Методических указаний.

281. Устройство заземления соответствует ПТЭ, ПУЭ. Цепи заземления КРУЭ устойчивы к воздействию сквозных токов короткого замыкания при длительности протекания тока термической стойкости, определенной главой 4 настоящих Методических указаний.

282. Зажимы заземления КРУЭ конструктивно выполняются по нормам принятыми на предприятии и соответствуют нормативным документам в области электроэнергетики. Способ подключения КРУЭ к контуру заземления указывается в руководстве изготовителя. Не допускается использование для заземления болтов, винтов, шпилек выполняющих роль крепежных деталей.

283. Болт (винт, шпилька) для заземления размещается на изделии в безопасном и удобном для подключения заземляющего проводника месте. Возле места, в котором осуществляется присоединение заземляющего проводника наносятся любым способом (например, при помощи краски) нестираемый при эксплуатации знак заземления.

284. Заземляемые элементы в пределах ячейки КРУЭ до места подключения к корпусу внешних заземляющих проводников рассчитаны на полный ток короткого замыкания на землю. Все подлежащие заземлению части аппаратов и приборов, установленных в ячейке КРУЭ, имеют электрический контакт с корпусом ячейки КРУЭ. Значение сопротивления между каждой доступной прикосновению металлической нетоковедущей частью КРУЭ, которая может оказаться под напряжением, и местом подключения корпуса ячейки к заземляющей магистрали (заземляющим болтом) не превышает 0,1 Ом.

285. Для обеспечения заземления все корпуса элементов токоведущего контура в пределах КРУЭ электрически соединены между собой. Корпуса элементов ячейки имеют места для подсоединения к контуру заземления. При выборе сечения шин заземления и шин, расположенных в контуре заземления КРУЭ, при расчете контура заземления исходить из значений тока термической стойкости. Сильфоны шунтируются гибкими шинами, по возможности симметрично расположенными.

286. Шины заземления разных полюсов КРУЭ объединены в контуре заземления распределительного устройства общей заземляющей шиной.

287. Заземляемые элементы в пределах ячейки КРУЭ до места подключения к внешним заземляющим проводникам рассчитаны на полный ток короткого замыкания на землю. Все подлежащие заземлению части аппаратов и приборов, установленных в ячейке КРУЭ, имеют электрический контакт с корпусом ячейки КРУЭ. Для ограничения шагового напряжения и напряжения касания при длине токопровода более

10 м промежуточные шины заземления, отходящие к контуру заземления КРУЭ, устанавливаются на расстоянии 6-10 м. В ячейках КРУЭ прокладка вспомогательных цепей производится в экранированных оболочках, защищенных от коррозии. В местах закрепления проводов под металлические крепежные детали (скобы, хомуты и так далее) подложены изолирующие ленты.

288. Работа с элегазом при эксплуатации элегазового оборудования ведется с учетом физико-химических свойств элегаза. Элегаз — газ без цвета и запаха, в пять раз тяжелее воздуха, не токсичен, не горюч, не поддерживает горения, не взрывоопасен, не образует взрывоопасных смесей, является химически инертным соединением, физиологически безвреден.

289. Опасность работы с чистым элегазом обусловлена особенностью элегаза заполнять углубления (траншеи, кабельные каналы, закрытые помещения), вытесняя из них воздух, создавая атмосферу, непригодную для дыхания.

290. Предельно допустимая концентрация (ПДК) в воздухе рабочей зоны производственных помещений ПДК рабочей зоны составляет 5000 мг/м^3 .

291. При выполнении каких-либо работ с элегазом и элегазовым оборудованием (заполнение, до заполнение, отбор пробы на анализ) в помещении не допускается курить, пользоваться нагревательными приборами и открытым пламенем.

292. При выбросе чистого элегаза немедленно включается аварийная вентиляция на срок, обеспечивающий снижение концентрации до ПДК. Не допускается оставлять открытыми сосуды заполненные элегазом.

293. При электрическом пробое изоляции элегазового оборудования, при коммутациях в элегазе, происходит накопление в оборудовании вредных для здоровья человека газообразных (фтор, фтористый водород, низшие фториды серы и продукты их гидролиза) и твердых (фториды, сульфиды и другие соединения металлов, на которых горела дуга) веществ. Эти продукты разложения элегаза ядовиты и обладают резким, специфическим запахом. При аварийном выбросе элегаза из аппарата (в результате разрыва мембраны, прожога оболочки) включается аварийная вентиляция и помещение вентилируется до снижения концентрации вредных веществ в пределах ПДК. При экстренном выполнении работ в помещении, воздух которого загрязнен продуктами разложения элегаза, используются изолирующие противогазы если выброс элегаза в расчете на объем помещения не превышает 1 % по объему и в помещении отсутствует углубление, предрасположенное к затоплению, для работы допускается использование фильтрующего противогаза.

294. Перед вскрытием элегазовый аппарат освобождается от элегаза или продуктов распада элегаза с применением дополнительного адсорбционного фильтра-поглотителя для удаления продуктов разложения и от вакуумирован.

295. Удаление твердых продуктов разложения элегаза из аппарата производится пылесосом с дополнительным бумажным фильтром с применением средств защиты персонала – костюма, респиратора, рукавиц, бахил. Адсорбент нейтрализуется водой или щелочью.

296. Для правильного использования процедуры обращения с элегазом, рекомендуется разместить Положение об охране окружающей среды по использованию элегаза персоналом в соответствии с приложением 3 настоящих Методических указания на подстанциях, оснащенных комплектными распределительными устройствами с элегазовой изоляцией.

297. Хлопчатобумажные средства защиты подлежат машинной стирке.

298. Документы, регламентирующие работу с элегазом соответствуют нормативным документам в области электроэнергетики – при запуске элегазового оборудования в эксплуатацию и соответствуют нормативным документам в области электроэнергетики – в процессе эксплуатации КРУЭ.

299. Требования безопасности при обслуживании КРУЭ:

1) безопасность обслуживания. В целях безопасного обслуживания элегазового оборудования КРУЭ классом напряжения 220 кВ и выше оборудуются стационарными площадками обслуживания;

2) степень защиты шкафов. Степень защиты шкафов приводов и шкафов управления от соприкосновения с находящимися под напряжением частями или приближения к ним, от соприкосновения с движущимися частями, находящимися внутри оболочки, от попадания внутрь твердых посторонних тел, от попадания воды и пыли (для КРУЭ наружной установки) соответствует ГОСТ 14254-96 "Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)";

3) сопротивление изоляции. Значения сопротивления изоляции элементов КРУЭ;

4) температура на поверхности органов управления. Температура на поверхности органов управления, предназначенных для выполнения операций без применения индивидуальной защиты рук, для выполнения операций в аварийных ситуациях во всех случаях, не превышает 40 °С для органов управления, выполненных из металла, и 45 °С – для выполненных из материалов с низкой теплопроводностью;

5) требования к рукояткам. Рукоятки приводов заземлителей окрашены в красный цвет. При съемных рукоятках полоса красного цвета шириной не менее 20 мм наносятся на привод заземлителей или окрашен элемент привода. Усилие, для оперирования разъединителем и заземлителем, прикладываемое к рукоятке привода во время операции, требующей поворота привода до одного оборота, не превышает 250 Н. На протяжении угла поворота до 15° включительно допускается амплитудное значение усилия, равное 450 Н. Усилие, для оперирования разъединителем и заземлителем,

прикладываемое к рукоятке привода, вращаемой более одного оборота, не более 60 Н с возможным увеличением усилия до 120 Н на протяжении не более 10 % общего числа требуемых оборотов;

6) количество открываний (закрываний) дверей. Шкафы элементов КРУЭ выдерживают не менее 2000 открываний и закрываний дверей;

7) количество включений и отключений разъемных контактных соединений вспомогательных цепей. Разъемные контактные соединения вспомогательных цепей выдерживают не менее 500 включений и отключений;

8) угол открывания дверей. Двери шкафов элементов КРУЭ плавно, без заеданий, поворачиваются на угол, обеспечивающий нормальный доступ для обслуживания встроеной аппаратуры;

9) механические и электрические блокировки. В ячейках КРУЭ предусматриваются блокировки:

блокировка, не допускающая включение или отключение разъединителей при включенном выключателе первичной цепи;

блокировка между разъединителем и заземлителем, не допускающая включение разъединителей при включенных заземлителях, либо включение заземлителей при включенных разъединителях;

блокировка, исключающая работу электродвигателей приводов разъединителей и заземлителей при их оперировании с помощью рукоятки. Предусматривается наличие сигнализации для случаев, когда плотность изолирующего газа снижается до минимальной плотности. Двери шкафов элементов КРУЭ имеют замки. Дверные замки всех шкафов КРУЭ открываются одним ключом;

10) пожарная безопасность. Организационные и технические меры пожарной безопасности соответствуют законодательству о пожарной безопасности. Помещения КРУЭ обеспечиваются первичными средствами пожаротушения: ручными или передвижными огнетушителями, ящиками с песком, асбестовыми или войлочными покрывалами. При обосновании оснащаются внутри помещений автоматическими средствами пожаротушения.

11) при ремонтных работах для обмывки, обезжиривания и смазки деталей КРУЭ и технологического оборудования, применяются негорючие моющие средства.

300. В случаях, при невозможности по техническим причинам использовать негорючие моющие и смазочные средства, допускается применение горючих веществ (растворителей, бензина и др.) в количествах, требуемых для разового использования, но не более 1 л. При этом применяется только закрытая тара из небьющегося материала

301. Выполнение сварочных и других огнеопасных работ в распределительных устройствах с КРУЭ соответствии ПТБ потребителей.

Глава 9. Гарантии изготовителя

302. Изготовитель гарантирует соответствие КРУЭ (ячеек и отдельных модулей) условиям транспортирования, хранения, монтажа и эксплуатации.

303. Гарантийный срок эксплуатации КРУЭ –не менее 5 лет после монтажа и испытаний КРУЭ на месте установки с участием изготовителя оборудования;

304. Изготовитель гарантирует работоспособность и выполняет все работы, необходимые для достижения этого уровня работоспособности.

305. Объем сервисных услуг, оплата стоимости выполняемых работ и запасных частей определяется соглашением между изготовителем и заказчиком.

306. Необходимые для проведения ремонта приборы, приспособления и запасные части поставляются изготовителем КРУЭ.

Глава 10. Техническое обслуживание

307. Руководства по эксплуатации изготовителя включают в себя виды технического обслуживания в процессе эксплуатации, в процессе осуществления контроля и диагностики, объем работ, продолжительность, простой и отключение электропитания, требуемые для различных типов технического обслуживания, условия технического обслуживания (климатические условия, наличие грузоподъемных механизмов, приводов, запасных частей, специальных инструментов и принадлежностей).

308. Определяется стоимость работ по техническому обслуживанию в течение ожидаемого срока службы КРУЭ. Обобщение в данном случае невозможно, однако вероятно, что в том случае, когда пользователь менее опытен и/или еще не установлена организация поддержки технического обслуживания, единственным решением по техническому обслуживанию (по основному, ремонтному и профилактическому, включая запасные части) будет заключение контракта на выполнение таких работ с изготовителем или с третьей стороной.

309. Надежность поставки от изготовителя – третьей стороны: обязательство изготовителя поставлять компоненты для оборудования, не выпускаемого серийно; вероятность того, что производитель – третья сторона не будут продолжать выпуск продукции; наличие гарантийных контрактов. Изготовитель гарантирует определенную работоспособность и выполняет все работы, для достижения этого уровня.

310. Аренда оборудования у изготовителя и гарантии. Возможно соглашение с изготовителем на разработку, установку, техническое обслуживание и владение оборудованием, в то время как оно арендуется для эксплуатируемой электростанции. (Примечание: Обычно изготовитель потребует определенную форму долгосрочного

финансирования или страховки). В противоположность этому могут быть предоставлены гарантии, охватывающие продленный гарантийный срок или обязательства.

311. Меры безопасности при эксплуатации и техническом обслуживании согласно нормативным документам в области электроэнергетики.

312. Структура этапов, которые учитываются при разработке мер эксплуатации и технического обслуживания, показана на рисунке 2 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

313. Все газовые зоны обеспечиваются средствами защиты, удерживающими или сбрасывающими избыточное давление, которое может развиваться в случае внутреннего пробоя. Требуется избегать прогара оболочки в пределах первой ступени защиты. Срабатывание устройства сброса давления (при его наличии) происходит до достижения высокого избыточного давления.

314. Проверка изоляционной прокладки и/или заземляющего соединения. Отсутствие видимой изоляционной прокладки на разъединителях уже привело к изменениям в Правилах техники безопасности при эксплуатации электроустановок, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 31 марта 2015 года № 253 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за №10907), требуемым многими пользователями. Если оболочки КРУЭ не оснащены смотровыми отверстиями, то невозможно перед началом работ по техническому обслуживанию обеспечить визуальную проверку изоляционной прокладки разъединителей и включенного положения заземлителя. Смотровые окна могут помочь в решении этого вопроса, но они могут повлиять на общую целостность КРУЭ и привести к дополнительным утечкам. Изоляционная прокладка в КРУЭ обеспечивает его функциональную целостность, если давление элегаза находится в допустимых пределах.

315. Принцип индикации внешнего положения верно отражает состояние внутренних контактов.

316. Общая конструкция КРУЭ и каждого из основных компонентов обеспечивает демонтаж какого-либо дефектного компонента с минимальным нарушением смежных компонентов и, предпочтительно, без перерыва в работе для более чем одной секции шинпровода и одной цепи в зависимости от специфической конфигурации шинпровода. Изготовитель КРУЭ предоставляет пользователю руководство по методам выполнения этого требования при различных размещениях в КРУЭ.

317. Протяженность зон, для которых может потребоваться длительный перерыв в их работе, представляет сложный вопрос, который зависит от конструкции и конфигурации подстанции.

318. При условии, что оболочка разработана и испытана с правилами для оборудования, работающего под давлением, а перегородки из литевой смолы

разработаны и испытаны с учетом минимальных требований нормативных документов в области электроэнергетики в дополнение к нормальным процедурам техники безопасности и требованиям по перерыву в работе рекомендуются процедуры:

1) процедуры разборки для технического обслуживания в отсеках без внутренней дуги:

все рассматриваемые внутренние проводящие части во время разборки заземлены в течение всей процедуры (допускаются временные заземляющие соединения);

откачать газ из всех газовых отсеков (сохранить элегаз);

удостовериться в том, что отсутствуют утечки из смежных отсеков,

находящихся под давлением;

заполнить отсеки свежим воздухом при атмосферном давлении;

открыть отсеки и обеспечить циркуляцию воздуха внутри отсеков;

избегать воздействия на перегородки из литевой смолы, находящихся под давлением, ограничить работу на них до извлечения или вставки проводников со скользящими контактами;

2) процедура разборки в случае внутренней дуги:

выполняются правила техники безопасности;

в дополнение к позиции 1) перед тем, как отсек будет открыт, снижено давление на перегородках из литевой смолы, которые могли быть в контакте с дугой.

319. Оборудование разделено на достаточно независимые газовые зоны для достижения требуемой степени эксплуатационной гибкости.

320. Кроме вопросов эксплуатации и обслуживания существуют основные правила разделения газового отсека:

1) разделение газовых зон соответствует принципам защиты и частям КРУЭ, которые будут отсоединены в случае неисправности;

2) для обнаружения и изоляции основных и/или незначительных неисправностей требуется большее количество газовых отсеков, чем только для одних эксплуатационных соображений;

3) для обеспечения более низкой вероятности преждевременного срабатывания устройства сброса давления в случае внутренней неисправности требуется уменьшенное количество газовых отсеков с большими объемами газа;

4) выключатели располагаются в газовой зоне независимо от другого оборудования.

321. Обеспечивается, чтобы элегаз не удалялся из отсека, который находится под напряжением.

322. В случае, когда элегаз требуется удалить из газового отсека, содержащего в себе два или более устройств, обычные точки электрической изоляции могут перекрываться, что требует увеличения секции, которая заизолирована.

323. Для работ по техническому обслуживанию или ремонту, включающих в себя снятие всего компонента или его частей, требуется осмотр разделения газового отсека

затрагиваемой зоны, для обеспечения отсутствия нарушений требований техники безопасности в части работы, выполняемой рядом с барьерами под давлением. В общем случае желательно понизить давление газа в смежных газовых отсеках до уровня, немного превышающего атмосферное давление, в том случае, когда требуется разобрать или снять основной компонент. Каждый случай рассматривается отдельно, с точки зрения безопасности, и практичности.

324. Основное разделение, основанное на зонах герметичной изоляции с различной схемой разъединения во время внутреннего пробоа, может быть недостаточным. Вследствие конструкции КРУЭ давление элегаза снижается до безопасного уровня в одном или более отсеках, смежных с тем, который открыт или разобран для работы (смежный отсек также открыт).

325. Газовые отсеки при атмосферном давлении элегаза или воздуха не способны выполнять их диэлектрические функции. Если это влияет на разъединитель, тогда другой разъединитель последовательно примет на себя его функции и обесточенная зона будет увеличена.

326. Аналогичные ситуации наблюдаются в том случае, когда в камера разъединителя (один отсек) содержит много заземлителей, или если в конфигурации КРУЭ не установлены поперечно съемные оболочки. Влияние этих условий отличается очень сильно в соответствии с различными конструкциями, однолинейными схемами и компоновками изготовителя. Пользователь осведомлен о таких сервисных ограничениях для КРУЭ, сравнивается требования к их обслуживанию и связанные с этим затраты.

327. При выполнении требования для изоляторов, соответствующих требованиям нормативных документов в области электроэнергетики не требуется снижение давления в смежных камерах. Требуется избегать механического воздействия на изолятор из литевой смолы, находящийся под давлением.

328. Принцип надежных индикаторов внешнего положения, возможно выполнять все нормальные эксплуатационные функции на уровне земли. Требования к выполнению всех операций с уровня земли приводит к дополнительной стоимости различных типов наружных соединений (газопроводов, кабельной обвязки и тому подобное). Существует предельно низкая частота "ручных" операций КРУЭ, эти дополнительные расходы не выглядят как обоснованные. То же самое касается дополнительных затрат для таких мер, как постоянно установленные лестницы или перекидные мостики.

329. На доступ для эксплуатации и технического обслуживания к отверстиям для заполнения элегазом влияет конструкция разделения газовых зон. В общем случае обеспечивается простой доступ к манометрам и местам заправки газа. С другой стороны, с точки зрения герметичности, размер трубной обвязки минимизируется.

330. Проблемы могут возникнуть в перемещении точек заправки газом к уровню земли вследствие использования дополнительной трубной обвязки и соединений, которые могут сами по себе привести к утечкам. Если принимается, что при современном оборудовании интенсивность газовых утечек очень низка и потребность в доступе к местам заправки во время нормального срока службы оборудования очень низкая, то такой доступ может быть обеспечен с передвижной платформы или аналогичных временных средств.

331. Оборудование подстанции:

1) краны или грузоподъемные средства, инструменты и принадлежности, для эксплуатации и технического обслуживания, обычно являются теми же, что и для монтажа. Количество средств зависит от методологии технического обслуживания пользователем. Существуют позиции, которые требуются на каждой подстанции КРУЭ : детектор утечки газа, блок дозаправки элегаза, запасной газ, манометры и инструменты для операций (например, рукоятки). Грузовые автомобили с оборудованием для обращения с элегазом, детекторы влажности и побочных продуктов . Инструменты для ремонта и технического обслуживания могут использоваться совместно различными подстанциями КРУЭ или доступны по запросу от изготовителя. Принимаются меры для обеспечения наличия переходников для сопряжения различных типов или моделей КРУЭ. Осуществляется обслуживание инструментов и принадлежностей КРУЭ, которое могут потребоваться в случае возникновения какой-либо проблемы;

2) определение количества запасных частей, поддерживаемых для обеспечения технического обслуживания и ремонта, основывается на приемлемом уровне риска, которому подвергается система и который означает вероятность неисправностей при избытке имеющихся запасных частей. Эта вероятность зависит от частоты отказов на время ремонта и/или замены и на количество эксплуатируемых подстанций КРУЭ.

332. Неисправности КРУЭ предотвращаются за счет использования контроля состояния или диагностических методик, разработанных для выявления зарождающихся неисправностей и для упрощения процесса замены потенциально неисправного компонента при контролируемых условиях. Время и усилия, потраченные на определение места неисправности, доступ к нему, замена деталей и восстановление эксплуатации, широко изменяются в пределах десятков часов (в зависимости от сложности, размера и конструкции КРУЭ). Место расположения КРУЭ влияет на время ремонта. В данном случае требуется помощь изготовителя и время реакции изготовителя заранее согласовывается.

333. Внимание уделяется вопросам определения места неисправности. Определение неисправности обсуждается с изготовителем на ранних стадиях проектирования. Если внешние следы пробоя изоляции (такие как реакция срабатывания устройства сброса давления и последующее падение давления) отсутствуют, широко используемые

электрические реле (системы защиты) способны обеспечить только приблизительные данные о фактическом месте пробоя в рамках участка, где они установлены. Для идентификации неисправного газового отсека требуются меры, степень которых зависит от технико-экономической оптимизации, и руководства пользователя.

334. Для определения местонахождения неисправности и минимизации времени простоя принимаются меры:

- 1) защитные реле с функциями контроля (регистрации);
- 2) внутренние оперативные системы контроля;
- 3) отбор проб газа;
- 4) высоковольтные испытания;
- 5) оптические датчики;
- 6) термочувствительные краски;
- 7) электромагнитные системы определения места неисправности;
- 8) акустические детекторы.

335. Внимание уделяется обращению с элегазом и его регенерацией. После внутренней дуги газ содержит побочные продукты разложения элегаза; другие побочные продукты возникнут после срабатывания устройства сброса давления. Для подтверждения целостности изоляционной среды после работы на КРУЭ, рекомендуется повторно проверить электрическую прочность изоляции затронутой части подстанции. Повторные проверки рекомендуется проводить в случаях:

- 1) ремонт после пробоя изоляции в КРУЭ;
- 2) замена основного первичного компонента;
- 3) оперативный контроль выявляет наличие частичных разрядов в КРУЭ.

336. Основные исходные данные и дополнительные рекомендации.

337. Пользователь обращает внимание на дополнительные данные:

- 1) среднее количество срабатываний в год;
- 2) рабочие условия, такие как передача по шинопроводу.

338. Основные исходные данные, представляемые пользователем и изготовителя включают в себя:

- 1) данные пользователя, для проектных работ изготовителя:
условия окружающей среды эксплуатации;

ожидаемое число выключателей, среднее число срабатываний в год и условия эксплуатации (например, передача по шинопроводу, коммутация устройств);

технические требования к контролю состояния;

технические требования к оборудованию для кондиционирования и методики, которые есть у пользователя;

технические требования на принадлежности, которые есть у пользователя и которые рекомендуется использовать;

ограничения по эксплуатации во время технического обслуживания и ремонта.

2) данные изготовителя, требуемые для проектных работ пользователя:

описание методов контроля и их воздействие на конструкцию КРУЭ;

интерпретация контрольных измерений, то есть каким образом данные обеспечивают оценку состояния и какие действия требуется предпринять;

условия окружающей среды, требуемые для различных видов технического обслуживания или ремонтных работ;

описание различных видов технического обслуживания, периоды, требуемые для такой работы, содержание такой работы и технические условия по эксплуатации во время такой работы, время для выполнения работы;

требования к грузоподъемным механизмам и приводам, пространству для доступа и разборки, инструментам, принадлежностям и наличию запасных частей;

ограничения по эксплуатации при техническом обслуживании и капитальном ремонте (разборке) и методы определения местонахождения неисправности;

3) данные по надежности КРУЭ:

частота возникновения второстепенных и основных неисправностей, среднее время капитального ремонта;

предложение контрактов на долгосрочное техническое обслуживание;

условия, по долговременной поставке запасных частей;

предложения по обучению персонала пользователя.

339. Эффективность технического обслуживания зависит от того, каким образом рекомендации были подготовлены изготовителем и выполняются пользователем, используются рекомендации соответствующие нормативным документам в области электроэнергетики.

340. Рекомендации для изготовителя. Наличие руководств является ключевым для эффективного технического обслуживания электростанции. Руководства включают в себя изометрические чертежи или чертежи поперечных сечений, на которых показаны основные компоненты вместе с точными указаниями по монтажу/демонтажу и рекомендованные процедуры. Руководства по эксплуатации подробные и точные. Объем подготовленных рекомендаций по техническому обслуживанию меняется в соответствии с методологией пользователя по проведению технического обслуживания. В случае, если изготовитель или третья сторона заключили контракт на техническое обслуживание оборудования (включая аварийный ремонт), руководство по техническому обслуживанию ограничивается информацией по контролю и/или профилактическому техническому обслуживанию. Если пользователь проводит все работы своим персоналом, ему требуются подробные руководства. Пользователь предъявляет требования, которые противоречат процедурам изготовителя с точки зрения заказа запасных частей, систем кодировки и унификации руководства.

341. Изготовитель предоставляет руководство по техническому обслуживанию, включающее:

1) объем и периодичность технического обслуживания с учетом тока и числа операций коммутации, времени эксплуатации, окружающих условий, диагностики и контрольных проверок;

2) описание работ по техническому обслуживанию, процедур для различных типов технического обслуживания, ссылки на чертежи и номера деталей по каталогу, процедуры смазки, использование оборудования и инструментов, условия на рабочей площадке, меры безопасности;

3) полные чертежи детальной конструкции КРУЭ с четкой идентификацией сборочных узлов и предельными значениями по техническому обслуживанию основных деталей, с допусками, при превышении которых выполняются корректирующие действия;

4) технические условия на вспомогательные материалы для технического обслуживания, включая предупреждения об несовместимости материалов (консистентной смазки, масла, жидкостей, чистящих и обезжиривающих веществ) и предупреждения, связанные со здоровьем персонала;

5) перечень рекомендуемых запасных частей и условия их хранения;

6) время планово-предупредительного технического обслуживания;

7) обращение с оборудованием в конце его срока службы с учетом требований по защите окружающей среды.

342. Изготовитель сообщает пользователю конкретного типа КРУЭ о корректирующих действиях, требуемых в результате возможных системных дефектов и неисправностей.

343. Изготовитель обеспечивает непрерывное наличие запасных частей, требуемых для технического обслуживания в течение периода не менее десяти лет со времени даты окончательного изготовления конкретного типа КРУЭ.

344. Рекомендации для пользователя:

1) если заказчик сам выполняет техническое обслуживание, он обеспечивает достаточную квалификацию персонала в области соответствующего типа (типов) КРУЭ;

2) пользователь ведет информацию:

серийный номер и тип КРУЭ;

дата ввода в эксплуатацию;

результаты всех измерений и испытаний, включая диагностику и контроль, выполненных в течение срока службы КРУЭ;

даты и объем выполненных работ по техническому обслуживанию;

архив эксплуатации, периодические записи счетчиков и индикаций срабатываний;

ссылки на отчеты по неисправностям;

запасы и потребление газа;

3) в случае неисправности и дефектов пользователь составляет отчет о неисправности и информирует изготовителя, оговорив обстоятельства и принятые меры. В зависимости от природы неисправности провести ее анализ вместе с изготовителем.

Глава 11. Обучение персонала

345. Проводит обучение персонала пользователя по эксплуатации, техническому обслуживанию и техническим характеристикам нового КРУЭ до того, как оно будет введено в эксплуатацию.

346. Участники обучения, организованного изготовителем, эксплуатационные подразделения получают руководства по обеспечению безопасной эксплуатации КРУЭ.

347. Программа обучения может выполняться на рабочей площадке или у изготовителя. Обучение на площадке в начале установки является предпочтительным, если персонал пользователя привлечен к монтажу КРУЭ, или перед вводом в эксплуатацию для персонала по техническому обслуживанию. Преимущество обучения на рабочей площадке заключается в наличии реального КРУЭ, обеспечивающего непосредственного обучения персонала пользователя. Использование средств обучения изготовителя представляет собой вариант обучения по техническому обслуживанию с устранением неисправностей и ремонтного обслуживания для пользователей, планирующих выполнять эти задачи без привлечения изготовителей или с сокращенным привлечением. Преимуществом изготовителя в качестве места обучения является наличие оборудования для выполнения различных задач при условиях, близких к реальным. Расписание занятий согласовывается с их организаторами. Возможны курсы повышения квалификации.

348. Общее обучение предназначено для персонала пользователя, который непосредственно привлечен на регулярной основе к эксплуатации КРУЭ. В зависимости от предыдущих знаний персонала некоторые пункты программы могут быть удалены:

1) однолинейная диаграмма:

электрические функции;

изолированность газа в зависимости от электрических функций;

2) физическая конструкция:

поперечное сечение и подробная информация по каждому типу основного компонента;

схема компоновки подстанции;

интерфейсы с аппаратами, не относящимися к КРУЭ, и строительные работы для элегаза;

элегаз;

физические параметры свежего газа;

пределы и измерения чистоты и влажности;
процедуры заправки газа;
кривые давления и плотности газа подстанции;
проверка давления и операции мониторинга плотности;

физические параметры, безопасность и меры безопасности при обращении с использованным газом и газом, подвергшимся воздействию дуги;

3) система заземления:

обзор конструктивных требований к системе заземления для КРУЭ;

темы КРУЭ, связанные с сверхбыстрыми переходными процессами, потенциалом прикосновения к корпусу и циркулирующими токами;

4) приводы:

принципы работы;

локальная, дистанционная работа и работа в аварийном режиме;

5) система управления:

эксплуатация, блокировка и методология подачи аварийных сигналов;

обзор примеров принципиальных схем и компоновки панелей.

Приложение 1
к Методическим указаниям
по эксплуатации
комплектных распределительных
элегазовых устройств

Эксплуатация комплектных распределительных элегазовых устройств

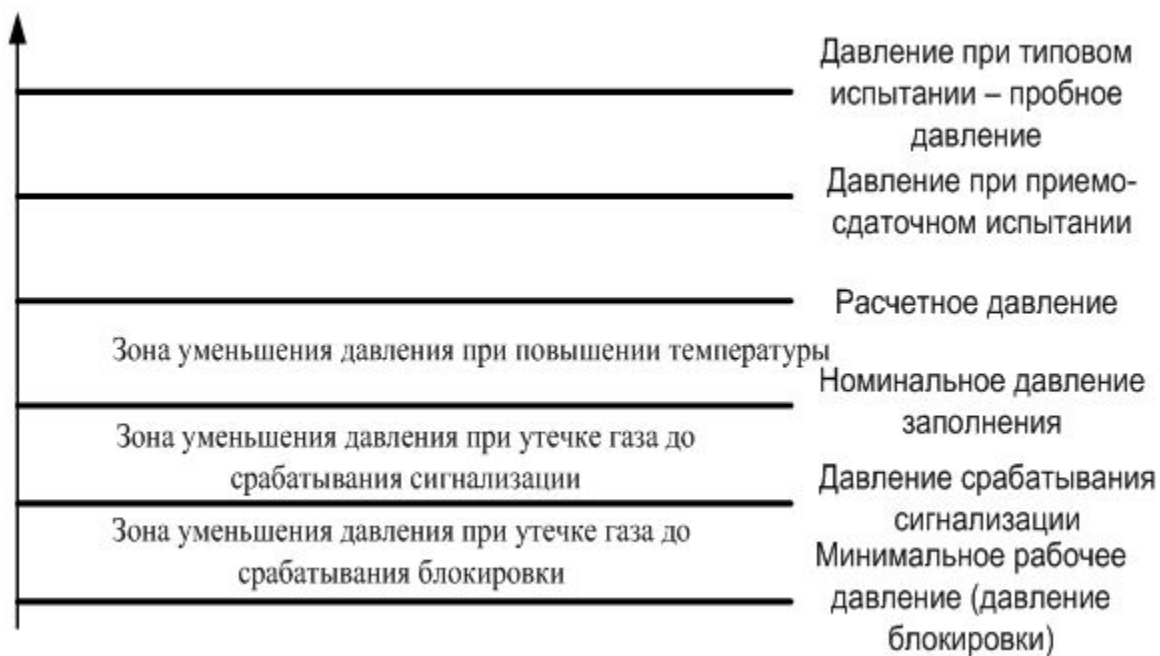


Рисунок 1 – Координация давлений



Рисунок 2 – Блок-схема для планирования обеспечения эксплуатации и технического обслуживания КРУЭ

Таблица 1 – Допустимый номинальный ток короткого замыкания

Номинальный ток короткого замыкания	Степень защиты	Длительность тока	Критерии состояния
≤ 40 кА (действующее значение)	1	0,2 с	Без внешних эффектов, кроме работы устройств сброса давления
	2	$\leq 0,5$ с	Без фрагментации (допустим прожог)
≥ 40 кА (действующее значение)	1	0,1	Без внешних эффектов, кроме работы устройств сброса давления
	2	$\leq 0,3$	Без фрагментации (допустим прожог)

Таблица 2 – Степень защиты персонала от доступа к опасным частям цепи

--	--	--

Степень защиты	Защита от попадания твердых посторонних предметов	Защита от прикосновения к опасным частям
IP1X	Предметы диаметром 50 мм и более	Доступ щупом (испытательный щуп диаметром 12 мм, длиной 80 мм)
IP2X	Предметы диаметром 12,5 мм и более	Доступ щупом (испытательный щуп диаметром 12 мм, длиной 80 мм)
IP2XC	Предметы диаметром 12,5 мм и более	Доступ инструментом (испытательный стержень диаметром 2,5мм, длиной 100 мм)
IP2XD	Предметы диаметром 12,5 мм и более	Доступ проволокой (испытательная проволока диаметром 1 мм, длиной 100мм)
IP3X	Предметы диаметром 2,5 мм и более	Доступ инструментом (испытательный стержень диаметром 2,5мм, длиной 100 мм)
IP3XD	Предметы диаметром 2,5 мм и более	Доступ проволокой (испытательная проволока диаметром 1 мм, длиной 100 мм)
IP4X	Предметы диаметром 1 мм и более	Доступ проволокой (испытательная проволока диаметром 1 мм, длиной 10 мм)
IP5X	Пыль Попадание пыли не предотвращается полностью, но она не проникает в таком количестве или в такие места, чтобы это могло мешать удовлетворительной работе аппарата или ухудшать безопасность.	Доступ проволокой (испытательная проволока диаметром 1 мм, длиной 100 мм)

Таблица 3 – Расход на утечки

Температура, °C	Допустимый расход на утечки
+40 и +50	$3F_p$
Температура окружающей среды	F_p
-5 /-10 /-15 /-25 /-30/-40	$3F_p$
– 50	$6F_p$
– 60	$10F_p$

Приложение 2
к Методическим указаниям
по эксплуатации
комплектных распределительных
элегазовых устройств

Проверка на рабочей площадке

Испытаниями на рабочей площадке являются испытания изоляции основной цепи на пробой. В общем случае напряжение испытания на рабочей площадке составляет 80% от номинального выдерживаемого напряжения (эта величина соответствует обратной величине, которая учитывает разбросы свойств изоляции всей подстанции КРУЭ на рабочей площадке после транспортировки и сборки). При определенных обстоятельствах испытания на рабочей площадке проводятся при пониженном напряжении.

По практическим и экономическим соображениям предпочтительным является проведения испытаний. В связи с этим рекомендуется заключить соглашение между изготовителем и пользователем по целесообразной процедуре испытаний. Тем не менее, наиболее экономичные методы испытаний подвергаются изменениям благодаря успехам в развитии физических и технологических методов.

В настоящее время для испытаний на рабочей площадке используются различные формы кривой напряжения. Испытания напряжением переменного тока наиболее чувствительны при определении свободных частиц, в то время как испытания грозovým разрядом особенно чувствительны при выявлении аномальных конфигураций поля на деталях под напряжением. Для обоих методов и других дефектов весьма эффективными являются измерения частичного разряда, если шум может быть эффективно подавлен и может быть достигнута требуемая чувствительность.

Номинальное выдерживаемое напряжение допускаются не задавать для формы кривой напряжения, прикладываемого на рабочей площадке. В данном случае характеристики изоляции принимаются во внимание с помощью коэффициента преобразования испытания. По отношению к заменяемому напряжению испытательное напряжение на рабочей площадке равняется 80% от номинального выдерживаемого напряжения, умноженного на коэффициент преобразования испытания.

В прошлом использовались испытания напряжением переменного тока. Для номинальных напряжений до 245 кВ обычно проводилось только это испытание. В случае более высоких напряжений дополнительно проводились испытания молниевым разрядом. Испытания напряжением переменного тока с чувствительными измерениями частичного разряда постепенно вытесняют испытания молниевым разрядом. Помимо обычного метода измерения частичного разряда все шире используются современные методы с повышенной чувствительностью и возможностью определения положения и идентификации дефекта.

Если стандартная форма кривой напряжения не может быть реализована, коэффициент преобразования испытания рассматривается следующим образом:

1) для напряжения переменного тока с частотой от 30 до 300 Гц, которая генерируется резонансными цепями, коэффициент преобразования испытания по отношению к напряжению промышленной частоты будет 1,0.

2) допускается проводить испытания коммутационным импульсом. Для диапазонов напряжения, где не задано номинального выдерживаемого напряжения коммутационного импульса, коэффициент преобразования испытания принимается равным 0,75 пикового значения грозового разряда и при 80% коэффициенте для испытания на рабочей площадке в качестве пикового значения принимается 60% от номинального выдерживаемого напряжения грозового разряда;

3) импульсные генераторы, производящие двойные экспоненциальные импульсы, являются дорогостоящими. В связи с этим обычно используются неустановившиеся грозовые импульсы. Длительность фронта выбирается около 10 мкс для достижения равного напряжения в КРУЭ. Для такой длительностей фронтов коэффициент преобразования испытания равен 0,9. В связи с этим напряжение испытания на рабочей площадке составляет 70% от номинального напряжения грозового разряда.

Амплитуды напряжения для испытаний на рабочей площадке связаны с номинальным выдерживаемым напряжением грозового импульса U_p . Выбираются следующие значения:

Напряжение грозового импульса (U_{LI10t}) с длительностью фронта 5 и 15 мкс.

$$U_{LI10t} = 0,9 \cdot 0,8 \cdot U_p = 0,7 \cdot U_p$$

Стандартное напряжение коммутационного импульса (U_{SIIt})

$$U_{SIIt} = 0,75 \cdot 0,8 \cdot U_p = 0,6 \cdot U_p$$

Напряжение переменного тока (U_{ACt}) в диапазоне частот 30–300 Гц

$$U_{ACt} = \frac{1}{\sqrt{2}} \cdot 0,63 \cdot 0,8 \cdot U_p = 0,36 U_p$$

На основе полученного опыта рекомендуется процедура для испытаний на рабочей площадке.

Для номинальных напряжений ниже 170 кВ только одно испытание переменным током при $U_{ACt} = 0,36 U_p$ может быть приемлемо с учетом низкой частоты отказов при эксплуатации. Если такое испытание не может отрицательно повлиять, то проводится испытание коммутационным импульсом с U_{SIIt} и временем до пика более 100 мкс. Для более высоких диапазонов напряжения проводится испытание переменным током с U_{ACt} вместе с измерениями частичного разряда перед и после испытания переменным током. Измерения частичного разряда проводятся при $0,8 U_{ACt}$. Если используются современные методы (метод сверхвысокой частоты и ультравысокой частоты, акустический метод) то сигнал ниже эквивалентного значения. Если из-за фонового шума требуемая чувствительность 5 пКл или эквивалентное значение не может быть

достигнуто, то для дополнительной гарантии состояния диэлектрика рекомендуются испытания молниевым импульсом с U_{LI10t} .

Приложение 3
к Методическим указаниям
по эксплуатации
комплектных распределительных
элегазовых устройств

Элегаз (гексафторид серы).

1. Элегаз не вызывает разрушения стратосферного озонового слоя.
2. Влияние элегаза на увеличение "парникового эффекта" пренебрегают, так как его концентрация в атмосфере невелика и не будет увеличиваться при условии минимальных утечек из оборудования, правильного повторного использования и надлежащего обращения.
3. Выбросы элегаза электроэнергетическими предприятиями в атмосферу составляют невысокий процент.
4. Элегаз является самой эффективной средой для обеспечения надежной изоляции и эффективной коммутации и незаменим при эксплуатации электрооборудования.

На каждой подстанции, в которой используется оборудование с элегазом, предусматривается табличка, содержащая следующие указания:

- 1) Элегаз не рекомендуется выпускать в атмосферу;
- 2) Утечка элегаза из оборудования сведена до минимума путем надлежащего выполнения монтажа и правильного обращения;
- 3) Элегаз используется повторно;
- 4) Соблюдаются требования к повторному использованию элегаза и чистоте использованного элегаза, подлежащего восстановлению.

Приложение 29
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 6 января 2017 года
№ 2

Методические указания по эксплуатации масляных выключателей

1. Настоящие Методические указания по эксплуатации масляных выключателей (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. Настоящие Методические указания определяют основные положения по эксплуатации масляных выключателей.

3. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

- 1) газоотвод – отвод технологических газов;
- 2) термоиндикатор – вещество, ступенчато и необратимо изменяющее цвет при нагревании и позволяющее измерять максимальную температуру труднодоступных поверхностей;
- 3) номинальное напряжение — это величина напряжения из стандартизированного ряда напряжений, определяющих уровень изоляции сети и электрооборудования;
- 4) номинальный ток — наибольший допустимый ток по условиям нагрева токопроводящих частей и изоляции, при котором оборудование способно работать неограниченно длительное время.

4. Выключатели высоковольтные предназначены для включения и отключения электрических цепей высокого напряжения под нагрузкой, для отключения токов короткого замыкания. В масляных выключателях гасящей средой является трансформаторное масло. Выключатели обладают достаточной отключающей способностью, меньшим временем действия, высокой надежностью работы, свойствами пожаро- и взрывоопасности.

5. После окончания монтажа или ремонта производится осмотр, проверка выключателя и привода:

- 1) проверяется правильность и надежность подсоединения рамы выключателя к заземляющему контуру;
- 2) проверяется надежность контактов на ошиновке и наличие термоиндикаторов;
- 3) очищается от пыли поверхность выключателя, протереть мягкой, чистой ветошью изоляционные детали;
- 4) проверяется наличие смазки на трущихся деталях выключателя и привода;
- 5) проверяется наличие масла и его уровень в полюсах выключателя;
- 6) проверяется работа масляного буфера, для чего нажимается шток поршня вниз до упора, затем резко отпускается; поршень быстро, без заеданий возвращается в исходное положение;
- 7) проверяется исправность действия блокировочных устройств;
- 8) проверяется наличие надписей диспетчерских наименований;
- 9) проверяется наличие записей в ремонтной документации, в журналах готовности оборудования после испытаний и указаний оперативному персоналу о готовности устройств релейной защитной автоматики;
- 10) проверяется отсутствие выброса масла через жалюзи маслоотделителя.

6. При наружном осмотре проверяется действительное положение каждого выключателя по показанию его сигнального устройства. Проверяется состояние

поверхности фарфоровых покрышек вводов, изоляторов и тяг, целостность мембран предохранительных клапанов и отсутствие выброса масла из газоотводов, отсутствие следов просачивания масла через сварные швы, разъемы, краны.

7. Определяется отсутствие треска и шума внутри выключателя. По цвету термопленок устанавливается температура контактных соединений. Обращается внимание на соответствие уровня масла в баках и его соответствие температурным отметкам на шкалах маслоуказателей.

8. При значительном понижении уровня или уходе масла из бака принимаются меры – отключается автомат оперативного тока (снимается предохранитель) подачи напряжения на катушку электромагнита отключения выключателя, собирается схема, при которой электрическая цепь исключает использование выключателя, путем замены другим выключателем, например, шиносоединительным или обходным.

9. В зимнее время при температуре окружающего воздуха ниже -25°C условия гашения дуги в масляных выключателях резко ухудшаются вследствие повышения вязкости масла и уменьшения скорости движения подвижных частей.

10. Для улучшения условий работы масляных выключателей при длительном (более суток) понижении температуры включается электроподогрев согласно Правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 246 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10949) (далее – Правила), отключение которого производится при температуре выше -20°C .

11. На скорость и надежность работы выключателей влияние оказывает четкая работа их приводов при отклонениях напряжения от номинального в сети оперативного тока. При пониженном напряжении усилие, развиваемое электромагнитом на включение, способно оказаться недостаточным, в результате чего выключатель не включится. При пониженном напряжении в силовых цепях привода выключатель недовключает электрические контакты, что при его работе в цикле автоматического повторного включения приводит к повышенному износу контактов, подвижных деталей механизмов и аварийным ситуациям.

12. При повышенном напряжении электромагнитами развиваются усилия, ведущие к поломкам деталей привода и сбоям в работе запирающего механизма. Для предупреждения отказов в работе приводов их действие периодически проверяется при напряжении 0,8 и 1,15 $U_{\text{ном}}$. При оборудовании выключателя автоматическим повторным включением, опробование на отключение производится от защиты с включением от автоматического повторного включения.

13. При отказе в отключении выключатель немедленно выводится в ремонт.

14. Операции с выключателями выполняются дистанционно, ключ управления держится в положении "включить" или "отключить" до момента срабатывания сигнализации, указывающей на окончание операции.

15. Ручное отключение масляного выключателя с дистанционным приводом производится воздействием на сердечник отключающего электромагнита или защелку привода.

16. Включение ручным приводом выполняется быстрым поворотом штурвала (рычага) до упора, но без приложения больших усилий в конце хода. Ручной привод отделяется от выключателя стенкой или прочным металлическим щитом для защиты персонала от травм при повреждении выключателя при подаче напряжения на не устраненное после автоматического отключения короткое замыкание или "оставленную" после работ на оборудовании закоротку.

17. При нахождении ключа управления масляного выключателя в коридоре управления, в непосредственной близости от выключателя, включается выключатель. Подача напряжения на оборудование после его автоматического отключения небезопасна. В целях безопасности используется нормальная разомкнутая кнопка, которая при помощи шнура подключается к цепи управления выключателем и позволяет персоналу подавать импульс на его включение, находясь от него на расстоянии 10-12 м.

18. Во время включения выключателя наблюдаются показания амперметров включаемой электрической цепи. При броске тока, указывающем на наличие короткого замыкания или недопустимое несинхронное включение, немедленно отключается выключатель путем поворота ключа, не дожидаясь отключения его релейной защитой.

19. Выключатели подстанций, оснащенных устройствами телемеханики, переводятся на "местное" управление до начала выполнения операций персоналом непосредственно на самой подстанции.

20. После завершения операции с выключателем проверяется его действительное положение, так как есть вероятность неуспешного или ошибочного включения или отключения. Существует два способа проверки: на месте установки выключателя и по показаниям сигнальных ламп и измерительных приборов на щите управления.

21. Проверка на месте установки выключателя осуществляется по его механическому указателю, по положению рабочих контактов выключателей с видимым разрывом цепи тока, по показанию манометров и сигнальных ламп воздушных выключателей. Способ проверки на месте установки выключателя является рекомендательным, когда после отключения выключателя предстоят операции с разъединителями или отделителями данной электрической цепи.

22. Проверяется на месте включенное положение шиносоединительного выключателя перед началом операций с шинными разъединителями при переводе электрических цепей с одной системы шин на другую. В комплектном

распределительном устройстве отключенное положение выключателя проверяется перед каждой операцией перемещения тележки в шкафу комплектного распределительного устройства из рабочего в контрольное положение и наоборот.

23. Проверка положений выключателей на месте их установки, при наличии определить фазное включение, выполняется пофазно. Проверка по показаниям сигнальных ламп мнемосхем и измерительных приборов (амперметров, вольтметров, ваттметров) производится:

1) при отключении выключателя электрической цепи без проведения в дальнейшем операций с разъединителями;

2) при отключении выключателя электрической цепи с последующим проведением операций с разъединителями при помощи дистанционного привода (здесь имеется в виду, что выключатель и разъединители имеют блокировку, исключающую проведение ошибочной операции);

3) включении под нагрузку линии, трансформатора;

4) подаче и снятии напряжения с шин.

24. При фактах, перечисленных в подпунктах 1-4 пункта 24 настоящих Методических указаний, не требуется проверять действительное положение выключателя в распределительном устройстве, когда по измерительным приборам и сигнальным лампам видно, что операция с выключателем состоялась. Второй способ проверки положения выключателя по сигнальным лампам и измерительным приборам применяется как дополнительный к первому, не заменяя его.

25. Все сведения о неисправностях, обнаруженных во время работы выключателя, записываются в журнал дефектов и сообщаются мастеру, сведения об отключении коротких замыканий – в журнал автоматических отключений с указанием величины тока короткого замыкания.

26. За время эксплуатации обслуживающим персоналом:

1) наблюдается, чтобы рабочее напряжение и ток нагрузки выключателя не превышали величин, указанных в приложении к настоящим Методическим указаниям;

2) контролируется уровень масла в полюсах выключателя и отсутствие течей масла;

3) предотвращается в помещении распределительного устройства скопление пыли согласно Правилам.

27. После отключения короткого замыкания выключатель подлежит осмотру. Проверяется отсутствие выброса масла через жалюзи маслоотделителя. Выброс масла свидетельствует о ненормальном отключении короткого замыкания, выключатель выводится из работы и осматривается. Когда после отключения короткого замыкания отмечается значительное потемнение масла в масломерном стекле, масло в выключателе заменяется. Осматриваются тяги, проходные и опорные изоляторы, обращается внимание на отсутствие трещин и степень загрязнения фарфора. При загрязнении производится протирка изоляции после вывода выключателя из работы.

28. Для поддержания выключателя в работоспособном состоянии в течении всего периода эксплуатации установлены следующие виды технического обслуживания:

- 1) периодический осмотр;
- 2) текущий ремонт;
- 3) средний ремонт;
- 4) капитальный ремонт;
- 5) внеплановый ремонт.

29. Периодический осмотр производится не реже одного раза в месяц согласно Правилам.

30. При осмотрах проверяется отсутствие ненормального нагрева выключателя, признаками нагрева является едкий специфический запах горелой изоляции вследствие обугливания нижнего и верхнего бакелитовых цилиндров и камеры, перегрева масла. При перегреве масла оно темнеет в масломерном стекле. Особое внимание уделяется контролю нагрева выключателя при больших нагрузках и высокой температуре окружающего воздуха.

31. Текущий ремонт выключателя производится один раз в год согласно Правилам.

32. При текущем ремонте производятся следующие работы:

- 1) проверка состояния и подтяжка болтовых соединений, в том числе и контактных;
- 2) проверка работы кинематики приводного механизма и привода;
- 3) проверка целостности и очистка изоляционных деталей, регулировка уровней масла в полюсах и масляном буфере;
- 4) подтяжка или замена уплотняющих прокладок.

33. Средний ремонт выключателя производится через три-четыре года после текущего согласно Правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 19 марта 2015 года № 222 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за №10889). Выполняется комплекс работ в объеме текущего ремонта и дополнительно замеряется переходное сопротивление полюсов, скоростные и механические характеристики. При отклонениях измеренных характеристик производится разборка и регулировка выключателя и высоковольтные испытания в полном объеме.

34. Внеочередной ремонт производится после отключения 6 коротких замыканий. Предыдущая регулировка сохраняется. Выключатель разбирается в минимальном объеме. Порядок и объем разборки следующий:

- 1) снимаются межфазные перегородки;
- 2) производится расшиновка нижнего выводного контакта;
- 3) сливается масло;
- 4) открываются нижние крышки, вынимаются гасительные камеры и распорные цилиндры;

5) открываются верхние бакелитовые крышки и вынимаются маслоотделители.

35. Дальнейшая разборка производится только по потребности. Осматривается и ремонтируется дугогасительная камера и распорный цилиндр. Проверяется работа масляного буфера и уровень масла в нем, выключатель очищается от пыли и грязи. Подтягиваются гайки и болты, заменяются поломанные шплинты, проверяется отсутствие течей масла в уплотнениях.

36. После выполнения 450 срабатываний выключателя производится:

1) замена масла, частичная замена контактов – через 900 отключений;

2) полная замена контактов, камер – через 1800 отключений токов близких к номинальному.

37. Капитальный ремонт производится с периодичностью один раз в восемь лет в соответствии Правилами устройства электроустановок, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 230 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10851) (далее – ПУЭ). В объем капитального ремонта входят:

1) общий осмотр, отсоединение шин, снятие основных цилиндров с рамы;

2) осмотр и ремонт приводного механизма;

3) осмотр и ремонт дугогасительных устройств и контактной системы;

4) регулировка выключателя;

5) присоединение шин, покраска, испытания выключателя;

6) оформление документации.

38. Вывод выключателя в плановый ремонт производится по заявке, подаваемой в установленные сроки. Вывод в аварийный ремонт – по аварийной заявке, подаваемой после обнаружения аварийного состояния.

39. Ремонт выключателя на месте установки производится по наряду-допуску после допуска бригады на подготовленное рабочее место согласно рекомендациям пункта 23 настоящих Методических указаний в соответствии с ПУЭ.

40. Ремонт выключателей выполняется по технологическим картам или планам производства работ (ППР).

41. В состав бригады по ремонту включается персонал лаборатории для проведения высоковольтных испытаний изоляции.

42. Масляный выключатель независимо от типа очищается от пыли, фарфоровые изоляторы и изоляционные детали протираются ветошью, смоченной в спирте, восстанавливается смазка трущихся поверхностей, проверяется наличие масла в масляных буферах и полюсах, доливается или заменяется на свежее масло.

43. При течи масла подтягиваются болтовые соединения. Проверяются сопротивление полюсов и заземления. Доливка масла в масляный буфер выключателя производится по руководству изготовителя.

44. Капитальный ремонт масляных выключателей включает следующие основные работы:

1) отсоединение выключателя от шин и привода;

2) слив масла;

3) разборку выключателя;

4) осмотр и ремонт приводного механизма, фарфоровых опорных, проходных и изоляторов тяги, внутрибаковой изоляции, дугогасительной камеры, неподвижного розеточного и подвижного контактов, изоляционных цилиндров, маслоуказателей, прокладок и других деталей.

45. Разборка выключателя производится по руководству изготовителя.

46. При осмотре выключателя не рекомендуется проникать за сетчатые или барьерные ограждения и приближаться к токоведущим частям или полюсам выключателя на расстояние менее допустимого.

47. При обнаружении снижения уровня масла в масломерном стекле хотя бы одного полюса выключателя на 15-20 мм ниже нижней черты, сообщается диспетчеру и мастеру, со схемы управления выключателя снимается оперативный ток для предотвращения автоматического или дистанционного его отключения и разрушения. Принимаются экстренные меры по выводу его из работы.

Приложение
к Методическим указаниям по
эксплуатации
масляных выключателей

Таблица – Рабочее напряжение и ток нагрузки выключателей

№п/п	Параметр	У-110	МКП-110	ВМТ-110	С-35	МГ-10	МГ-20	ВМП-10
1	Номиналь н о е напряжени е, кВ	110	110	110	35	10	20	10
2	Номиналь ный ток, А	2000	600 1000	1000	630	5000	5000	630 1000

Приложение 30
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 6 января 2017 года
№ 2

Методические указания по проведению энергетических обследований тепловых сетей

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по проведению энергетических обследований тепловых сетей (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики

Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. Настоящие Методические указания определяют комплекс работ по обследованию тепловых сетей, сооружений на тепловых сетях во взаимосвязи со всеми элементами систем централизованного теплоснабжения в части их взаимодействия в едином технологическом процессе производства, передачи и потребления тепловой энергии, рационального использования топливно-энергетических ресурсов.

3. Настоящие Методические указания распространяются на тепловые сети (со всеми сопутствующими конструкциями), здания и сооружения, обеспечивающие транспортировку горячей воды, водяной пара, конденсата водяного пара. Рассматриваются системы централизованного теплоснабжения (далее – СЦТ) в едином технологическом процессе производства, передачи и потребления теплоты.

4. Настоящие Методические указания следует соблюдать при эксплуатации действующих и вводимых объектов после строительства (реконструкции, модернизации и техническом перевооружении существующих) тепловых сетей (включая здания и сооружения).

5. Основными задачами энергетического обследования (далее – ЭО) систем транспорта и распределения тепловой энергии является определение направления по безопасности, надежности и безаварийности систем теплоснабжения, с учетом анализа фактических показателей работы систем транспорта (СЦТ в целом) по сравнению их с нормируемыми значениями, для выработки направления по устранению причин их несоответствия.

Глава 2. Область применения

6. Настоящие Методические указания определяют основные направления для проведения всех видов обследований, которым подлежат организации, осуществляющие деятельность по передаче тепловой энергии от источника тепла до теплоиспользующих установок потребителей (далее – энергопередающая организация).

7. ЭО направлены для определения соответствия безопасности, надежности и безаварийности систем теплоснабжения и проведения анализа по фактическим показателям работы систем транспорта (СЦТ в целом, по узлам) по сравнению их с нормируемыми (проектными) значениями, выработать направления по устранению причин их несоответствия. Результаты анализов ЭО применяются для установления технических параметров в формировании затрат, связанных с деятельностью энергопередающей организации.

8. До начала проведения ЭО эксплуатирующая тепловые сети организация обеспечивает собственными силами или с привлечением специализированных организаций, имеющих опыт на проведение работ по сбору энергетических характеристик и нормативных показателей.

9. ЭО распространяется на элементы системы теплоснабжения, не находящиеся на балансе тепловых сетей энергоснабжающих организаций, но оказывающие существенное влияние на работу тепловых сетей:

- 1) водяной тракт водоподогревательных установок источников тепла;
- 2) тепловые сети и потребители тепла, не находящиеся на балансе энергоснабжающих организаций.

10. В соответствии с назначением проводятся виды ЭО:

- 1) первичное;
- 2) периодическое (очередное);
- 3) внеочередное обследование.

Глава 3. Первичные энергетические обследования

11. Первичные ЭО проводятся перед вводом в эксплуатацию на законченных строительством объектах тепловых сетей, а также при их реконструкции и модернизации, для проверки соответствия выполненных монтажных и наладочных работ проекту и требованиям нормативно-технических документов по обеспечению технических показателей тепловых сетей.

12. Первичные ЭО после реконструкции и модернизации, для проверки соответствия выполненных монтажных и наладочных работ проекту и требованиям нормативно-технических документов по обеспечению технических показателей тепловых сетей, проводятся в соответствии с нормами документа, согласно Правилам приемки в эксплуатацию энергообъектов электростанций, электрических и тепловых сетей после технической модернизации, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 13 февраля 2015 года № 90 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за №10453).

Глава 4. Периодические энергетические обследования

13. Периодические обследования проводятся в целях оценки технического состояния основного и вспомогательного оборудования, зданий и сооружений тепловых сетей, проверки выполнения ранее разработанных рекомендаций. При выявлении снижения показателей, которые влияют или могут влиять на безопасность, надежность и безаварийность систем теплоснабжения, вырабатываются мероприятия по устранению этих причин и предотвращению их появления в дальнейшем.

14. Периодические обследования технического состояния энергетического оборудования, зданий и сооружений тепловых сетей с привлечением экспертных организаций и заводов-изготовителей проводятся не реже 1 раза в 5 лет согласно Правилам проведения периодического обследования технического состояния энергетического оборудования, зданий и сооружений электрических станций, электрических и тепловых сетей, а также энергетического оборудования потребителей с привлечением экспертных организаций и заводов-изготовителей, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 31 марта 2015 года № 255 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за №10853) (далее – Правила).

15. Периодические обследования технического состояния энергетического оборудования, зданий и сооружений тепловых сетей проводятся государственными уполномоченными органами в установленном законодательством порядке Республики Казахстан.

16. Периодические обследования по инициативе энергопередающей организации проводятся в соответствии с порядком и требованиями норм, согласно Правилам, за счет обследуемой организации на основании договора с экспертной организацией.

17. Экспертной организацией перед проведением периодического обследования разрабатывается план и программы, которые определяют последовательность и сроки их проведения. План и программа периодического обследования проходят согласования с государственным органом по энергетическому надзору и контролю.

18. По результатам ЭО экспертной организацией выдается заключение с анализами и решениями (рекомендациями) по устранению выявленных сниженных качественных показателей технического состояния обследованных объектов тепловых сетей.

19. К заключениям прилагаются акты по установленным фактам соответствия или нарушения параметров технического состояния объектов тепловых сетей, которые являются неотъемлемой частью заключения.

20. Заключение оформляется в трех экземплярах, один экземпляр предоставляется в обследуемую организацию в срок не более десяти рабочих дней после окончания периодического обследования, второй – направляется в территориальный контролирующий орган в области электроэнергетики в срок не более десяти рабочих дней после окончания периодического обследования, третий – остается в экспертной организации.

21. Порядок и сроки проведения периодического обследования уполномоченным органом определяются законодательством Республики Казахстан.

Глава 5. Внеочередные энергетические обследования

22. Внеочередные обследования проводятся государственными уполномоченными органами в установленном законодательством порядке Республики Казахстан или по инициативе энергопередающей организации.

23. Внеочередные обследования могут (по условиям назначения) проводиться как в целом по тепловым сетям энергопередающей организации, так и по конкретным узлам, параметрам низкого качества тепловой энергии (теплоносителя).

24. Внеочередное обследование, проводимое по инициативе энергопередающей организации, осуществляется за счет обследуемой организации на основании договора с экспертной организацией. Данное обследование рекомендуется выполнять с соблюдением требований нормативов, согласно Правилам и Правилам проведения энергетической экспертизы, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 3 февраля 2015 года № 59 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за №10444).

25. Для получения паспорта готовности к предстоящему отопительному сезону энергопередающая организация по своей инициативе проводит внеочередное обследование своих тепловых сетей. Данное обследование рекомендуется выполнять в соответствии с требованиями указанных в Правилах получения энергопроизводящими, энергопередающими организациями паспорта готовности к работе в осенне-зимний период, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 2 февраля 2015 года № 55 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за №10516).

26. Проводимое государственным уполномоченным органам внеочередное обследование осуществляется в порядке и сроки, установленные законодательством Республики Казахстан.

Глава 6. Условия организации энергетического обследования

27. Для реализации ЭО составляется план с указанием программ обследования по конкретным направлениям обследования. План может состоять из одной или несколько программ.

28. Для проведения первичных и периодических ЭО в план включаются программы по всем разделам настоящих Методических указаний.

29. В программах обследования указываются порядок организации работ, сроки их проведения и лица, ответственные за проведение и регистрацию фактов, с полномочием подписи фиксирующих документов (актов, протоколов) по результатам работ.

30. План и программы ЭО тепловых сетей составляются на основании разделов настоящих Методических указаний на основе реализованных решений перспективного развития систем теплоснабжения населенных пунктов, промышленных узлов, групп промышленных предприятий, районов и других административно-территориальных

образований, а также отдельных СЦТ указанных в схемах теплоснабжения энергопередающей организацией.

31. Технические программы разрабатываются организациями, проводящими обследование с учетом особенностей технологических схем и обследуемого оборудования и объектов энергопередающей организации.

32. При разработке технических программ и проведении обследований используются результаты проведенных ранее на объекте режимно-наладочных работ, регламентных испытаний, разработки энергетических характеристик, данные отраслевой статистической отчетности.

33. Технической базой обследования являются:

1) проектная и исполнительная документация по тепловым сетям (далее – ТС) и насосно-дроссельным станциям;

2) эксплуатационная документация (расчетные температурные графики, гидравлические режимы, данные по присоединенным тепловым нагрузкам, их видам);

3) статистические данные за год, предшествующий проведению ЭО (расходы сетевой и подпиточной воды, располагаемые напоры, отпуск тепла, температуры сетевой воды, температуры наружного воздуха и грунта);

4) материалы проведения периодических испытаний ТС по определению тепловых потерь и гидравлических характеристик;

5) конструктивные данные по видам прокладки и типам применяемых теплоизоляционных конструкций, сроки эксплуатации ТС;

6) оснащенность приборами учета отпускаемой и потребляемой тепловой энергии и теплоносителя;

7) материалы по разработке энергетических характеристик систем транспорта тепловой энергии.

Глава 7. Оформление результатов энергетических обследований

34. По результатам ЭО составляется отчет, содержание которого определяется видом энергетического обследования. При проведении первичного обследования в отчете содержится:

1) техническая характеристика обследуемого энергообъекта;

2) результаты обобщения и анализа использованных исходных данных;

3) перечень и количественные значения нормируемых и фактических показателей энергоэффективности, результаты их сопоставления и анализ причин их несоответствия;

4) энергетический и материальный балансы;

5) оценка эффективности использования энергоресурсов, предложения (мероприятия) по сокращению затрат энергоресурсов, потерь теплоносителя;

6) перечень, сроки и очередность выполнения мероприятий по повышению энергоэффективности, согласованных с энергоснабжающей организацией, оценочную стоимость работ по их выполнению и ожидаемое значение сокращения затрат энергоресурсов.

35. К отчету прилагаются материалы:

1) исходные статистические данные по параметрам работы систем транспорта тепла за рассматриваемый период;

2) результаты инструментальных измерений текущих параметров работы, их обработки, определения показателей энергоэффективности и приведения их в сопоставимые условия с нормируемыми значениями;

3) исходные данные по составлению балансов использования энергетических и материальных ресурсов;

4) обосновывающие материалы к предложениям (мероприятиям) по сокращению затрат энергоресурсов.

36. В виде приложения к отчету или как самостоятельный документ составляется энергетический паспорт обследуемого предприятия, форма согласно приложению 1 к настоящим Методическим указаниям. Общие сведения в энергетическом паспорте принимаются по технической характеристике объекта обследования.

37. В зависимости от вида ЭО содержание, как отчета, так и приложения к нему могут отличаться от приведенной типовой структуры и содержания отчета по результатам первичного обследования.

Глава 8. Соответствие схемы теплоснабжения и тепловых сетей

38. При обследовании проводится сверка проектной и исполнительной документации по ТС и соблюдению схемы теплоснабжения энергопередающей организации. Обследование системы централизованного теплоснабжения от котельных, крупных и малых тепловых и атомных электростанций (ТЭЦ, ТЭС, АЭС), источников децентрализованного теплоснабжения (далее - ДЦТ) – автономных, крышных котельных, квартирных теплогенераторов производится путем технико-экономического сравнения показателей.

39. Эксплуатация тепловых сетей по проекту схемы теплоснабжения устанавливающей соблюдение нормативного уровня:

1) надежности, определяемого критериями вероятностью безотказной работы, готовностью (качеством) теплоснабжения, безопасности и безаварийности;

2) требований экологии;

3) безопасности эксплуатации;

4) теплоэнергосбережения.

40. Обследуется функционирование тепловых сетей и СЦТ в целом на соблюдение:

1) концентрации в процессе эксплуатации токсичных и вредных для населения, ремонтно-эксплуатационного персонала и окружающей среды веществ в тоннелях, каналах, камерах, помещениях и других сооружениях, в атмосфере, с учетом способности атмосферы к самоочищению в конкретном жилом или населенном пункте;

2) естественного (природного) теплового режима растительного покрова (травы, кустарников, деревьев), под которым прокладываются теплопроводы.

41. Для тепловых сетей, независимо от способа прокладки и системы теплоснабжения, не рекомендуется проходить по территории кладбищ, свалок, скотомогильников, мест захоронения радиоактивных отходов, полей орошения, полей фильтрации и других участков, представляющих опасность химического, биологического и радиоактивного загрязнения теплоносителя.

42. Технологические аппараты промышленных предприятий, от которых могут поступать в тепловые сети вредные вещества, присоединяются к тепловым сетям через водоподогреватель с дополнительным промежуточным циркуляционным контуром. Между таким аппаратом и водоподогревателем при обеспечении давления в промежуточном контуре устанавливается давление меньше, чем в тепловой сети. При этом следует проверить установку пробоотборных точек для контроля вредных примесей.

43. Проверяется присоединение системы горячего водоснабжения потребителей к паровым сетям на наличие пароводяных водоподогревателей.

44. Безопасная эксплуатация тепловых сетей обеспечивается путем обеспечения принимаемых мер, исключаящих:

1) воздействие (касание) горячей воды или горячей поверхностью трубопроводов (и оборудования) при температурах теплоносителя более 75°C непосредственно на людей;

2) в системе теплоснабжения теплоносителя с температурами выше величин определяемых нормами безопасности;

3) снижение в жилых и производственных помещениях потребителей второй и третьей категорий при отказах СЦТ температуры воздуха ниже установленных минимальных величин;

4) слив сетевой воды в непредусмотренных проектом местах.

45. Соблюдение условий величины температуры на поверхности изоляционной конструкции теплопроводов, арматуры и оборудования:

1) 45°C , при прокладке теплопроводов в подвалах зданий, технических подпольях, тоннелях и проходных каналах;

2) 60°C , при надземной прокладке, в камерах и других местах, доступных для обслуживания.

46. Проверяется наличие непосредственного водоразбора сетевой воды у потребителей в закрытых системах теплоснабжения.

47. Основанием полной проверки конкретного узла тепловых сетей устанавливается наличие несоответствия между текущими техническими и проектными параметрами.

48. В расчетах технических параметров учитывается наличие в открытых системах теплоснабжения подключение части потребителей горячего водоснабжения через водо-водяные теплообменники на тепловых пунктах абонентов (по закрытой системе) как временное при условии обеспечения (сохранения) качества сетевой воды согласно требованиям действующих нормативных документов.

49. Проверяется исключение вероятности нерекомендуемых концентраций радионуклидов в сетевой воде, трубопроводах, оборудовании СЦТ и в приемниках теплоты потребителей при эксплуатации тепловых сетей по проектным решениям открытых систем теплоснабжения с атомными источниками теплоты.

Глава 9. Схемы тепловых сетей

50. При ЭО водяные тепловые сети надлежит проверять на соответствие проекту, который, как правило, выполняется двухтрубными, подающими одновременно теплоту на отопление, вентиляцию, горячее водоснабжение и технологические нужды.

51. Многотрубные и однострунные тепловые сети применяются при наличии технико-экономическом обосновании.

52. Схема и конфигурация тепловых сетей проверяются на обеспечение теплоснабжения на уровне заданных показателей надежности путем:

- 1) проведения совместной работы с источниками теплоты;
- 2) установки перемычек между районами, узлами тепловых сетей;
- 3) прокладки резервных (дублирующих) теплопроводов;

4) применения наиболее современных и адаптированных к местным условиям эксплуатации конструкций и технических решений.

53. Проверяются системы отопления и вентиляции потребителей по присоединению их к двухтрубным водяным тепловым сетям непосредственно по зависимой схеме присоединения.

54. Качество исходной воды для открытых и закрытых систем теплоснабжения проверяется на соответствие требованиям действующей нормативной документации и действующим нормативным документом в области электроэнергетики.

55. Проверяется размещение баков-аккумуляторов горячей воды возможно, как на источнике теплоты, так и в районах теплоснабжения. При этом на источнике теплоты предусматриваются баки-аккумуляторы вместимостью не менее 25% общей расчетной вместимости баков. Внутренняя поверхность баков защищается от коррозии, а вода в них – от аэрации с непрерывным обновлением воды в баках.

56. Для открытых систем теплоснабжения, а также при отдельных тепловых сетях на горячее водоснабжение проверяются баки-аккумуляторы химически обработанной и

деаэрированной подпиточной воды, расчетной вместимостью равной десятикратной величине среднечасового расхода воды на горячее водоснабжение.

57. В СЦТ с теплопроводами любой протяженности от источника теплоты до районов теплопотребления проверяется использование теплопроводов в качестве аккумулирующей емкостей.

58. При расположении группы баков-аккумуляторов вне территории источников теплоты она проверяется ограждение общим валом высотой не менее 0,5 м. Для обвалованной территории рекомендуется наличие объема воды в наибольшем баке и отвод воды в канализацию.

59. При размещении баков-аккумуляторов вне территории источников теплоты следует проверять их ограждение по высоте для исключения доступа посторонних лиц к бакам.

Глава 10. Обследование тепловых сетей на их надежность работы

60. Для определения обеспечения безотказности тепловых сетей следует проверять:

1) предельно допустимую длину участков теплопроводов (тупиковых, радиальных, транзитных) до каждого подключенного потребителя или теплового пункта;

2) наличие и места размещения резервных трубопроводных связей между радиальными теплопроводами;

3) достаточность диаметров для обеспечения резервной подачи теплоты потребителям при отказах (технологических нарушениях, авариях) тепловой сети;

4) обоснованность перехода на надземную или тоннельную прокладку;

5) выполнение очередности ремонтов и замены теплопроводов, частично или полностью утративших свой ресурс;

6) необходимость проведения работ по дополнительному утеплению зданий.

61. Готовность системы к исправной работе следует определять по числу часов ожидания готовности: источника теплоты, тепловых сетей, потребителей теплоты, а также – числу часов нерасчетных температур наружного воздуха в данной местности.

62. Для расчета показателя готовности следует определять (учитывать):

1) готовность СЦТ к предстоящему отопительному сезону;

2) достаточность установленной тепловой мощности источника теплоты для обеспечения исправного функционирования СЦТ при нерасчетных похолоданиях;

3) способность тепловых сетей обеспечить исправное функционирование СЦТ при похолоданиях ниже расчетных;

4) организационные и технические мероприятия, рекомендованные для обеспечения исправного функционирования СЦТ на уровне заданной готовности;

5) температуру наружного воздуха, при которой обеспечивается заданная внутренняя температура воздуха.

Глава 11. Обследование о наличии резервов в тепловых сетях

63. Следует проверять используемые способы резервирования:

- 1) обеспечение заданного уровня готовности энергетического оборудования тепловых сетей с применением на источниках теплоты рациональных тепловых схем;
- 2) резервирование тепловых сетей с примыкающими районными сетями;
- 3) наличие резерва насосных и трубопроводных связей;
- 4) баков-аккумуляторов с достаточным объемом.

64. Проверяются установки местных резервных источников теплоты (стационарных или передвижных) для потребителей первой категории.

Глава 12. Обследование на надежность, безопасность и безаварийность работы тепловых сетей при условиях, не предусмотренных проектом

65. Проверяется достаточность поддержания температуры воды в течение всего ремонтно-восстановительного периода после отказа работы узла тепловой сети с минимальной подачей теплоты (не ниже 3°C) по теплопроводам, расположенным в неотапливаемых помещениях и снаружи, в подъездах, лестничных клетках, на чердаках и других помещениях.

66. Проверяются мероприятия по обеспечению надежности, безопасности и безаварийности элементов систем теплоснабжения, находящихся при отказах в зонах возможных воздействий отрицательных температур окружающего наружного воздуха, в том числе:

- 1) организация локальной циркуляции сетевой воды в тепловых сетях;
- 2) спуск сетевой воды из систем теплоиспользования у потребителей, распределительных тепловых сетей, транзитных и магистральных теплопроводов;
- 3) прогрев и заполнение тепловых сетей и систем теплоиспользования потребителей во время и после окончания ремонтно-восстановительных работ;
- 4) прочность элементов тепловых сетей в условиях, не рассчитанных проектом, на достаточность запаса прочности оборудования и компенсирующих устройств;
- 5) временное использование, при возможности, передвижных источников теплоты.

Глава 13. Сбор и возврат конденсата

67. Обследуются закрытые системы сбора и возврата конденсата источнику теплоты на отсутствие избыточного давления в сборных баках конденсата более 0,005 мегапаскаль (далее – МПа).

68. Проверяются напорные конденсатопроводы, согласно проектному расчету максимального часового расхода конденсата, исходя из условий работы трубопроводов

полным сечением при всех режимах возврата конденсата и предохранения их от опорожнения при перерывах в подаче конденсата. Давление в сети конденсатопроводов при всех режимах принимается "избыточным".

69. Конденсатопроводы от конденсатоотводчиков до сборных баков конденсата следует проверять с учетом образования пароводяной смеси.

70. Емкость сборных баков конденсата, устанавливаемых в тепловых сетях, на тепловых пунктах потребителей проверяется на не менее 10-минутный максимальный расход конденсата. Число баков при круглогодичной работе проверяется не менее двух, емкостью по 50% каждый. При сезонной работе и менее 3 месяцев работы в году и при максимальном расходе конденсата до 5 тонн в час (далее - т/ч) рекомендуется установка одного бака.

71. По максимальному часовому расходу конденсата определяется подача (производительность) насосов для перекачки конденсата.

72. По величине потери давления в конденсатопроводе с учетом высоты подъема конденсата от насосной до сборного бака и величины избыточного давления в сборных баках определяется напор насоса.

73. С учетом условий параллельной работы насосов при всех режимах возврата конденсата определяется их напор, подающих конденсат в общую сеть.

74. Проверяется число насосов в каждой насосной, один из которых является резервным.

75. В системах сбора и возврата конденсата проверяется использование его теплоты для собственных нужд предприятия (их объемов и применение).

Глава 14. Теплоносители и их параметры

76. В системах централизованного теплоснабжения для отопления, вентиляции и горячего водоснабжения жилых, общественных и производственных зданий в качестве теплоносителя следует, как правило, принимать воду.

77. Следует проверять возможность применения воды как теплоносителя для технологических процессов.

78. Применение для предприятий в качестве единого теплоносителя пара для технологических процессов, отопления, вентиляции и горячего водоснабжения рекомендуется при технико-экономическом обосновании.

79. Максимальная расчетная температура сетевой воды на выходе из источника теплоты, в тепловых сетях и приемниках теплоты проверяется на основе технико-экономических расчетов. После ввода в эксплуатацию в пределах последних 5 лет принимаются во внимание предыдущие заключения ЭО с указанием этих параметров.

80. При наличии в закрытых системах теплоснабжения нагрузки горячего водоснабжения минимальная температура сетевой воды на выходе из источника

теплоты и в тепловых сетях проверяется возможность подогрева воды, поступающей на горячее водоснабжение до нормируемого уровня.

81. Температура сетевой воды, возвращаемой на тепловые электростанции с комбинированной выработкой теплоты и электроэнергии, определяется на соответствие с технико-экономическим расчетом проекта.

82. При отсутствии у приемников теплоты в системах отопления и вентиляции автоматических индивидуальных устройств регулирования температуры внутри помещений проверяется в тепловых сетях регулирование температуры теплоносителя:

1) центральное качественное по нагрузке отопления, по совместной нагрузке отопления, вентиляции и горячего водоснабжения - путем изменения на источнике теплоты температуры теплоносителя в зависимости от температуры наружного воздуха ;

2) центральное качественно-количественное по совместной нагрузке отопления, вентиляции и горячего водоснабжения – путем регулирования на источнике теплоты, как температуры, так и расхода сетевой воды.

83. Центральное качественно-количественное регулирование на источнике теплоты проверяется наличием группового количественного регулирования на тепловых пунктах. Которые применяются преимущественно в переходный период отопительного сезона, начиная от точки излома температурного графика с учетом схем присоединения отопительных, вентиляционных установок и горячего водоснабжения, колебаний давления в системе теплоснабжения, наличия и мест размещения баков-аккумуляторов, теплоаккумулирующей способности зданий и сооружений.

84. При центральном качественно-количественном регулировании отпуска теплоты для подогрева воды в системах горячего водоснабжения потребителей температура воды в подающем трубопроводе проверяется:

1) для закрытых систем теплоснабжения – не менее 70°C;

2) для открытых систем теплоснабжения – не менее 60°C.

85. По температуре наружного воздуха, соответствующей точке излома графика регулирования по нагрузке отопления проверяется центральное качественно-количественное регулирование по совместной нагрузке отопления, вентиляции и горячего водоснабжения точка излома графика температур воды в подающем и обратном трубопроводах.

86. При наличии у потребителя теплоты в системах отопления и вентиляции индивидуальных устройств регулирования температуры воздуха внутри помещений количеством протекающей через приемники сетевой воды в системах теплоснабжения, в пределах, обеспечивающих качество и устойчивость теплоснабжения, проверяется центральное качественно-количественное регулирование путем группового

количественного регулирования на тепловых пунктах. Данное регулирование применяется для уменьшения колебаний гидравлических и тепловых режимов в конкретных квартальных (микрорайонных).

87. Проверяются графики температур теплоносителя для отдельных водяных тепловых сетей от одного источника теплоты к предприятиям и жилым районам.

88. Проверяется регулирование температуры или расхода теплоносителя в тепловых пунктах в зданиях общественного и производственного назначения, для которых возможно снижение температуры воздуха в ночное и нерабочее время.

89. При отсутствии у приборов отопления терморегулирующих клапанов проверяется автоматическая регулировка температуры внутреннего воздуха в жилых и общественных зданиях по температурному графику для поддержания среднего значения по зданию.

90. Проверяется применение для тепловых сетей графиков регулирования отпуска теплоты "со срезкой" по температурным величинам.

Глава 15. Гидравлические режимы

91. При обследовании вводимых и после реконструкции действующих СЦТ, для разработки мероприятий по повышению эксплуатационной готовности и безотказности работы всех звеньев системы, рекомендуется расчет гидравлических режимов.

92. Для водяных тепловых сетей следует проверять следующие гидравлические режимы:

- 1) расчетный – по расчетным расходам сетевой воды;
- 2) зимний – при максимальном отборе воды на горячее водоснабжение из обратного трубопровода;
- 3) переходный – при максимальном отборе воды на горячее водоснабжение из подающего трубопровода;
- 4) летний – при максимальной нагрузке горячего водоснабжения в неотапительный период;
- 5) статический – при отсутствии циркуляции теплоносителя в тепловой сети;
- 6) аварийный.

93. С учетом несовпадения максимальных часовых расходов пара рекомендуется учитывать, что отдельными предприятиями определяется расход пара в паровых тепловых сетях, обеспечивающих предприятия с различными суточными режимами работы.

94. Дополнительное количество пара конденсирующегося за счет потерь теплоты в трубопроводах учитывается для паропроводов насыщенного пара в суммарном расходе

95. При применении в тепловых сетях трубопроводов из других материалов значения эквивалентных шероховатостей проверяется на подтверждение их фактической величины испытаниями с учетом срока эксплуатации.

96. Проверяются на соответствие диаметров подающего и обратного трубопроводов двухтрубных водяных тепловых сетей при совместной подаче теплоты на отопление, вентиляцию и горячее водоснабжение.

97. Проверяется по показаниям регистрирующей документации (дежурных журналов) наличие при статических режимах nereкомендуемого повышения давления в трубопроводах и оборудовании.

98. Давление воды в подающих трубопроводах водяных тепловых сетей при работе сетевых насосов проверяется, исходя из условий не вскипания воды при ее максимальной температуре в любой точке подающего трубопровода, в оборудовании источника теплоты и в приборах систем потребителей, непосредственно присоединенных к тепловым сетям.

99. Давление и температура воды на всасывающих патрубках сетевых, подпиточных, подкачивающих и смесительных насосов проверяется по условиям прочности конструкций насосов на наличие давления кавитации.

100. Напор сетевых насосов для отопительного и неотопительного периодов определяется, по сумме потерь напора в подающем и обратном трубопроводах на границах раздела с источником тепловой энергии и наиболее удаленного потребителя. Напор определяется с учетом потерь в тепловых пунктах и насосных станций.

101. Напор подкачивающих насосов на подающем и обратном трубопроводе с учетом гидравлических потерь в оборудовании и трубопроводах определяется по пьезометрическим графикам при максимальных расходах воды в трубопроводах.

102. Для условий работы сетевых насосов в отопительный и неотопительный периоды напор подпиточных насосов определяется из условий поддержания в водяных тепловых сетях статического давления.

103. Рекомендуются наличие отдельных групп подпиточных насосов с различными напорами для отопительного, неотопительного периодов и для статического режима.

104. Подачу (производительность) рабочих подпиточных насосов на источнике теплоты в закрытых системах теплоснабжения проверяют по расходу воды на компенсацию потерь сетевой воды из тепловой сети, а в открытых системах – равной сумме максимального расхода воды на горячее водоснабжение и расхода воды на компенсацию потерь.

105. Напор смесительных насосов следует определять по наибольшему перепаду давлений между подающим и обратным трубопроводами.

106. При проектировании СЦТ с расходом теплоты более 100 мегаватт (далее – МВт) следует определять потребность в комплексной системе защиты, предотвращающей возникновение гидравлических ударов и nereкомендуемых

давлений в оборудовании водоподогревательных установок источников теплоты, в тепловых сетях, системах теплоиспользования потребителей.

Глава 16. Трасса и способы прокладки тепловых сетей

107. В населенных пунктах проверяется подземная прокладка тепловых сетей (бесканальная, в каналах или в городских и внутриквартальных тоннелях совместно с другими инженерными сетями).

108. При обосновании рекомендуется надземная прокладка тепловых сетей кроме территорий детских и лечебных учреждений

109. Проверяется надземная на низких опорах прокладка тепловых сетей по территории, не подлежащей застройке вне населенных пунктов.

110. Прокладка тепловых сетей по насыпям автомобильных дорог общего пользования I, II и III категорий не рекомендуется.

111. Пересечение транзитными тепловыми сетями зданий и сооружений детских дошкольных, школьных и лечебно-профилактических учреждений не рекомендуется. Прокладка тепловых сетей по территории перечисленных учреждений рекомендуется только подземная в монолитных железобетонных каналах с усиленной гидроизоляцией. При этом устройство вентиляционных шахт, люков и выходов наружу из каналов в пределах территории учреждений не рекомендуется, запорная арматура устанавливается за пределами территории.

112. На вводах трубопроводов тепловых сетей в здания в газифицированных районах рекомендуется проверять устройства, предотвращающие проникание воды и газа в здания, а в негазифицированных – воды.

113. В местах пересечения надземных тепловых сетей с воздушными линиями электропередачи и электрифицированными железными дорогами следует проверять заземление всех электропроводящих элементов тепловых сетей (с сопротивлением заземляющих устройств не более 10 Ом), расположенных на расстоянии по горизонтали по 5 метров (далее – м) в каждую сторону от проводов.

114. Прокладка тепловых сетей вдоль бровок террас, оврагов, откосов, искусственных выемок предусматривается за пределами призмы обрушения грунта от замачивания. При этом, при расположении под откосом зданий и сооружений различного назначения предусматриваются мероприятия по отводу аварийных вод из тепловых сетей с целью недопущения затопления территории застройки.

115. В зоне отапливаемых пешеходных переходов, в том числе совмещенных с входами в метрополитен, предусматривается прокладка тепловых сетей в монолитном железобетонном канале, выходящем на 5 м за габарит переходов.

Глава 17. Конструкция трубопроводов

116. Трубы, арматуру и изделия из стали и чугуна для тепловых сетей принимаются в соответствии с действующей нормативной документацией Республики Казахстан.

117. Расчет стальных и чугунных трубопроводов на прочность проверяется на соответствие нормам расчета на прочность трубопроводов тепловых сетей в соответствии с действующей нормативной документацией.

118. Для трубопроводов тепловых сетей предусматриваются стальные электросварные трубы или бесшовные стальные трубы.

119. Расчет на прочность, исходя из возможности максимального использования несущей способности труб и по рекомендуемому прогибу, принимаемому не более $0,02 D_y$, м, проверяются максимальные расстояния между подвижными опорами труб на прямых участках.

120. Проверяются параметры для реконструируемых водяных тепловых сетей по параметрам в существующих сетях.

121. При эксплуатации чугунной арматуры в тепловых сетях проверяется защита ее от изгибающих усилий.

122. Проверяется запорная арматура на применение ее в целях регулировки передачи тепловой энергии.

123. Проверяются задвижки и затворы $D_y \geq 500$ миллиметров (далее – мм), а также арматура на байпасах с дистанционным телеуправлением задвижками на наличие электропривода.

124. Проверяется размещение в камерах с надземными павильонами или в подземных камерах с естественной вентиляцией, обеспечивающей параметры воздуха в соответствии с техническими условиями на электроприводы к арматуре, задвижки и затворы с электроприводом при подземной прокладке.

125. При надземной прокладке тепловых сетей на низких опорах, для задвижек и затворов с электроприводом проверяется наличие металлических кожухов, исключающих доступ посторонних лиц и защищающих их от атмосферных осадков, а на транзитных магистралях, как правило, павильоны.

126. При прокладке на эстакадах или высоких отдельно стоящих опорах проверяется наличие козырьков (навесов) для защиты арматуры от атмосферных осадков.

127. В нижних точках трубопроводов водяных тепловых сетей и конденсатопроводов, а также секционируемых участков проверяются штуцера с запорной арматурой для спуска воды (спускные устройства).

128. На трубопроводах перед насосами и перед регуляторами давления в узлах расщетки проверяется наличие грязевиков в водяных тепловых сетях и отсутствие обводных трубопроводов вокруг грязевиков и регулирующих клапанов.

129. Проверяется наличие штуцера с запорной арматурой для выпуска воздуха (воздушники) в высших точках трубопроводов тепловых сетей, в том числе на каждом секционированном участке.

130. Спуск воды из трубопроводов в низших точках водяных тепловых сетей при подземной прокладке проверяется наличие отдельно из каждой трубы с разрывом струи в сбросные колодцы с последующим отводом воды самотеком или передвижными насосами в систему канализации. Температура сбрасываемой воды рекомендуется не более 40°C.

131. Проверяется отсутствие спуска воды непосредственно в камеры тепловых сетей или на поверхность земли. При надземной прокладке трубопроводов по незастроенной территории спуск воды проверяется на наличие бетонированных приемков с отводом из них воды кюветами, лотками или трубопроводами.

132. Проверяется наличие согласования с органами надзора отвод воды из сбросных колодцев или приемков в естественные водоемы и на рельеф местности.

133. Проверяется обратный клапан в случае возможности обратного тока воды, при отводе воды в бытовую канализацию на самотечном трубопроводе.

134. При прокладке нескольких паропроводов для каждого из них (в том числе при одинаковых параметрах пара) проверяется наличие отдельного конденсатоотводчика.

135. При надземной прокладке проверяется наличие металлических кожухов, исключающих доступ к сальниковым компенсаторам посторонних лиц и защищающие их от атмосферных осадков.

136. Проверяются детали и элементы трубопроводов для тепловых сетей на наличие только заводского изготовления.

137. Проверяются сильфонные компенсаторы (далее - СК) установленные на открытом воздухе и в тепловых камерах на наличие металлической оболочки, защищающей сильфоны от внешних воздействий и загрязнения.

138. При применении СК и сильфонные компенсаторы угловые (далее – СКУ) на теплопроводах при подземной прокладке в каналах, тоннелях, камерах, при надземной прокладке и в помещениях проверяется наличие установки направляющих опор.

139. Проверяются технические характеристики компенсаторов на соответствие расчету на прочность в холодном и в рабочем состоянии трубопроводов.

Теплопроводы при бесканальной прокладке следует проверять на устойчивость (продольный изгиб) в следующих случаях:

1) при малой глубине заложения теплопроводов (менее 1 м от оси труб до поверхности земли);

2) при вероятности затопления теплопровода грунтовыми, паводковыми или другими водами;

3) при вероятности ведения рядом с теплотрассой земляных работ.

Глава 18. Тепловая изоляция

140. Обследование тепловой изоляции на трубопроводах тепловых сетей является одной из главных задач, так как от применения изоляционного материала, качества выполненных работ при прокладке изоляции зависят показатели передачи тепловой энергии в сетях энергопередающей организации, а также качества поступившей энергии на теплоиспользующие установки потребителя.

141. Для тепловых сетей следует, как правило, принимать теплоизоляционные материалы и конструкции, проверенные практикой эксплуатации. Новые материалы и конструкции рекомендуются к применению при положительных результатах независимых испытаний, проведенных специализированными лабораториями.

142. Материалы тепловой изоляции и покровного слоя теплопроводов отвечают требованиям действующей нормативной документацией, норм пожарной безопасности и выбираются в зависимости от конкретных условий и способов прокладки.

143. Выбор материала тепловой изоляции и конструкции теплопровода проверяется по экономическому оптимуму суммарных эксплуатационных затрат и капиталовложений в тепловые сети, сопутствующие конструкции и сооружения. При выборе теплоизоляционных материалов, применение которых вызывает потребность изменения параметров теплоносителя (расчетной температуры, режимов регулирования, проверяется наличие сопоставления вариантов систем централизованного теплоснабжения в целом.

144. Выбор толщины теплоизоляции проверяется согласно заданным параметрам с учетом климатологических данных пункта строительства, стоимости теплоизоляционной конструкции и теплоты.

145. При совместной подземной прокладке в тоннелях (проходных каналах) теплопроводов с электрическими или слаботочными кабелями, трубопроводами, транспортирующими горючие вещества, проверяется на отсутствие конструкции тепловой изоляции из горючих материалов

146. Проверяются наличие коррозионно-стойких материалов или антикоррозионными покрытий на деталях крепления теплопроводов.

147. При выборе конструкций теплопроводов надземной и канальной прокладки проверяется соблюдение требований к теплопроводам в сборке:

1) водонепроницаемость и не препятствование высыханию увлажненной теплоизоляции при применении конструкций с негерметичными покрытиями покровный слой теплоизоляции;

2) наличие устройства системы оперативного дистанционного контроля (ОДК) увлажнения теплоизоляции при применении конструкций с герметичными покрытиями ;

3) соблюдение в заданных пределах в течение всего расчетного срока службы для каждого элемента или конструкции показателей температуростойкости, противостояния инсоляции;

4) отсутствие превышения 0,03 мм/год скорости наружной коррозии стальных труб.

148. В непроходных каналах и бесканальной прокладке тепловых сетей коэффициент теплопроводности теплоизоляции проверяется с учетом возможного увлажнения конструкции теплопроводов.

Глава 19. Подземная прокладка

149. Каркасы, кронштейны и другие стальные конструкции под трубопроводы тепловых сетей проверяются на наличие их защищенности от коррозии.

150. Наличие обмазочной изоляции и оклеечной гидроизоляции перекрытий проверяется на наружных поверхностях каналов, тоннелей, камер и других конструкций при прокладке тепловых сетей вне зоны уровня грунтовых вод.

151. Проверяется установка в насосной станции не менее двух насосов, один из которых является резервным, для откачки воды из системы попутного дренажа. Подача (производительность) рабочего насоса проверяется по величине максимального часового количества поступающей воды с коэффициентом 1,2, учитывающим отвод случайных вод.

Глава 20. Надземная прокладка

152. На эстакадах и отдельно стоящих опорах в местах пересечения железных дорог, рек, оврагов и на других труднодоступных для обслуживания трубопроводов участках проверяется наличие проходных мостиков шириной не менее 0,6 м.

153. Расстояние по вертикали от планировочной отметки земли до низа трубопроводов проверяется на наличие:

1) для низких опор - от 0,3 м до 1,2 м в зависимости от планировки земли и уклонов теплопроводов;

2) для высоких отдельно стоящих опор и эстакад - для обеспечения проезда под теплопроводами и конструкциями эстакад железнодорожного и автомобильного транспорта.

154. При надземной прокладке тепловых сетей соблюдается уклон теплопроводов.

155. Для обслуживания арматуры и оборудования, расположенных на высоте 2,5 м и более, проверяются на наличие стационарных площадок шириной 0,6 м с ограждениями и лестницами.

156. Проверяются ограждения на лестницах с углом наклона более 75° или высотой более 3 м.

Глава 21. Защита от внутренней коррозии

157. При выборе способа защиты стальных труб тепловых сетей от внутренней коррозии и схем подготовки подпиточной воды следует проверять следующие основные параметры сетевой воды:

- 1) жесткость воды;
- 2) водородный показатель pH;
- 3) содержание в воде кислорода и свободной угольной кислоты;
- 4) содержание сульфатов и хлоридов;
- 5) содержание в воде органических примесей (окисляемость воды).

158. Защиту труб от внутренней коррозии следует проверять на наличие:

- 1) повышения pH в пределах рекомендаций Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 246 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за №10949);
- 2) уменьшения содержания кислорода в сетевой воде;
- 3) покрытия внутренней поверхности стальных труб антикоррозионными составами или применения коррозионно-стойких сталей;
- 4) применения безреагентного электрохимического способа обработки воды;
- 5) применения водоподготовки и деаэрации подпиточной воды;
- 6) применения ингибиторов коррозии.

159. Для контроля за внутренней коррозией на подающих и обратных трубопроводах водяных тепловых сетей на выводах с источника тепла и в наиболее характерных местах следует проверять установку индикаторов коррозии.

Глава 22. Защита от наружной коррозии

160. При обследовании проверяются конструктивные решения, предотвращающие наружную коррозию труб тепловой сети, с учетом требований действующей нормативной документацией.

161. Для конструкций теплопроводов в пеннополиуретановой теплоизоляции с герметичной наружной оболочкой нанесение антикоррозионного покрытия на стальные трубы проверяется устройство системы оперативного дистанционного контроля, сигнализирующей о проникновении влаги в теплоизоляционный слой.

162. Для конструкций теплопроводов с другими теплоизоляционными материалами независимо от способов прокладки проверяется антикоррозионные покрытия, наносимые непосредственно на наружную поверхность стальной трубы путем наличия документации (приобретение, поступления на склад, выдача материала со склада, акты приемки работ) по применению покрытия в тепловых сетях.

163. Проверяется наличие на неизолированных в заводских условиях концах трубных секций, отводов, тройников и других металлоконструкций антикоррозионного слоя.

164. При бесканальной прокладке в условиях высокой коррозионной активности грунтов, в поле блуждающих токов при положительной и знакопеременной разности потенциалов между трубопроводами и землей проверяется наличие дополнительной защиты металлических трубопроводов тепловых сетей, кроме конструкций с герметичным защитным покрытием.

165. В качестве дополнительной защиты стальных трубопроводов тепловых сетей от коррозии блуждающими токами при подземной прокладке (в непроходных каналах или бесканальной) проверяется соблюдение мероприятий по:

1) удалению трассы тепловых сетей от рельсовых путей электрифицированного транспорта и уменьшение числа пересечений с ним;

2) увеличению переходного сопротивления строительных конструкций тепловых сетей путем применения электроизолирующих неподвижных и подвижных опор труб;

3) увеличению продольной электропроводности трубопроводов путем установки электроперемычек на сальниковых компенсаторах и на фланцевой арматуре;

4) уравниванию потенциалов между параллельными трубопроводами путем установки поперечных токопроводящих перемычек между смежными трубопроводами при применении электрохимической защиты;

5) установке электроизолирующих фланцев на трубопроводах на вводе тепловой сети (или в ближайшей камере) к объектам, которые могут являться источниками блуждающих токов (трамвайное депо, тяговые подстанции, ремонтные базы и другие источники блуждающих токов);

6) наличие электрохимической защиты трубопроводов.

166. При обследовании контрольно-измерительных пунктов (далее - КИП) для измерения потенциалов трубопроводов с поверхности земли проверяется соблюдение интервала (не более 200 м):

1) в камерах или местах установки неподвижных опор труб вне камер;

2) в местах установки электроизолирующих фланцев;

3) в местах пересечения тепловых сетей с рельсовыми путями электрифицированного транспорта; при пересечении более двух путей КИП устанавливаются по обе стороны пересечения с устройством при необходимости специальных камер;

4) в местах пересечения или при параллельной прокладке со стальными инженерными сетями и сооружениями;

5) в местах сближения трассы тепловых сетей с пунктами присоединения отсасывающих кабелей к рельсам электрифицированных дорог.

167. При подземной прокладке теплопроводов для проведения инженерной диагностики коррозионного состояния стальных труб неразрушающими методами следует проверять места доступа к трубам в камерах тепловых сетей.

Глава 23. Тепловые пункты

168. При обследовании проверяются тепловые пункты, которые подразделяются на:

1) индивидуальные тепловые пункты (далее – ИТП) – для присоединения систем отопления, вентиляции, горячего водоснабжения и технологических теплоиспользующих установок одного здания или его части;

2) центральные тепловые пункты (далее – ЦТП) – то же, двух зданий или более.

169. В тепловых пунктах проверяется размещение оборудования, арматуры, приборов контроля, управления и автоматизации, посредством которых осуществляются:

1) преобразование вида теплоносителя или его параметров;

2) контроль параметров теплоносителя;

3) учет тепловых нагрузок, расходов теплоносителя и конденсата;

4) регулирование расхода теплоносителя и распределение по системам потребления теплоты (через распределительные сети в ЦТП или непосредственно в системы ИТП);

5) защита местных систем от аварийного повышения параметров теплоносителя;

6) заполнение и подпитка систем потребления теплоты;

7) сбор, охлаждение, возврат конденсата и Контроль его качества;

8) аккумулирование теплоты;

9) водоподготовка для систем горячего водоснабжения.

170. В тепловом пункте в зависимости от его назначения и местных условий могут осуществляться все перечисленные мероприятия или только их часть. Приборы контроля параметров теплоносителя и учета расхода теплоты следует проверять во всех тепловых пунктах.

171. Устройство ИТП ввода рекомендуется для каждого здания независимо от наличия ЦТП, при этом в ИТП предусматриваются только те мероприятия, которые рекомендуются для присоединения данного здания и не предусмотрены в ЦТП.

172. В закрытых и открытых системах теплоснабжения потребность в устройстве ЦТП для жилых и общественных зданий проверяется наличием технико-экономическим расчетом.

173. В помещениях тепловых пунктов проверяется размещение оборудования санитарно-технических систем зданий и сооружений, в том числе повысительных (повышающих давление воды) насосных установок, подающих воду на хозяйственно-питьевые и противопожарные нужды.

174. Проверяется экономия теплоты за счет применения регуляторов расхода теплоты и ограничителей максимального расхода сетевой воды, корректирующих

насосов или элеваторов с автоматическим регулированием, снижающих температуру воды, поступающей в системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха по схемам, обеспечивающим минимальный расход воды в тепловых сетях.

175. Проверяется на наличие резервных водоподогревателей, рассчитанных на тепловую нагрузку в соответствии с режимом работы технологических установок предприятия для технологических установок, не допускающих перерывов в подаче теплоты.

176. Установку грязевиков следует проверять:

- 1) в тепловом пункте на подающих трубопроводах на вводе;
- 2) на обратном трубопроводе перед регулирующими устройствами и приборами учета расходов воды и теплоты - не более одного;
- 3) в ИТП - независимо от наличия их в ЦТП;
- 4) в тепловых узлах потребителей 3-ей категории – на подающем трубопроводе на вводе.

177. Перед механическими водосчетчиками (крыльчатými, турбинными), пластинчатыми теплообменниками и другим оборудованием по ходу воды следует устанавливать фильтры (по требованию предприятия-изготовителя).

178. В тепловых пунктах проверяется отсутствие пусковых перемычек между подающим и обратным трубопроводами тепловых сетей, а также обводных трубопроводов помимо насосов (кроме подкачивающих), элеваторов, регулирующих клапанов, грязевиков и приборов для учета расхода воды и теплоты.

179. При установке баков-аккумуляторов для систем горячего водоснабжения в тепловых пунктах с вакуумной деаэрацией рекомендуется проверять защиту внутренней поверхности баков от коррозии и воды в них от аэрации. При отсутствии вакуумной деаэрации внутренняя поверхность баков проверяется на наличие защиты от коррозии за счет применения защитных покрытий или катодной защиты. В конструкции бака следует проверять наличие устройства, исключающее попадание герметизирующей жидкости в систему горячего водоснабжения.

180. В тепловых пунктах следует проверять выполнения мероприятий по предотвращению превышения уровней шума, рекомендуемых для помещений жилых и общественных зданий. Тепловые пункты, оборудуемые насосами, не рекомендуется размещать смежно под или над помещениями жилых квартир, спальных и игровых детских дошкольных учреждений, спальными помещениями школ-интернатов, гостиниц, общежитий, санаториев, домов отдыха, пансионатов, палатами и операционными больниц, помещениями с длительным пребыванием больных, кабинетами врачей, зрительными залами зрелищных предприятий.

181. Проверяются наличие выходов из теплового пункта:

- 1) при длине помещения теплового пункта 12 м и менее – один выход в соседнее помещение, коридор или лестничную клетку;

2) при длине помещения теплового пункта более 12 м – два выхода, один из которых непосредственно наружу, второй – в соседнее помещение, лестничную клетку или коридор.

182. Помещения тепловых пунктов потребителей пара давлением более 0,07 МПа обеспечиваются не менее двумя выходами независимо от габаритов помещения.

183. По условиям безопасности проверяются двери и ворота из помещения или здания теплового пункта на открывание от себя.

184. В наземных тепловых пунктах следует проверять наличие монтажных проемов или ворот в стенах для монтажа оборудования, габариты которого превышают размеры дверей.

Глава 24. Электроснабжение

185. При обследовании выбор установленных электроприемников для электроснабжения оборудования тепловых сетей следует выполнять в соответствии с требованиями документа, согласно Правилам устройства электроустановок, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 230 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за №10851).

186. Электроприемники тепловых сетей по надежности электроснабжения следует проверять на соответствие категории:

1) I категории – подкачивающие насосы тепловых сетей диаметром труб более 500 мм и дренажные насосы дюкеров, диспетчерские пункты, центральные тепловые пункты, обслуживающие здания высотой 17 этажей и более;

2) II категории – запорная арматура при телеуправлении, подкачивающие, смесительные и циркуляционные насосы тепловых сетей при диаметре труб <500 мм и систем отопления и вентиляции в тепловых пунктах, насосы для зарядки и разрядки баков-аккумуляторов для подпитки тепловых сетей в открытых системах теплоснабжения, подпиточные насосы в узлах рассечки, диспетчерские пункты жилых районов и микрорайонов;

3) III категории – остальные электроприемники.

187. Аппаратура управления электроустановками в подземных камерах проверяется на соответствующее размещение в помещениях, расположенных над поверхностью земли в данной местности.

188. При обследовании электроосвещения следует проверять в насосных, в тепловых пунктах, павильонах, в тоннелях и дюкерах, камерах, оснащенных электрооборудованием, а также на площадках эстакад и отдельно стоящих высоких опор в местах установки арматуры с электроприводом, регуляторов, Контрольно-измерительных приборов. Освещенность определяется путем проведения замеров на соответствие показателям по действующим нормам. Постоянное аварийное

и эвакуационное освещение следует проверять в помещениях постоянного пребывания эксплуатационного и ремонтного персонала.

Глава 25. Автоматизация и контроль

189. При обследовании в тепловых сетях следует проверять автоматические регуляторы, противоударные устройства и блокировки, обеспечивающие:

1) заданное давление воды в подающем или обратном трубопроводах водяных тепловых сетей с поддержанием в подающем трубопроводе постоянного давления "после себя" и в обратном – "до себя" (регулятор подпора);

2) деление (рассечку) водяной сети на гидравлически независимые зоны при повышении давления воды сверх допустимого;

3) включение подпиточных устройств в узлах рассечки для поддержания статического давления воды в отключенной зоне на заданном уровне.

190. При обследовании в тепловых сетях следует проверять отборные устройства с рекомендуемой запорной арматурой для измерения:

1) температуры воды в подающих (выборочно) и обратных трубопроводах перед секционирующими задвижками и, как правило, в обратном трубопроводе ответвлений Dy^3 300 мм перед задвижкой по ходу воды;

2) давления воды в подающих и обратных трубопроводах до и после секционирующих задвижек и регулирующих устройств, и, как правило, в подающих и обратных трубопроводах ответвлений Dy^3 300 мм перед задвижкой;

3) расхода воды в подающих и обратных трубопроводах ответвлений Dy^3 400 мм;

4) давления пара в трубопроводах ответвлений перед задвижкой.

191. В тепловых сетях проверяется защита оборудования тепловых сетей и систем теплоиспользования потребителей от нерекомендуемых изменений давлений при останове сетевых или подкачивающих насосов, закрытии (открытии) автоматических регуляторов, запорной арматуры.

192. В тепловых камерах следует предусматривать возможность измерения температуры и давления теплоносителя в трубопроводах.

193. Автоматизация подкачивающих насосных на подающих и обратных трубопроводах водяных тепловых сетей проверяется обеспечение:

1) постоянного заданного давления в подающем или обратном трубопроводах насосной при любых режимах работы сети;

2) включения резервного насоса, установленного на обратном трубопроводе, при повышении давления сверх рекомендуемого во всасывающем трубопроводе насосной или установленного на подающем трубопроводе - при снижении давления в напорном трубопроводе насосной;

3) автоматического включения резервного насоса при отключении работающего или падении давления в напорном патрубке;

4) защиты оборудования источника теплоты, тепловых сетей и систем теплоиспользования потребителей от nereкомендуемых изменений давлений при аварийном отключении сетевых, подкачивающих насосов, закрытии (открытии) автоматических регуляторов и быстродействующей запорной арматуры.

194. Дренажные насосы проверяются на наличие автоматической откачки поступающей воды.

195. Автоматизация смесительных насосных от повышения температуры воды против заданной при останове насосов проверяется постоянство заданного коэффициента смешения и защиту тепловых сетей после смесительных насосов.

196. Насосные проверяются на оснащение комплектом показывающих и регистрирующих приборов (включая измерение расходов воды), устанавливаемых по месту или на щите управления, сигнализацией состояния и неисправности оборудования на щите управления.

197. Баки-аккумуляторы (включая насосы для зарядки и разрядки баков) горячего водоснабжения проверяется на наличие:

1) контрольно-измерительных приборов для измерения уровня давления на всех подводящих и отводящих трубопроводах и температуры воды в баке;

2) блокировок, обеспечивающих полное прекращение подачи воды в бак при достижении верхнего предельного уровня заполнения бака; прекращение разбора воды при достижении нижнего уровня (отключение разрядных насосов);

3) сигнализацией на верхнем предельном уровне (начало перелива в переливную трубу) и на отключении насосов разрядки.

198. При установке баков-аккумуляторов на объектах с постоянным обслуживающим персоналом светозвуковая сигнализация проверяется выведенная в помещение дежурного персонала.

199. На объектах, работающих без постоянного обслуживающего персонала, сигнал неисправности выносится на диспетчерский пункт. По месту фиксируется причина вызова обслуживающего персонала.

200. На тепловых пунктах проверяются средства автоматизации, приборы теплотехнического контроля, учета и регулирования, которые устанавливаются по месту и при диспетчеризации на щите управления.

201. Средства автоматизации и контроля проверяются на работу тепловых пунктов без постоянного обслуживающего персонала (с пребыванием персонала не более 50% рабочего времени).

202. Автоматизация тепловых пунктов проверяется на соблюдение:

1) регулирования расхода теплоты в системе отопления и ограничения максимального расхода сетевой воды у потребителя;

2) заданной температуры воды в системе горячего водоснабжения;

- 3) поддержания статического давления в системах потребления теплоты при их независимом присоединении;
- 4) заданного давления в обратном трубопроводе или требуемый перепад давлений воды в подающем и обратном трубопроводах тепловых сетей;
- 5) защиту систем потребления теплоты от повышенного давления или температуры воды в случае возникновения опасности превышения допустимых предельных параметров;
- 6) включение резервного насоса при отключении рабочего;
- 7) прекращение подачи воды в бак-аккумулятор при достижении верхнего уровня воды в баке и разбора воды из бака при достижении нижнего уровня;
- 8) защиту системы отопления от опорожнения.

Глава 26. Диспетчерское управление

203. На предприятиях тепловых сетей, сооружения которых территориально разъединены, следует предусматривать диспетчерское управление.

204. Система диспетчерского управления проверяется с учетом перспективного развития тепловых сетей всего города. Для части города обеспечивается диспетчеризация с учетом развития всей системы теплоснабжения.

205. Для тепловых сетей, как правило, предусматривается одноступенчатая структура диспетчерского управления с одним центральным диспетчерским пунктом. Для крупных систем теплоснабжения (города с населением свыше 1 миллиона человек) или особо сложных по структуре рекомендуется предусматривать двухступенчатую структуру диспетчерского управления с центральным и районными диспетчерскими пунктами.

206. Диспетчерское управление тепловыми сетями с тепловыми нагрузками 100 МВт и менее определяется структурой управления городских коммунальных служб и, как правило, является частью объединенной диспетчерской службы города (далее - ОДС) или района.

207. Для тепловых сетей городов проверяется на наличие автоматизированной системы управления технологическим процессом (далее - АСУ ТП).

208. В состав комплекса технических средств АСУ ТП, согласно документу, согласно Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066), входят:

- 1) средства сбора и передачи информации (датчики информации, каналы связи, устройства телемеханики, аппаратура передачи данных);

2) средства обработки и отображения информации (компьютерная техника, аналоговые и цифровые приборы, дисплеи, устройства печати, функциональная клавиатура);

3) средства управления (контроллеры, исполнительные автоматы, электротехническая аппаратура: реле, усилители мощности);

4) вспомогательные системы (бесперебойного электропитания, кондиционирования воздуха, автоматического пожаротушения).

209. Проверяются подразделения, обслуживающие АСУ, которые обеспечивают:

1) надежную эксплуатацию технических средств, информационное и программное обеспечение АСУ;

2) представление согласно графику соответствующим подразделениям информации, обработанной компьютерной техникой;

3) эффективное использование вычислительной техники;

4) совершенствование и развитие системы управления, включая внедрение новых задач, модернизацию программ, находящихся в эксплуатации, освоение передовой технологии сбора и подготовки исходной информации;

5) ведение классификаторов нормативно-справочной информации;

6) организацию информационного взаимодействия со смежными иерархическими уровнями АСУ;

7) разработку инструктивных и методических материалов, рекомендуемых для функционирования АСУ;

8) анализ работы АСУ, ее экономической эффективности, своевременное представление отчетности.

Глава 27. Телемеханизация

210. Применение технических средств телемеханизации определяется задачами диспетчерского управления и разрабатывается в комплексе с применением технических средств контроля, сигнализации управления и автоматизации.

211. Телемеханизация обеспечивает работу насосных станций без постоянного обслуживающего персонала.

212. На насосных и центральных тепловых пунктах проверяются следующие устройства телемеханики:

1) телесигнализация о неисправностях оборудования или о нарушении заданного значения контролируемых параметров (обобщенный сигнал);

2) телеуправление пуском остановкой насосов и арматурой с электроприводом, имеющее оперативное значение;

3) телесигнализация положения арматуры с электроприводами, насосов и коммутационной аппаратуры, обеспечивающей подвод напряжения в насосную;

4) телеизмерение давления, температуры, расхода теплоносителя, в электродвигателях – тока статора.

213. Арматура на байпасах задвижек, подлежащих телеуправлению, принимается с электроприводом, в схемах управления проверяется на наличие блокировки электродвигателей, основной задвижки и ее байпаса.

214. В узлах регулирования тепловых сетей проверяются:

1) телеизмерение давления теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах, температуры в обратных трубопроводах ответвлений;

2) телеуправление запорной арматурой и регулируемыми клапанами, имеющими оперативное значение.

215. На выводах тепловых сетей от источников теплоты следует проверить:

1) телеизмерение давления, температуры и расхода теплоносителя в подающем и обратном трубопроводах сетевой воды, а также трубопроводах пара и конденсата, расхода подпиточной воды;

2) аварийно-предупредительную телесигнализацию предельных значений расхода подпиточной воды, перепад давлений между подающей и обратной магистралью.

216. Аппаратура телемеханики, датчики телеинформации проверяется на наличие в специальных помещениях, совмещенных с помещениями электротехнических устройств, исключаяющих воздействие на эту аппаратуру воды и пара при возникновении аварийных ситуаций.

217. Выбор датчиков следует производить из расчета одновременной передачи сигнализации на диспетчерский пункт и на щит управления контролируемого объекта.

Глава 28. Обследование средств связи

218. На диспетчерских пунктах предусматривается устройство оперативной (диспетчерской) телефонной связи.

219. ЦТП с постоянным пребыванием персонала оборудуются телефонной связью.

Глава 29. Безопасность работ в тепловых сетях

220. При эксплуатации оборудования, зданий и сооружений тепловых сетей персонал выполняет требования документов, согласно Правилам техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 122 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за №10859) и Правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 19 марта 2015 года № 222 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за №10889).

221. Обследования тепловых сетей в части соблюдения техники безопасности при всех видах работ в процессе эксплуатации, ремонтов, реконструкций и перевооружения оборудования заключается в изучении внутренних документов передающей организации на их соответствие нормативам в сфере электроэнергетики. В перечень входят организационно-технические мероприятия по квалификационно-профессиональному составу работников предприятия, по подготовке и переподготовке персонала, по обеспечению средствами индивидуальной и коллективной защиты, и средствами первой медицинской помощи, а также оснащенностью материалами, инвентарем (инструментом) и оборудованием отвечающих требованиям безопасности при эксплуатации.

Глава 30. Расчет показателей работы тепловых сетей

222. При энергетическом обследовании тепловых сетей выявляются следующие показатели работы:

- 1) удельный расход сетевой воды на единицу присоединенной тепловой нагрузки;
- 2) удельный расход электрической энергии на транспорт теплоносителя;
- 3) перепад температур сетевой воды в подающем и обратном трубопроводах или температура сетевой воды в обратном трубопроводе при соблюдении температуры сетевой воды в подающем трубопроводе согласно температурному графику;
- 4) потери тепловой энергии на транспорт тепла, в том числе через изоляцию и с сетевой водой;
- 5) потери сетевой воды.

223. Фактические значения перечисленных показателей, определенных за прошедший год по сезонам работы тепловых сетей по каждому источнику тепловой энергии или в целом для системы теплоснабжения, сопоставляются с соответствующими нормируемыми значениями показателей в данных условиях.

224. Рекомендующим условием проведения энергетических обследований всех видов (за исключением предпускового (предэксплуатационного) является наличие разработанных энергетических характеристик (далее – ЭХ) и на их основе нормативных показателей в соответствии с настоящими Методическими указаниями.

Глава 31. Определение расчетных тепловых нагрузок

225. До проведения приборного обследования с целью определения фактических параметров определение расчетных тепловых нагрузок объекта. Нагрузки отопления и горячего водоснабжения.

226. Расчетную нагрузку отопления определяют из договора с теплоснабжающей организацией, в котором обычно указывают проектные значения тепловых нагрузок, и непосредственно из проекта здания или теплового пункта.

226. При отсутствии этих материалов используются материалы, приведенные в нормативной, справочной и технической литературе.

227. Рекомендуются для использования материалы, приведенные в приложениях:

1) Определение расчетной нагрузки отопления здания по его наружному объему согласно приложению 2 к настоящим Методическим указаниям.

2) Максимальный расход теплоты (максимальная тепловая мощность) на одного жителя при расчетной наружной температуре согласно приложению 3 к настоящим Методическим указаниям.

3) Теплотехнические показатели наиболее распространенных современных типовых жилых зданий согласно приложению 4 к настоящим Методическим указаниям.

4) Отопительные характеристики жилых зданий согласно приложению 5 к настоящим Методическим указаниям.

5) Удельные тепловые характеристики административных, лечебных и культурно-просветительных зданий и зданий детских учреждений согласно приложению 6 к настоящим Методическим указаниям.

6) Удельные тепловые характеристики промышленных зданий согласно приложению 7 к настоящим Методическим указаниям.

228. Расчетная нагрузка горячего водоснабжения определяется из проекта здания или теплового пункта. При отсутствии таких данных расчетная нагрузка горячего водоснабжения определяется по расходу в литрах в сутки горячей воды температурой 65°C на одного человека. Расход воды зависит от благоустройства квартир, их заселенности, режима работы предприятий и организаций, привычек населения и другие не учитываемых факторов. Применяются справочные данные по нагрузкам горячего водоснабжения, приведенные в приложении 8 к настоящим Методическим указаниям.

229. Нагрузка горячего водоснабжения характеризуется коэффициентами неравномерности, представляющими собой отношения максимальной нагрузки к средней за определенные периоды. Значения коэффициентов неравномерности приведены в приложении 9 к настоящим Методическим указаниям.

230. Тепловые потери в рециркуляционных трубопроводах системы горячего водоснабжения составляют обычно 10% от максимальной или 20% от средней нагрузки горячего водоснабжения.

Глава 32. Определение расчетных расходов теплоносителя на тепловых пунктах и температур обратной сетевой воды

231. Для оценки эффективности использования тепла на нужды отопления и горячего водоснабжения определяется требуемый для данных условий расход теплоносителя, обеспечивающий известные тепловые нагрузки.

232. Требуемый расход теплоносителя зависит не только от величины тепловых нагрузок, но и от установленного в тепловом пункте оборудования, схем его присоединения, условий автоматизации, параметров теплоносителя во внешней тепловой сети.

233. Задача решается путем использования программы расчета на персональных электронно-вычислительных машинах (далее – ПЭВМ) режимов работы абонентских вводов. Описание возможностей программы и решаемых ею задач приведено в приложении 10 к настоящим Методическим указаниям.

234. В качестве примера использования программы в приложении 11 к настоящим Методическим указаниям и на рисунках 1-4 приложения 11 к настоящим Методическим указаниям приведены результаты расчетов требуемых расходов и температур обратной сетевой воды для разных температурных графиков и разных значений тепловых пунктов для наиболее распространенных смешанной и последовательной схем при зависимом присоединении к системе отопления. Из рисунков расход тепла на тепловой пункт определяется как произведение расхода сетевой воды на разность температур подающей и обратной линии тепловой сети.

235. При зависимой схеме работа всех элементов системы теплоснабжения взаимосвязана наиболее тесным образом, что выражается в следующем: утечки теплоносителя из всех элементов системы теплоснабжения компенсируются централизованно подпиткой, осуществляемой в источнике тепла, в подающих трубопроводах источника тепла устанавливается единая температура теплоносителя, давление в подающем и обратном трубопроводах местных систем потребителей тепла зависит от давлений в наружных тепловых сетях с учетом работы устройства регулирования давления, установленных в тепловых пунктах, гидравлические удары, образующиеся в одном из элементов системы теплоснабжения, в определенной степени отражаются на ее других элементах, регулирование работы одного элемента системы теплоснабжения полностью сказывается на работе ее других элементов.

236. При существующем многообразии величин абонентов, температурных графиков и схем присоединения систем отопления и горячего водоснабжения эти зависимости используются для приближенной оценки требуемых параметров тепловых пунктов.

237. Определяют параметры отдельных элементов системы теплоснабжения путем использования уравнения характеристики теплообменных аппаратов, что является более трудоемким, т.к. все задачи решаются методом последовательных приближений. Уравнения характеристики системы отопления и теплообменных аппаратов и примеры их использования приведены в приложениях 12 и 13 к настоящим Методическим указаниям.

Глава 33. Определение фактических показателей теплотребляющих установок

238. Определение фактических параметров приборными методами в точках, обозначенных на схеме согласно рисунку 1 приложения 16 к настоящим Методическим указаниям, производится для отдельных элементов и для установки в целом.

239. Для измерений используются имеющиеся на тепловом пункте измерительные приборы или приборы организации, проводящей обследование.

240. Измерительная аппаратура должна удовлетворять требованиям:

- 1) все приборы проверены и имеют аттестацию согласно требований проведения аттестации и переаттестации технических экспертов в области обеспечения единства измерений;
- 2) погрешность измерений параметров составляются:
- 3) по расходам – не более 2,5%,
- 4) по давлениям – не более 0,1 килограмм сил на сантиметр в квадрате (далее - кгс/см²),
- 5) по температурам – не более 0,1°C.

241. В качестве расходомерных устройств используются установленные в тепловых пунктах стационарные приборы, в том числе входящие в состав теплосчетчиков, позволяющие определить мгновенные значения расходов воды: измерительные диафрагмы, приборы турбинного или крыльчатого типа, электромагнитные, вихревые и ультразвуковые расходомеры.

242. При отсутствии стационарных расходомеров используются переносные измерительные приборы переносные ультразвуковые расходомеры с накладными датчиками отечественного или зарубежного производства.

243. В качестве измерительных приборов используются образцовые пружинные манометры.

244. При организации автоматизированной системы измерений в качестве датчиков давления или перепада давлений используются датчики МТ-100 или преобразователи давления "САПФИР" завода "Манометр", датчики давления Концерн "МЕТРАН", аппаратура аналогичного типа зарубежного производства.

245. Для измерений используются ртутные термометры с ценой деления 0,1°C, устанавливаемые в имеющихся на трубопроводах термометрических гильзах, или термометры, входящие в состав теплосчетчиков узлов учета при наличии вторичной показывающей аппаратуры.

246. Для измерений температуры при отсутствии измерительной аппаратуры на тепловых пунктах используются стандартные термоэлектрические преобразователи и термометры сопротивления с вторичными показывающими и регистрирующими приборами.

247. При отсутствии в точках измерения термометрических гильз измерения проводятся с использованием датчиков (термоэлектрических преобразователей и

термометров сопротивления) поверхностного типа. Обеспечивается плотный контакт датчика с очищенной от краски и ржавчины поверхностью трубопровода и достаточную тепловую изоляцию участка трубопровода в месте установки поверхностного датчика.

248. Проведение энергообследования с помощью обычных показывающих приборов неэффективно, поскольку требуется одновременная регистрация большого количества параметров в течение длительного периода времени. Поэтому целесообразно организовать систему измерений с автоматической синхронизированной по времени регистрацией требуемых параметров.

249. Такая система организовывается на основе использования самопишущих приборов с ленточными или круговыми диаграммами.

250. С целью экономии времени на обработку результатов более предпочтительно использовать для регистрации современные микропроцессорные многоканальные малогабаритные записывающие устройства, что позволит применить компьютерную обработку результатов измерений.

251. При проведении измерений параметров системы отопления для обеспечения стабильности этих параметров переводится вторая ступень подогревателя горячего водоснабжения на смешанную схему, если в обычном режиме она включена по последовательной схеме.

252. Измеряются параметры:

- 1) Расход сетевой воды и воды в квартальной сети при независимой схеме;
- 2) температура сетевой воды и в квартальной сети;
- 3) средняя температура воздуха в отапливаемых помещениях;
- 4) давление сетевой воды и в квартальной сети при независимой схеме.

253. Расход воды на систему отопления определяется одним из способов в зависимости от имеющихся на установке измерительных приборов:

- 1) непосредственно с помощью расходомеров, описанных в пунктах 46, 47;
- 2) по известному диаметру сопла элеватора и измеренному перепаду давлений перед соплом и во всасывающем патрубке элеватора:

$$G_o = \varphi_1 \cdot f_c \cdot 2\sqrt{\Delta P / V}, \text{ кг/с,}$$

кг/с, (1)

где φ_1 - коэффициент скорости сопла, $\varphi_1 = 0,95$;

f_c – сечение сопла, метр в квадрате (далее - m^2);

Δ

$P = P_{o1} - P_{o2}$ – перепад давлений перед соплом и во всасывающем патрубке сопла, Па;

V - удельный объем воды, $V = 0,001$ метр в кубе на килограмм (далее - $\text{м}^3/\text{кг}$);

3) по измеренным температурам до и после системы отопления путем сопоставления их с расчетными значениями по методике, приведенной в приложении 12 к настоящим Методическим указаниям.

254. Измеряется температура воды, поступающей в систему $_{o1}$, на выходе из нее $_{o2}$, а для индивидуального теплового пункта (далее – ИТП) и после смесительного устройства $_{o3}$.

255. На основе измеренной величины $_{o3}$ для ИТП определяется фактический коэффициент смешения u по формуле 8 приложения 16 к настоящим Методическим указаниям.

256. При независимой схеме присоединения измеряются температуры греющего и нагреваемого теплоносителей на входе и выходе из теплообменника.

257. Для центрального теплового пункта (далее – ЦТП) в нескольких зданиях измеряются значения $_{o1}$, $_{o2}$, $_{o3}$ и на этой основе определяется средний коэффициент смешения u .

258. Температуры воздуха измеряются в нескольких помещениях, расположенных на различных этажах и ориентированных на разные стороны света для возможности оценки среднеарифметической температуры воздуха в здании. Эта температура нужна для сопоставления фактической и расчетной нагрузок системы отопления.

259. Измеряются давления P_1 и P_2 на входе и выходе из теплового пункта, P_{o1} и P_{o2} до и после системы отопления, а для независимой системы отопления $P_{п1}$ и $P_{п2}$ до и после подогревателя.

260. Поскольку суточный график нагрузки отопления достаточно стабилен, ведутся измерения параметров теплоносителя в течение суток с интервалом в 2-3 часа. Проводятся измерения в течение нескольких суток с различными температурами наружного воздуха и соответственно температурами сетевой воды.

261. В системе горячего водоснабжения измеряются параметры:

1) расходы: холодной водопроводной воды на горячее водоснабжение, горячей водопроводной воды после второй ступени подогревателя горячего водоснабжения, воды в системе рециркуляции, достаточно измерение любых двух из указанных трех расходов, сетевой воды на II ступень подогревателя.

2) температуры: по тракту водопроводной воды - на входе и выходе из I и II ступеней подогревателя, в рециркуляционной линии, по тракту греющей сетевой воды – на входе и выходе из I и II ступеней подогревателя.

3) давления: по тракту водопроводной и сетевой воды до и после I и II ступеней подогревателя.

262. Поскольку график нагрузки горячего водоснабжения имеет резко выраженный неравномерный характер, измерения этих параметров ведется с помощью автоматизированной системы измерений с интервалом измерений порядка 5 минут. Измерения проводятся как в будние, так и в выходные дни недели.

Глава 34. Обработка результатов измерений и их анализ

263. На основании результатов измерений определяется фактическая тепловая производительность отопительной системы при температуре наружного воздуха t_n в периоды измерений, при соответствующей этому значению t_n расчетной температуре сетевой воды

$$t_{o1}^p$$

по температурному графику, расчетном расходе сетевой воды

$$G_o^p$$

и расчетном коэффициенте смешения u^p .

264. Фактическая тепловая производительность, приведенная к этим условиям, сопоставляется с расчетной

$$Q_o^p$$

определенной по формуле (6) приложения 16 к настоящим Методическим указаниям.

265. Фактическая тепловая производительность определяется по формуле:

$$Q_o = G_o c (t_{o1} - t_{o2}). \quad (2)$$

266. Фактические значения G_o и t_{o1} не соответствовавшие расчетным

$$G_o^p \text{ и } t_{o1}^p$$

при температуре t_n . Проводится пересчет величины Q_o , приведя ее к расчетным значениям

$$\Phi_o^p$$

,

$$t_{o1}^p$$

и u^p с помощью уравнения характеристики отопительной системы согласно приложению 12 к настоящим Методическим указаниям.

267. Приведение величины Q_o к расчетным значениям ведется в порядке:

1) На основе результатов измерений определяется фактический параметр Φ_o^p данной отопительной системы, который является инвариантным при изменениях расходов и температур воды в системе отопления:

$$\Phi_o^p = \frac{Q_o}{\Delta t_{cp}} \cdot \frac{1}{(\overline{Q_o})^{0.2}}$$

,

$$(3)$$

где

Δ

$t_{\text{ср}}$ - фактическая средняя разность температур в системе отопления:

$$\Delta t_{\text{ср}} = \frac{\tau_{\text{о3}} + \tau_{\text{о2}}}{2} - t_{\text{в}}$$

(4)

268. Для ИТП эти величины измеряются непосредственно, для ЦТП температура $\tau_{\text{о3}}$ определяется из уравнения смешения:

$$\tau_{\text{о3}} = \frac{\tau_{\text{о1}} + u \cdot \tau_{\text{о2}}}{1 + u},$$

(5)

где величины $\tau_{\text{о1}}$ и $\tau_{\text{о2}}$ измеряются непосредственно в ЦТП, а величина коэффициента смешения принимается от средней для ряда зданий согласно пунктов 56 - 59.

269. В случае невозможности измерения фактического значения внутренней температуры ее значение определяется по формуле:

$$t_{\text{в}} = t_{\text{н}} + \frac{Q_{\text{о}}}{Q_{\text{п}}} (t'_{\text{в}} - t'_{\text{н}})$$

(6)

270. Приведенная тепловая производительность отопительной системы вычисляется по формуле:

$$Q_{\text{о}}^{\text{прив}} = \frac{G_{\text{о}}^{\text{р}} \cdot c \cdot (\tau_{\text{о1}}^{\text{р}} - t'_{\text{в}})}{\frac{0,5 + u}{1 + u} + \frac{G_{\text{о}}^{\text{р}} \cdot c}{\Phi_{\text{о}}^{\Phi}} \cdot \frac{1}{(\overline{Q_{\text{о}}^{\text{прив}}})^{0,2}}}$$

(7)

Все параметры в этой формуле, кроме $\Phi_{\text{о}}^{\Phi}$, расчетные.

271. Определенное значение $Q_{\text{о}}^{\text{прив}}$ сравнивается с расчетным $Q_{\text{о}}^{\text{р}}$.

272. При несовпадении этих величин более чем на 5-7% анализируются причины:

1) ошибочные данные присоединенной тепловой нагрузки;

- 2) неправильное распределение воды между зданиями, присоединенными к ЦТП;
- 3) существенное отличие от расчетных коэффициентов смешения;
- 4) значительное увеличение поверхности нагрева радиаторов;
- 5) разрегулировка местных отопительных систем.

273. Выявление этих причин требует специального обследования местных отопительных систем.

274. Сопоставление

$Q_{\text{прис}}$

и

$Q^{\text{р}}$

позволяет оценить возможность обеспечения отопительной системой расчетных тепловых нагрузок отапливаемых зданий. Результаты измерений и сопоставление величин

$Q_{\text{прис}}$

и

$Q^{\text{р}}$

позволяет оценить фактический эксплуатационный режим системы отопления путем сопоставления Q_1 и

$\tau_{o1}^{\text{р}}$

, G_o и

$G_o^{\text{р}}$

, Q_2 и

$\tau_{o2}^{\text{р}}$

, то есть фактических и расчетных параметров теплоносителя.

275. Наиболее часто встречающимися отклонениями от расчетных режимов являются:

1) завышенные расходы сетевой воды у абонентов с большими перепадами давления на вводе;

2) заниженные расходы воды у абонентов с недостаточными перепадами давления.

Следствием этого является отличие от расчетной температуры обратной сетевой воды.

276. В зависимости от местных условий разрабатывается мероприятия по нормализации расхода воды.

277. На основании результатов измерений определяются:

1) удельный (на 1 жителя) средненедельный расход горячей воды температурой 65°C в литрах в сутки. Эту величину сопоставляют со значениями, приведенными в приложении 8 к настоящим Методическим указаниям;

2) суточные графики расхода тепла на горячее водоснабжение по дням недели и среднесуточные расходы тепла;

3) средненедельный расход тепла на горячее водоснабжение

$Q_{\text{г}}^{\text{ср}}$

;

4) максимальный расход тепла на горячее водоснабжение, равный среднему расходу тепла за час максимального водопотребления;

5) относительный расход тепла на горячее водоснабжение ;

6) расходы воды и тепла в системе рециркуляции в течение суток;

7) стабильность температуры воды в системе горячего водоснабжения, характеризующую качество работы регулятора температуры. Отклонение этой температуры более чем на 3°C от установленного значения требует наладки регулятора . Если вода не догревается до заданной температуры при полном открытии регулятора, проводится анализ работы теплового пункта в целом;

8) фактические тепловые нагрузки теплообменников I и II ступеней по уравнениям теплового баланса по греющей и нагреваемой воде. Измерения, в которых расхождение теплового баланса превышает 5%, не учитываются;

9) для наиболее распространенных кожухотрубных теплообменников сопротивление S в $(\text{мч}^2)/\text{м}^6$ по греющей и нагреваемой воде:

$$S = \frac{\Delta H}{V^2}$$

,

(8)

где

Δ

H – потери напора в теплообменниках, м;

V – объемный расход воды, $\text{м}^3/\text{ч}$.

278. Полученные значения S сравнивают с расчетными, приведенными в приложении 15 к настоящим Методическим указаниям. Превышение фактического сопротивления над расчетными более чем на 10% указывает на значительные отложения в подогревателях (накипь, продукты коррозии), на зарастание трубных досок, провисание трубного пучка. В этих случаях требуется чистка теплообменников и их специальное обследование.

279. По известным расходам и температурам теплоносителей на входе в теплообменник по уравнению характеристики определяется расчетная тепловая производительность теплообменника при нормальном состоянии его теплопередающей поверхности согласно приложению 13 к настоящим Методическим указаниям.

280. Определяется отношение фактической тепловой производительности теплообменника к расчетной. Состояние теплообменников считается удовлетворительным, если отношение фактической теплопроизводительности к расчетной:

$$\beta = \frac{Q^{\Phi}}{Q^{\Phi}} > 0,75$$

(9)

281. Аналогичным образом проводится оценка эффективности работы отопительного теплообменника.

282. Эффективность работы теплообменников зависит от отношения величины фактического коэффициента теплопередачи, определенного по экспериментальным данным, к расчетному, определяемому из критериальных уравнений теплопередачи.

283. При определенном экспериментальном значении относительной нагрузки горячего водоснабжения и суточном графике нагрузки горячего водоснабжения определяются характеристики теплового пункта, то есть в зависимости от температуры наружного воздуха расхода сетевой воды на тепловой пункт и температуры обратной сетевой воды при различных нагрузках горячего водоснабжения.

284. Эти характеристики рассчитываются на ПЭВМ по программе или определяются приближенно с помощью графиков, приведенных в приложении 11 к настоящим Методическим указаниям, при соответствующем значении абонента и температурном графике в тепловой сети.

285. Характеристики теплового пункта рассчитываются при установленном оборудовании и эксплуатационной схеме включения подогревателей горячего водоснабжения.

286. Расчетные характеристики теплового пункта сопоставляются с результатами измерений. При несовпадении анализируются причины и намечаются пути доведения показателей работы теплового пункта до расчетных значений. Пример проведения энергообследования приведен в приложении 15 к настоящим Методическим указаниям.

Приложение 1
к Методическим указаниям по
проведению энергетических
обследований тепловых сетей

УТВЕРЖДАЮ:

наименование государственного органа

ф.и.о. подпись
" ____ " ____ Г.

**Энергетический паспорт
тепловых сетей**

с ____ по ____ Г.

Руководитель
обследуемой организации

ф.и.о.	...	.подпись	дата
--------	-----	----------	------

Руководитель
организации, проводившей
обследование

наименование организации	ф.и.о.	подпись	дата
--------------------------	--------	---------	------

Лицензия № _____

Кем выдана _____

Дата выдачи _____

Год

1 _____
полное наименование предприятия и его адрес

2 _____
вид собственности

3 _____
наименование вышестоящей организации

4 _____
ф.и.о. руководителя

телефон, факс

5 _____
ф.и.о. главного инженера

телефон, факс

7 _____
код электронной почты

1. Краткая характеристика тепловых сетей

1. Источник (и) теплоснабжения _____

ТЭЦ, ГРЭС, котельная, др.

2. Вид системы теплоснабжения _____

открытая, закрытая, смешанная; при смешанной системе указать
примерный процент преобладающего вида от общей тепловой нагрузки

3. Расчетный температурный график _____

расчетные температуры сетевой воды, наружного воздуха, максимальные температуры, при которых нет ограничений

4. Магистралы водяных и паровых тепловых сетей, отходящие от источника (ов) тепла, по видам теплоносителя:

вода _____

пар _____

наименование источника, наименование магистралей, диаметр трубопроводов на головном участке

5. Присоединенная максимальная тепловая нагрузка по договорам, по теплоносителям
и магистральям в тепле и воде:

1) Вода, Гкал/ч и м³/ч _____

всего, в том числе жилищно-коммунальный сектор, промышленность: отопление, вентиляция, горячее водоснабжение

2) Пар, т/ч по параметрам _____

6. Протяженность, км, средний диаметр трубопроводов тепловой сети, м

всего, в том числе по видам прокладки: канальная, бесканальная, надземная; в том числе на балансе энергоснабжающей организации

7. Насосные станции на балансе энергоснабжающих организаций

1) Назначение насосной станции _____

подкачка на подающей линии, на обратной линии, подмешивание

2) Количество и тип рабочих насосов, частота вращения и мощность электродвигателя
и диаметр рабочего _____

3) Наличие регуляторов давления, их назначение (дресселирование на подающей линии, подпор на обратной линии, значение давления в импульсной линии)

2. Показатели работы тепловых сетей, системы теплоснабжения

Наименование показателя	Единица измерения	Расчетные значения	Фактические показатели по годам		
1	2	3	4	5	6
1. Годовой отпуск тепловой энергии: с водой с паром	Гкал				
2. Часовой отпуск тепловой энергии от источника тепла по сезонам: отопительный с водой с паром летний с водой с паром	Гкал/ч				
3. Расчетный расход сетевой воды по сезонам : отопительный летний	т/ч				
4. Расчетный расход пара по сезонам: отопительный летний	т/ч				
5. Годовые потери сетевой воды: Всего в том числе на технологические нужды	т				
6. Годовые потери конденсата	т				
7. Годовые потери тепловой энергии: через тепловую изоляцию с потерями сетевой воды	Гкал				
8. Нормативный удельный					

расход электроэнергии на транспорт тепловой энергии на отпущенную Гкал при характерных температурах наружного воздуха	кВт·ч/Гкал				
9. Нормативный удельный расход сетевой воды в подающей линии у источников теплоты на отпущенную Гкал при характерных температурах наружного воздуха	т/Гкал				
10. Нормативная разность температур сетевой воды у источников теплоты при характерных температурах наружного воздуха	°C				
11. Нормативная температура сетевой воды в обратной линии у источников теплоты при характерных температурах наружного воздуха	°C				

3. Баланс по тепловой энергии

Таблица 2

Приход, расход тепловой энергии	Расчетные или нормируемые значения, Гкал	Фактические значения за последние 3 года, Гкал

1	2	3		
1. По воде				
1) Годовое количество тепловой энергии, отпущенной в тепловую сеть (СЦТ) от источника тепла: ТЭЦ-1 ТЭЦ-2 Котельная				
2) Годовые потери тепла в тепловой сети на балансе предприятия: Всего В том числе через тепловую изоляцию с потерями сетевой воды				
3) Годовое количество тепловой энергии, отпущенной из тепловой сети энергоснабжающей организаций в тепловые сети других организаций (системы теплоснабжения) на границах балансовой принадлежности				
2. По пару				
1) Количество тепловой энергии, отпущенной из коллекторов источника (ов) тепла с паром				
2) Количество тепловой энергии, отпущенной с паром из тепловой сети энергоснабжающей организаций в тепловые сети других организаций (системы				

теплопотребления) на границах балансовой принадлежности				
3) Количество тепловой энергии, возвращенной из тепловой сети (системы теплопотребления) потребителя с конденсатом на границах балансовой принадлежности				
4) Количество тепловой энергии, возвращенной с конденсатом на источник тепла				

4. Баланс по электрической энергии

Таблица 3

Приход, расход тепловой энергии	Расчетные или нормируемые значения, Гкал	Фактические значения за последние 3 года, Гкал		
1	2	3		
1. Годовые затраты электрической энергии на всех насосных станциях различного назначения в тепловых сетях на балансе энергоснабжающих организаций				
2. Годовые затраты электрической энергии на транспорт тепловой энергии в тепловых сетях на балансе энергоснабжающих организаций				
3. Годовые затраты электрической энергии на создание располагаемого				

напора на границах балансовой принадлежности				
--	--	--	--	--

5. Баланс по сетевой воде

Таблица 4

Приход, расход тепловой энергии	Расчетные или нормируемые значения, Гкал	Фактические значения за последние 3 года, Гкал		
1. Годовое количество сетевой воды, отпущенной в тепловые сети из источника(ов) тепла: ТЭЦ-1 ТЭЦ-2 Котельная				
2. Годовые потери сетевой воды Всего В том числе на технологические нужды				
3. Годовое количество сетевой воды, отпущенной из тепловых сетей энергоснабжающих организаций в тепловые сети других организаций (системы теплоснабжения) на границах балансовой принадлежности				

6. Перечень основных недостатков проекта, монтажа, эксплуатации

7. Перечень предложений (мероприятий) по повышению энергетической эффективности работы тепловых сетей

Таблица 5

№ п.п.	Содержание предложения (мероприятия)	Ожидаемый экономический	Необходимые затраты, тенге	
--------	--------------------------------------	-------------------------	----------------------------	--

	э ф ф е к т м а т е р и а л ь н ы е р е с у р с ы , т е н г е)		Этапы и сроки проведения
--	---	--	-----------------------------

8. Выполнение ранее разработанных мероприятий

9. Проведение энергетических обследований

вид энергетического обследования, время проведения, причины

Приложение 2
к Методическим указаниям по
проведению энергетических
обследований тепловых сетей

Определение расчетной нагрузки отопления здания по его наружному объему

Расчетную нагрузку отопления здания по его наружному объему Q_o , Вт(ккал/ч), вычисляется по формуле:

$$Q_o = q_o V (t'_в - t'_н), \quad (1)$$

где q_o - удельные теплопотери (удельная отопительная характеристика) жилых и общественных зданий при

$t'_в = -30^\circ\text{C}$, Вт/(м³К) [ккал/(чм³°C)];

V - объем здания по наружному обмеру, м³;

$t'_в$ - расчетная температура внутреннего воздуха отапливаемых помещений, °C;

$t'_н$ - расчетная для отопления температура наружного воздуха, °C.

Удельные теплопотери (q_o) жилых и общественных зданий строительства после 1958 г. для климатических районов с расчетной наружной температурой для отопления $t'_н = -30^\circ\text{C}$ приведены в таблице 1.

Таблица 1

Этажность здания	1	2-3	4-5	6 и более

Удельные теплопотери,	0,7 - 0,8	0,47 - 0,58	0,42 - 0,47	0,35 - 0,41
Вт/(м ³ К) [ккал/(чм ³ °С)]	(0,6 - 0,7)	(0,4 - 0,5)	(0,36 - 0,4)	(0,3 - 0,35)

Удельные теплопотери жилых и общественных зданий с наружным объемом $V > 3000 \text{ м}^3$ для этого же климатического района определяются приблизительно по эмпирической формуле:

$$q_o = \frac{a}{\sqrt[n]{V}}, \quad (2)$$

где V - объем здания по наружному обмеру, м^3 ;

a, n - коэффициенты.

Для зданий строительства до 1958 г., то есть более утепленных

$n = 6$;

$a = 1,85 \text{ Вт/(м}^{2,83}\text{К)}$ [$1,6 \text{ ккал/(м}^{2,83}\text{°С)}$];

для зданий строительства после 1958 г.

$n = 8$;

$a = 1,52 \text{ Вт/(м}^{2,875}\text{К)}$ [$1,3 \text{ ккал/(м}^{2,875}\text{°С)}$];

Для районов с другой расчетной температурой для отопления к значениям q_o вводятся поправочные коэффициенты

β

согласно:

при $t_H - 10^\circ\text{C}$

β

$= 1,2$;

при $t_H = -20^\circ\text{C}$

β

$= 1,1$;

при $t_H - 40^\circ\text{C}$

β

$= 0,9$.

Приложение 3
к Методическим указаниям по
проведению энергетических
обследований тепловых сетей

**Максимальный расход теплоты (максимальная тепловая мощность)
на одного жителя при расчетной наружной температуре**

Таблица 1

Вид тепловой нагрузки	Север Казахстана		Юг Казахстана	
	$t'_H = -25\text{ }^{\circ}\text{C}$ $t'_{HE} = -14\text{ }^{\circ}\text{C}$		$t'_H = -5\text{ }^{\circ}\text{C}$ $t'_{HE} = 0\text{ }^{\circ}\text{C}$	
	кВт	Мкал ч	кВт	Мкал ч
Отопление и вентиляция жилых зданий	1,24	1,05	0,75	0,64
Отопление и вентиляция общественных зданий	0,44	0,38	0,25	0,23
Горячее водоснабжение (все дома с ваннами)	0,67	0,57	0,67	0,57
Бани	0,028	0,024	0,028	0,024
Прачечные	0,084	0,072	0,084	0,072
Предприятия общественного питания (полный пансион)	0,061	0,053	0,061	0,053
Итого	2,52	2,15	1,85	1,6

При составлении таблицы приняты:

1. Удельные теплотопотери жилых и общественных зданий для районов с $t_H = -35^{\circ}\text{C}$

$$q_0 = 0,42 \text{ Вт}/(\text{м}^3\text{K}) [0,36 \text{ ккал}/(\text{чм}^3\text{C})].$$

2. Объем жилых зданий на одного жителя 60 м^3 .

3. Объем общественных зданий на одного жителя 18 м^3 .

4. Удельный расход теплоты на вентиляцию общественных зданий

$$q_B = 0,23 \text{ Вт}/(\text{м}^3\text{K}) [0,2 \text{ ккал}/(\text{чм}^3\text{C})].$$

5. Расход горячей воды на одного жителя 110 л/сут при $t_r = 65^{\circ}\text{C}$. Произведение коэффициентов суточной и часовой неравномерности 2,2.

6. Удельный расход теплоты на одну помывку в бане 36870 кДж (8800 ккал) в месяц на жителя. Число часов работы бани 80 ч/нед.

7. Удельный расход теплоты в прачечной на 1 кг сухого белья 6700 кДж (1600 ккал) и 16 кг сухого белья на человека в месяц. Число часов работы прачечной 80 ч/нед.

8. Расход теплоты на общественное питание на одного человека в сутки 3140 кДж (750 ккал). Число часов работы 14 ч/сут.

Теплотехнические показатели наиболее распространенных современных типовых жилых зданий.

Таблица 1

Тип дома	Расчетная наружная температура $t_n, ^\circ\text{C}$	Теплопотери $Q, \text{ кВт (ккал/ч)}$	Объем здания $V, \text{ м}^3$	Удельная тепловая характеристика здания $q, \text{ Вт/(м}^3\text{К)}$ [ккал/(м ³ чС)]
П43/16	-26	514,8 (442600)	24951	0,47 (0,403)
П42/16	-26	576,4 (495560)	28676	0,46 (0,393)
П30-6/12	-26	333,1 (286440)	22423	0,34 (0,290)
П30-5/12	-26	496,8 (427130)	33616	0,34 (0,289)
П30-4/12	-26	327,3 (281380)	22373	0,33 (0,286)
П30-3/12	-26	490,9 (422070)	33552	0,33 (0,286)
П30-1/12	-26	333,1 (286440)	22426	0,34 (0,290)
И-700А	-25	915,9 (787520)	49665	0,43 (0,369)
П46-2/12в	-26	150,6 (129500)	18373	0,19 (0,160)
П55-4/12	-25	190,7 (164000)	8422	0,53 (0,453)
П55-2/12	-25	264,0 (227000)	12279	0,50 (0,430)
П44-1/16	-25	232,7 (200100)	14600	0,37 (0,319)
П44-4/16	-26	300,1 (258000)	15820	0,44 (0,375)
П3/16	-26	483,6 (415760)	33710	0,33 (0,280)
П31/12	-26	707,5 (608290)	45430	0,35 (0,304)
П47/12	-26	560,6 (482000)	36571	0,35 (0,300)
П-68-01/16Ю-2/78	-25	393,1 (338000)	22828	0,40 (0,344)

Приложение 5
к Методическим указаниям по
проведению энергетических
обследований тепловых сетей

Таблица 1. Отопительные характеристики жилых зданий согласно Наладка и эксплуатация водяных тепловых сетей

Наружный строительный объем зданий	Удельная отопительная характеристика зданий $q_o^*, \text{ Вт/(м}^3\text{К)}$ [ккал/(м ³ чС)]	
$V, \text{ м}^3$	постройки до 1958 г.	постройки после 1958 г.
100	0,86(0,74)	1,07(0,92)
200	0,77(0,66)	0,95(0,82)
300	0,72(0,62)	0,91(0,78)
400	0,70(0,60)	0,86(0,74)
500	0,68(0,58)	0,83(0,71)

600	0,65(0,56)	0,80(0,69)
700	0,63(0,54)	0,79(0,68)
800	0,62(0,53)	0,78(0,67)
900	0,61(0,52)	0,77(0,66)
1000	0,59(0,51)	0,76(0,65)
1100	0,58(0,50)	0,72(0,62)
1200	0,57(0,49)	0,70(0,60)
1300	0,56(0,48)	0,69(0,59)
1400	0,55(0,47)	0,68(0,58)
1500	0,55(0,47)	0,66(0,57)
1700	0,54(0,46)	0,64(0,55)
2000	0,52(0,45)	0,62(0,53)
2500	0,51(0,44)	0,61(0,52)
3000	0,50(0,43)	0,58(0,50)
3500	0,49(0,42)	0,56(0,48)
4000	0,46(0,40)	0,55(0,47)
4500	0,45(0,39)	0,54(0,46)
5000	0,44(0,38)	0,52(0,45)
6000	0,43(0,37)	0,50(0,43)
7000	0,42(0,36)	0,49(0,42)
8000	0,41(0,35)	0,48(0,41)
9000	0,39(0,34)	0,46(0,40)
10000	0,38(0,33)	0,45(0,39)
11000	0,37(0,32)	0,44(0,38)
12000	0,36(0,31)	0,44(0,38)
13000	0,35(0,30)	0,43(0,37)
14000	0,35(0,30)	0,43(0,37)
15000	0,34(0,29)	0,43(0,37)
20000	0,33(0,28)	0,43(0,37)
25000	0,33(0,28)	0,43(0,37)
30000	0,33(0,28)	0,42(0,36)
35000	0,33(0,28)	0,41(0,35)
40000	0,31(0,27)	0,41(0,35)
45000	0,31(0,27)	0,39(0,34)
50000	0,30(0,26)	0,39(0,34)

* Для жилых зданий, расположенных в климатических районах с расчетной наружной температурой для отопления $t_n = -30^{\circ}\text{C}$.

Для климатических районов с другой расчетной температурой наружного воздуха к указанным в таблице 1 значениям удельных характеристик вводится поправочный коэффициент K , приведенный в таблице 2.

Таблица 2. Поправочный коэффициент для жилых зданий

Расчетная температура наружного воздуха t , $^{\circ}\text{C}$	K
0	2,05

-5	1,67
-10	1,45
-15	1,29
-20	1,17
-25	1,08
-30	1,00
-35	0,95
-40	0,90
-45	0,85
-50	0,82
-55	0,80

Приложение 6
к Методическим указаниям по
проведению энергетических
обследований тепловых сетей

Таблица 1. Удельные тепловые характеристики административных, лечебных и культурно-просветительных зданий и зданий детских учреждений

Наименование зданий	Объем зданий V , тыс. м^3	Удельные тепловые характеристики, Вт/($\text{м}^3\text{К}$) [$\text{ккал}/(\text{м}^3\text{чС})$]		Расчетная внутренняя температура усредненная) (
		отопления q_o	вентиляции q_v	$t_v, ^\circ\text{C}$
Административные здания	До 5	0,5(0,43)	0,11(0,09)	18
	До 10	0,44(0,38)	0,09(0,08)	
	До 15	0,41(0,35)	0,08(0,07)	
	Более 15	0,37(0,32)	0,21(0,18)	
Клубы	До 5	0,43(0,37)	0,29(0,25)	16
	До 10	0,38(0,38)	0,27(0,23)	
	Более 10	0,35(0,30)	0,23(0,20)	
Кинотеатры	До 5	0,42(0,36)	0,50(0,43)	14
	До 10	0,37(0,32)	0,45(0,39)	
	Более 10	0,35(0,30)	0,44(0,38)	
Театры	До 10	0,34(0,29)	0,48(0,41)	15
	До 15	0,31(0,27)	0,46(0,40)	
	До 20	0,26(0,22)	0,44(0,38)	
	До 30	0,23(0,20)	0,42(0,36)	
	Более 30	0,21(0,18)	0,36(0,31)	
Универмаги	До 5	0,44(0,38)	-	15
	До 10	0,38(0,33)	0,09(0,08)	
	Более 10	0,36(0,31)	0,31(0,27)	
Детские ясли и сады	До 5	0,44(0,38)	0,13(0,11)	20
	Более 5	0,39(0,34)	0,12(0,10)	
Школы и высшие	До 5	0,45(0,39)	0,11(0,09)	16

учебные заведения	До 10	0,41(0,35)	0,09(0,08)	
	Более 10	0,38(0,33)	0,08(0,07)	
Больницы	До 5	0,46(0,40)	0,34(0,29)	20
	До 10	0,42(0,36)	0,33(0,28)	
	До 15	0,37(0,32)	0,30(0,26)	
	Более 15	0,35(0,30)	0,29(0,25)	
Бани	До 5	0,33(0,28)	1,16(1,00)	25
	До 10	0,29(0,25)	1,11(0,95)	
	Более 10	0,27(0,23)	1,05(0,90)	
Прачечные	До 5	0,44(0,38)	0,93(0,80)	15
	До 10	0,38(0,33)	0,91(0,78)	
	Более 10	0,36(0,31)	0,87(0,75)	
Предприятия	До 5	0,41(0,35)	0,81(0,70)	16
общественного	До 10	0,38(0,33)	0,76(0,65)	
питания, столовые	Более 10	0,35(0,30)	0,70(0,60)	

Приложение 7
к Методическим указаниям по
проведению энергетических
обследований тепловых сетей

Удельные тепловые характеристики промышленных зданий

Таблица 1

Наименование зданий	Объем зданий V , тыс. м ³	Удельные тепловые характеристики, Вт/(м ³ К) [ккал/(м ³ чС)]	
		для отопления q_o	для вентиляции q_v
1	2	3	4
Чугунолитейные цехи	10-15	0,35 - 0,29	1,28 - 1,16
		(0,30 - 0,25)	(1,10 - 1,00)
	50-100	0,29 - 0,26	1,16 - 1,04
		(0,25 - 0,22)	(1,00 - 0,90)
	100-150	0,26 - 0,21	1,05 - 0,93
		(0,22 - 0,18)	(0,90 - 0,80)
Меднолитейные цехи	5-10	0,46 - 0,41	2,91 - 2,33
		(0,40 - 0,35)	(2,50 - 2,00)
	10-20	0,41 - 0,29	2,33 - 1,74
		(0,35 - 0,25)	(2,00 - 1,50)
	20-30	0,29 - 0,23	1,74 - 1,40
		(0,25 - 0,20)	(1,50 - 1,20)
Термические цехи	до 10	0,46 - 0,35	1,51 - 1,49
		(0,40 - 0,30)	(1,30 - 1,20)
	10-30	0,35 - 0,29	1,40 - 1,16
		(0,30 - 0,25)	(1,20 - 1,00)

	30-75	0,29 - 0,23	1,16 - 0,70
		(0,25 - 0,20)	(1,00 - 0,60)
Кузнечные цехи	До 10	0,46 - 0,35	0,81 - 0,70
		(0,40 - 0,30)	(0,70 - 0,60)
	10-50	0,35 - 0,29	0,70 - 0,58
		(0,30 - 0,25)	(0,60 - 0,50)
	50-100	0,29 - 0,18	0,58 - 0,35
		(0,25 - 0,15)	(0,50 - 0,30)
Механосборочные,	5-10	0,64 - 0,52	0,46 - 0,29
механические и		(0,55 - 0,45)	(0,40 - 0,25)
слесарные отделения	10-15	0,52 - 0,46	0,29 - 0,18
инструментальных		(0,45 - 0,40)	(0,25 - 0,15)
цехов	50-100	0,46 - 0,44	0,18 - 0,14
		(0,40 - 0,38)	(0,15 - 0,12)
	100-200	0,44 - 0,41	0,14 - 0,09
		(0,38 - 0,35)	(0,12 - 0,08)
Деревообделочные	До 5	0,70 - 0,64	0,70 - 0,58
цехи		(0,60 - 0,55)	(0,60 - 0,50)
	5-10	0,64 - 0,52	0,58 - 0,52
		(0,55 - 0,45)	(0,50 - 0,45)
	10-50	0,52 - 0,46	0,52 - 0,46
		(0,45 - 0,40)	(0,45 - 0,40)
Цехи металлических	50-100	0,44 - 0,41	0,62 - 0,52
конструкций		(0,38 - 0,35)	(0,53 - 0,45)
	100-150	0,41 - 0,35	0,52 - 0,41
		(0,35 - 0,30)	(0,45 - 0,35)
Цехи покрытий	До 2	0,77 - 0,70	5,80 - 4,63
(гальванических и др.)		(0,66 - 0,60)	(5,00 - 4,00)
	2-5	0,70 - 0,64	4,65 - 3,49
		(0,60 - 0,55)	(4,00 - 3,00)
	5-10	0,64 - 0,52	3,49 - 2,33
		(0,55 - 0,45)	(3,00 - 2,00)
Ремонтные цехи	5-10	0,70 - 0,58	0,23 - 0,18
		(0,60 - 0,50)	(0,20 - 0,15)
	10-20	0,58 - 0,52	0,18 - 0,12
		(0,50 - 0,45)	(0,15 - 0,10)
Паровозное депо	До 5	0,81 - 0,76	0,46 - 0,35
		(0,70 - 0,65)	(0,40 - 0,30)
	5-10	0,76 - 0,70	0,35 0,29
		(0,65 - 0,60)	(0,30 - 0,25)
Котельные цехи	100-250	0,29(0,25)	0,70(0,60)
Котельные	2-5	0,12(0,10)	0,35 - 0,58

(отопительные и			(0,30 - 0,50)
паровые)	5-10	0,12(0,10)	0,35 - 0,58
			(0,30 - 0,50)
	10-20	0,09(0,08)	0,23 - 0,46
			(0,20 - 0,40)
Мастерские	5-10	0,58(0,50)	0,58(0,50)
	10-15	0,46(0,40)	0,35(0,30)
	15-20	0,41(0,35)	0,29(0,25)
	20-30	0,35(0,30)	0,23(0,20)
Насосные	До 0,5	1,22(1,05)	
	0,5-1	1,16(1,00)	
	1-2	0,70(0,60)	
	2-3	0,58(0,50)	
Компрессорные	До 0,5	0,81(0,70)	
	0,5-1	0,8 - 0,70	
		(0,70 - 0,60)	
	1-2	0,70 - 0,52	
		(0,60 - 0,45)	
	2-5	0,52 - 0,46	
		(0,45 - 0,40)	
	5-10	0,46 - 0,41	
		(0,40 - 0,35)	
Газогенераторные	5-10	0,12(0,10)	2,09(1,80)
Регенерация масел	2-3	0,87 - 0,70	0,70 - 0,58
		(0,75 - 0,60)	(0,60 - 0,50)
Склады химикатов,	До 1	0,99 - 0,87	-
красок		(0,85 - 0,75)	
	1-2	0,87 - 0,76	-
		(0,75 - 0,65)	
	2-5	0,76 - 0,68	0,70 - 0,52
		(0,65 - 0,58)	(0,60 - 0,45)
Бытовые и административно- вспомо гательные помещения	0,5-1	0,70 - 0,52	-
		(0,60 - 0,45)	
	1-2	0,52 - 0,46	-
		(0,45 - 0,40)	
	2-5	0,46 - 0,38	0,16 - 0,14
		(0,40 - 0,33)	(0,14 - 0,12)
	5-10	0,38 - 0,35	0,14 - 0,13
		(0,33 - 0,30)	(0,12 - 0,11)
	10-20	0,35 - 0,29	0,13 - 0,12
		(0,30 - 0,25)	(0,11 - 0,10)

Ориентировочные нормы расхода горячей воды

Таблица 1

Потребители	Единицы измерения	Норма расхода горячей воды в сутки наибольшего водопотребления, л
1	2	3
Жилые дома квартирного типа, оборудованные	1 житель	
а) умывальниками, мойками и душами		100
б) сидячими ваннами и душами		110
в) ваннами длиной 1500-1700 мм и душами		120
Жилые дома квартирного типа при высоте зданий более 12 этажей и повышенных требованиях к их благоустройству	То же	130
Общежития с общими душевыми	-"-	60
Общежития с общими душевыми, столовыми и прачечными	-"-	80
Гостиницы, мотели, пансионаты с общими ваннами и душами	-"-	70
Гостиницы с ваннами в отдельных номерах:	-"-	
а) до 25% общего числа номеров		100
б) до 75% общего числа номеров		160
в) во всех номерах		200
Гостиницы с душами во всех отдельных номерах	-"-	140
Больницы, санатории общего типа , дома отдыха (с общими ваннами и душами)	1 койка	180
Санатории, дома отдыха с ваннами при всех жилых комнатах	То же	200
Поликлиники, амбулатории	1 больной	6
Прачечные:		
немеханизированные	1 кг сухого	15
механизированные	белья	25
уборка помещений	1 м ²	3
Здания и помещения учреждений управления и управлений предприятий	1 работающий	7

Учебные заведения, общеобразовательные школы и душевые при гимнастических залах	1 учащийся и преподаватель в смену	8
Школы-интернаты	1 место	100
Детские ясли-сады с дневным пребыванием детей	1 ребенок	30
Детские ясли-сады с круглосуточным пребыванием детей	1 ребенок	35
Предприятия общественного питания:	1 блюдо	
а) приготовление пищи, потребляемой на предприятии		2
б) приготовление пищи, продаваемой на дом		1,5
Продовольственные магазины	1 рабочее место	100
Парикмахерские	То же	70
Театры	1 место зрителей	5
Стадионы, спортивные залы для физкультурников (с учетом приема душа)	1 физкультурник	30
Плавательные бассейны (с учетом приема душа)	1 спортсмен	60
Бани:		
а) мытье в мыльной с тазами на скамьях с обмыванием в душе	1 посетитель	120
б) мытье в мыльной с тазами на скамьях с приемом оздоровительных процедур	То же	190
в) душевая кабина	-"-	290
г) ванная комната	-"-	360
д) уборка пола помещений мыльных, душевых, парильных	1 м ²	3
Обслуживающий персонал общественных зданий	1 человек в смену	7
Холодильники:		
а) мойка полов	1 м ²	3
б) мойка инвентаря	1 м ² поверхности	4
в) мойка подъемно-транспортных средств (электропогрузчиков, электрокаров и др.)	1 машина	150
Цехи с избытками явного тепла более 83,8 кДж (20 ккал) на 1 м ³ помещений в 1 час	1 работающий в смену	24
Остальные цехи	То же	11

* Среднюю температуру воды в системах централизованного горячего водоснабжения с непосредственным водоразбором горячей воды из трубопроводов тепловой сети принимается 65°C, а нормы расхода воды принимать с коэффициентом 0,85.

Приложение 9
к Методическим указаниям по
проведению энергетических
обследований тепловых сетей

Коэффициент часовой неравномерности потребления горячей воды в жилых зданиях

Таблица 1

Число жителей, чел.	Коэффициент часовой неравномерности	Число жителей, чел.	Коэффициент часовой неравномерности
150	4,45	2500	2,5
250	3,7	3000	2,45
350	3,55	4000	2,4
500	3,25	5000	2,35
700	3,0	6000	2,35
1000	2,8	7500	2,3
1500	2,65	10000	2,25
2000	2,55		

Приложение 10
к Методическим указаниям по
проведению энергетических
обследований тепловых сетей

Программа расчета параметров абонентских вводов на ПЭВМ

Программа позволяет для абонентского ввода с заданным оборудованием при заданных расчетной нагрузке отопления

Q'_o

суточном графике нагрузки горячего водоснабжения Q_T решить любую из задач.

При произвольной температуре наружного воздуха t_H :

1. Определить внутреннюю температуру отапливаемых помещений t_B , при этом заданными являются расход сетевой воды на ввод G_c и температурный график в подающей линии ($1 = f(t_H)$);

2. Определить расход сетевой воды на ввод G_c , требуемый для обеспечения заданной внутренней температуры отапливаемых помещений t_B при известном температурном графике тепловой сети ($1 = f(t_H)$);

3. Определить требуемую температуру воды в подающей линии тепловой сети t_1 (температурный график сети) для обеспечения заданной внутренней температуры отапливаемых помещений t_v при заданном расходе сетевой воды на ввод G_c .

Указанные задачи решаются для любой схемы присоединения системы отопления (зависимая, независимая) и любой схемы присоединения системы горячего водоснабжения (последовательная, смешанная, параллельная).

Помимо указанных параметров определяются расходы воды и ее температуры во всех характерных точках схемы (см. рисунок 1), расходы тепла на систему отопления и тепловые нагрузки обеих ступеней подогревателя, потери напора теплоносителей в них. Программа позволяет рассчитывать режимы абонентских вводов с любым типом теплообменников (кожухотрубные или пластинчатые).

Приложение 11
к Методическим указаниям по
проведению энергетических
обследований тепловых сетей

Результаты расчетов требуемых параметров тепловых пунктов на ПЭВМ

Требуемые параметры теплового пункта зависят в основном от:

- 1) температурного графика, принятого на источнике;
- 2) относительной нагрузки горячего водоснабжения ;
- 3) установленного оборудования;
- 4) величины расчетной нагрузки отопления

Q'_g

При установке кожухотрубных теплообменников расход сетевой воды на тепловой пункт практически не зависит от диаметра корпуса теплообменника, а определяется соотношением числа секций I и II ступеней подогревателя горячего водоснабжения (z_1 и z_2). Оптимальные значения чисел секций обеих ступеней подогревателя для различных значений величины (относительной нагрузки горячего водоснабжения Q'_g / Q'_o

) для двух схем присоединения - последовательной и смешанной - приведены в таблице 1.

Таблица 1

Схема присоединения нагрузки		Значения					
горячего водоснабжения		0,1	0,15	0,2	0,25	0,3	0,4
Последовательная	для I ступени	3	3	3	4	4	5
схема	для II ступени	3	3	4	4	5	7

Смешанная	для I ступени	2	3	3	3	4	5
схема	для II ступени	5	6	6	6	7	7

При указанном теплообменном оборудовании были проведены систематические расчеты на ПЭВМ тепловых режимов абонентов с различными значениями величины как при отопительном, так и при повышенных температурных графиках. Температурные графики приведены на рисунке 1.

Соответствующие зависимости основных параметров - расхода сетевой воды на тепловой пункт и температуры обратной сетевой воды при средней нагрузке горячего водоснабжения - от относительной нагрузки отопления для двух указанных схем присоединения нагрузки горячего водоснабжения приведены на рисунках 2 и 3.

Все расчеты проведены для теплового пункта с расчетной нагрузкой отопления Q'_o

$= 1,16 \text{ МВт (1 Гкал/ч)}$. При любой другой нагрузке отопления расход сетевой воды изменяется пропорционально этой нагрузке для данного значения абонента.

Температуры зависят только от величины абонента и не зависят от абсолютной величины нагрузки.

Для смешанной схемы основные параметры приведены только при отопительном температурном графике.

Представление основных параметров в зависимости от относительной нагрузки отопления

$$\bar{Q}_o = Q_o / Q'_o$$

, а не от температуры наружного воздуха, позволяет использовать их для любых климатических условий. Зависимость температуры наружного воздуха t_n от

относительной нагрузки отопления

$$\bar{Q}_o$$

по формуле

$$t_n = t'_n - (t'_n - t''_n) \cdot \bar{Q}_o$$

$$, \quad (1)$$

при различных значениях расчетной для отопления температуре

$$t'_n$$

приведена на рисунке 4.

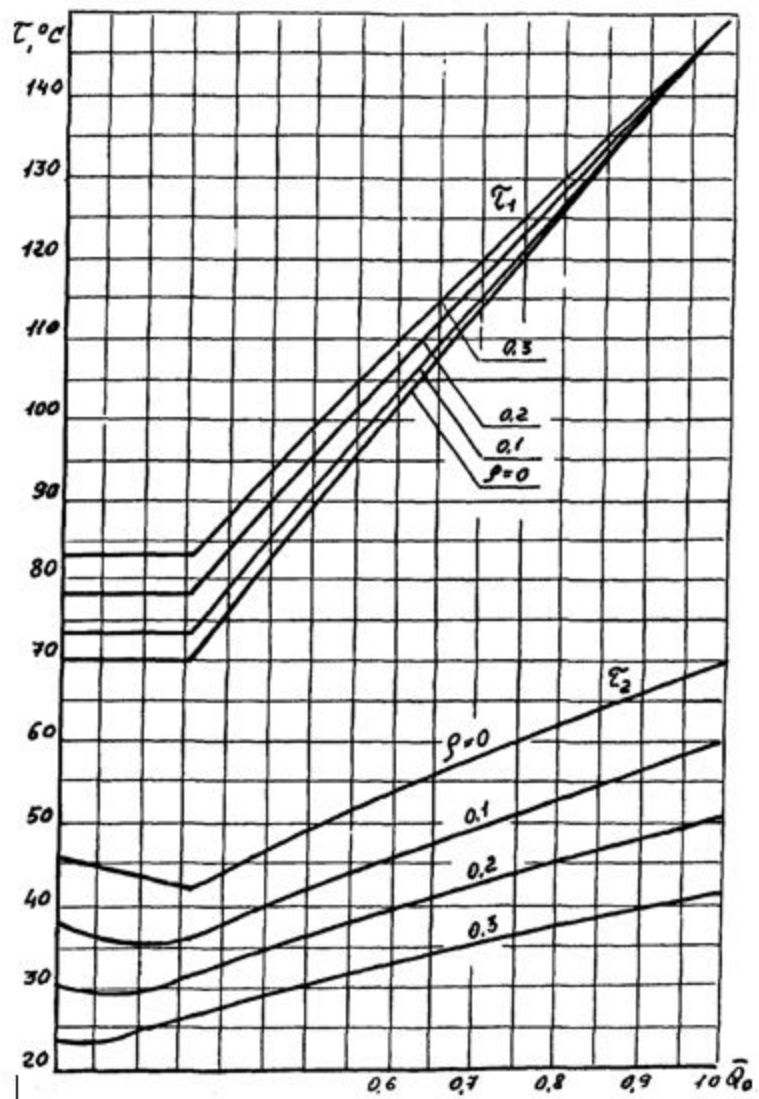


Рисунок 1 – Отопительный и повышенные температурные графики

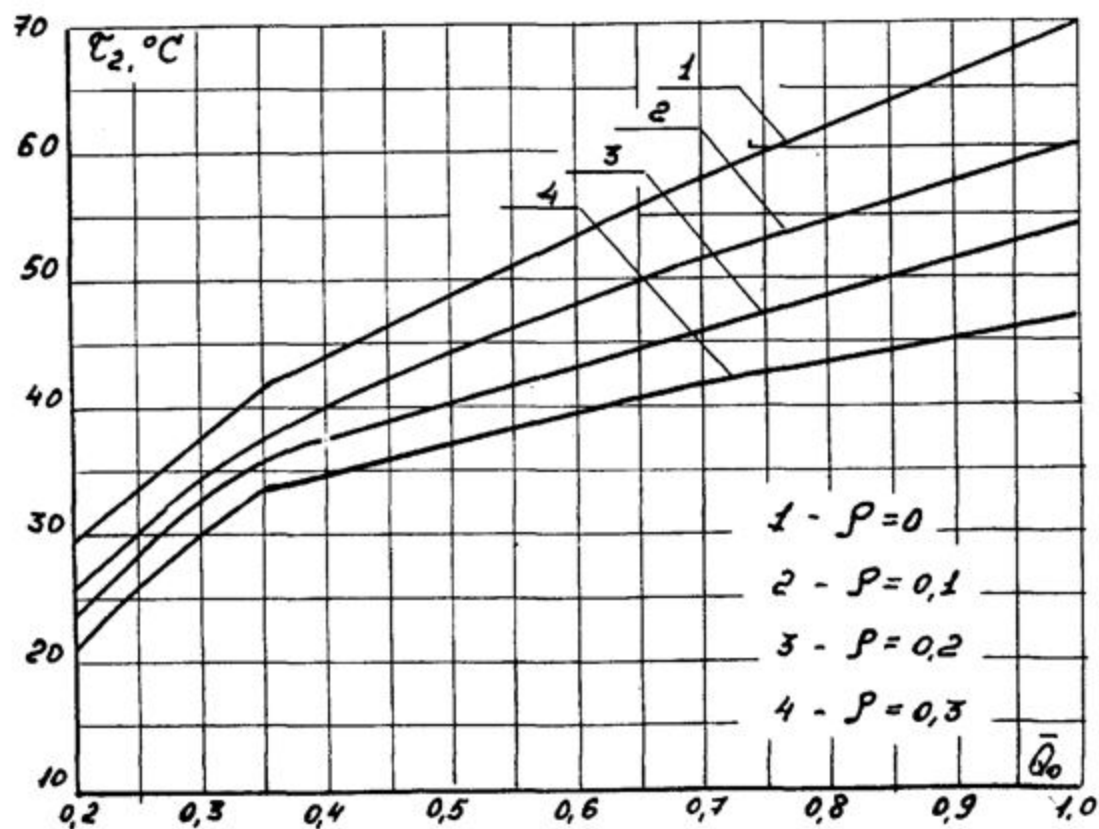
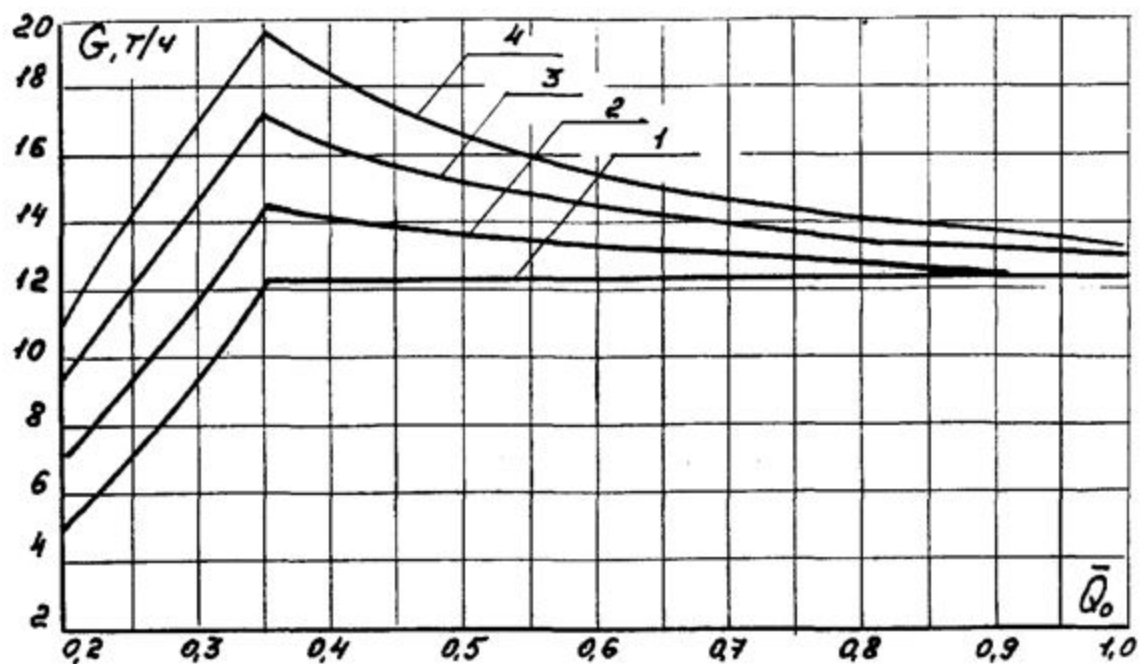


Рисунок 2, лист 1 – Требуемые расходы и температуры обратной сетевой воды при средней нагрузке горячего водоснабжения. Схема присоединения системы отопления - зависимая. Схема присоединения нагрузки горячего водоснабжения - последовательная. Температурный график - отопительный

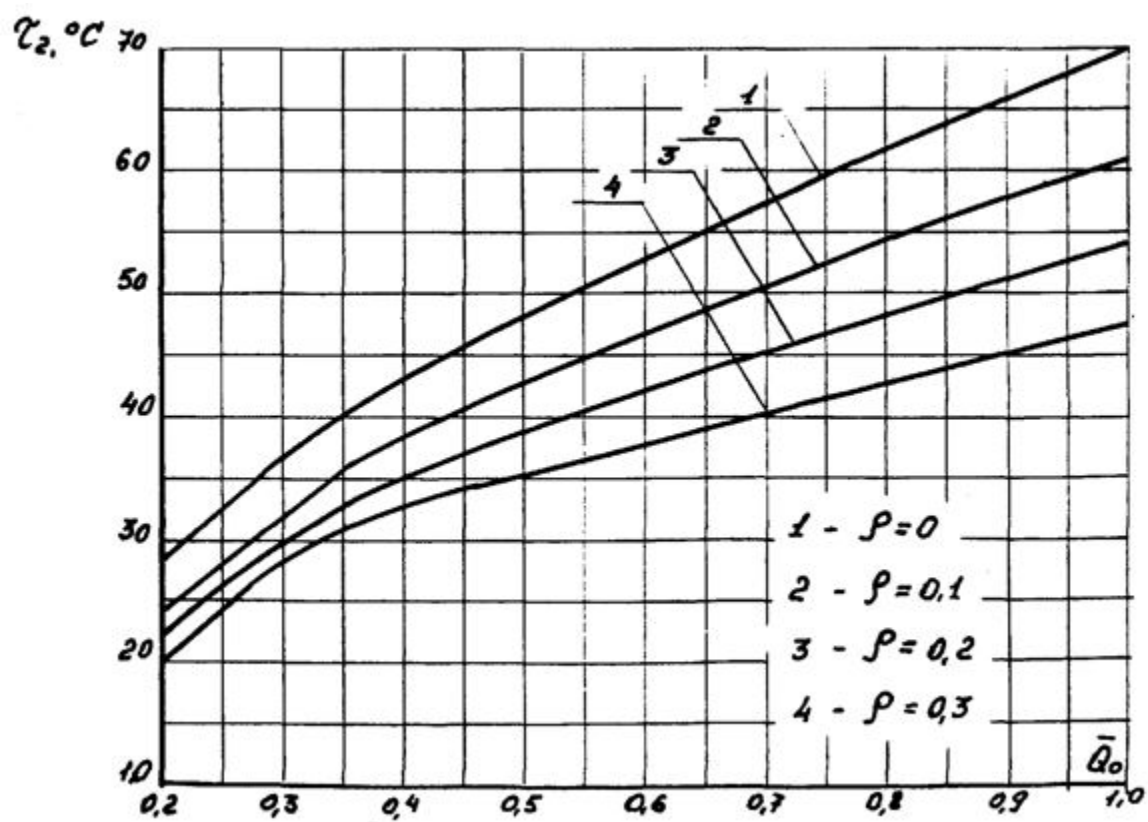
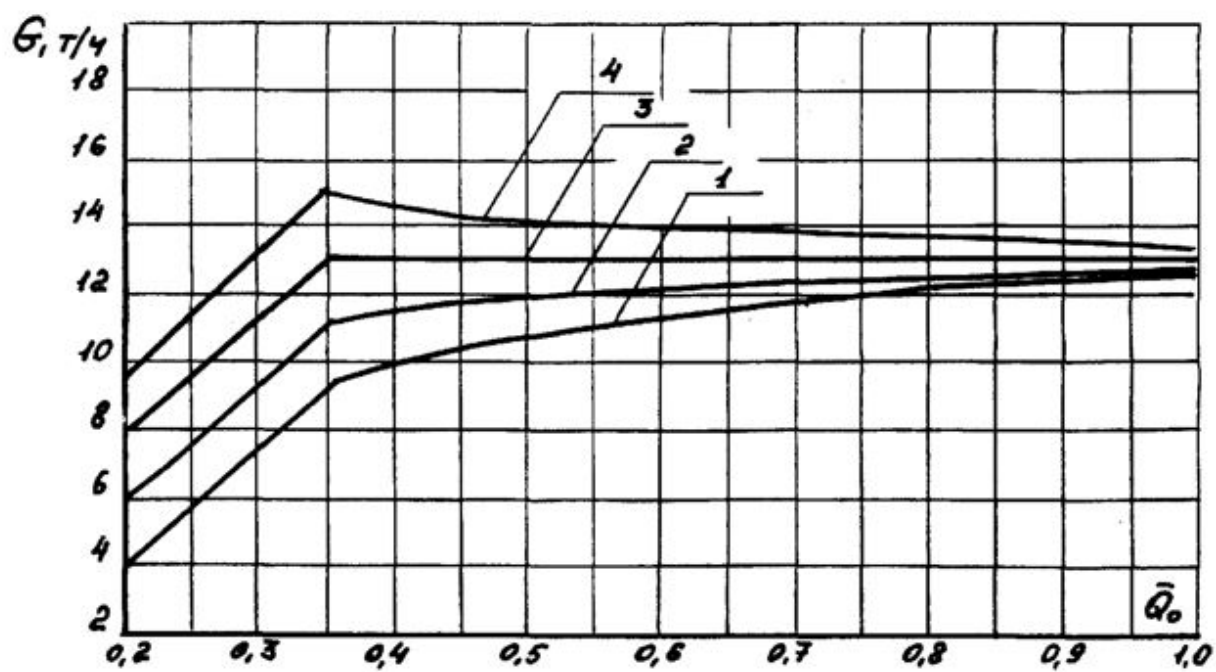


Рисунок 2, лист 2 – Температурный график повышенный, рассчитанный на $\rho = 0.2$

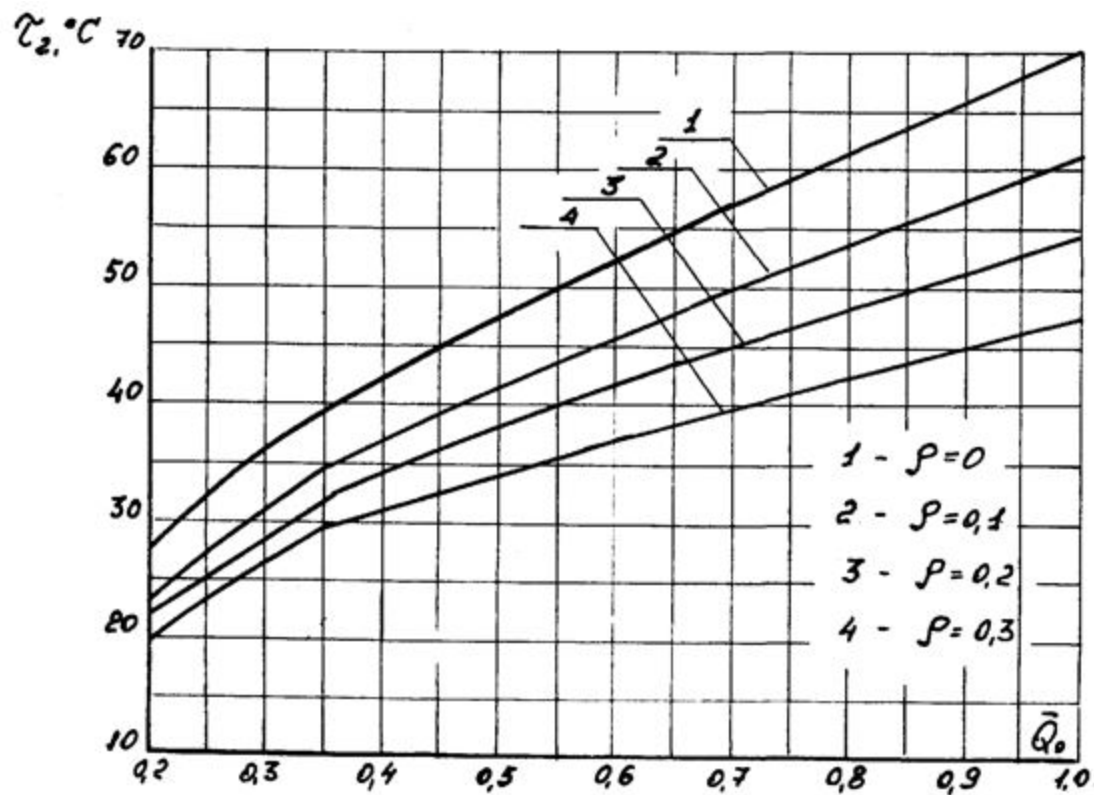
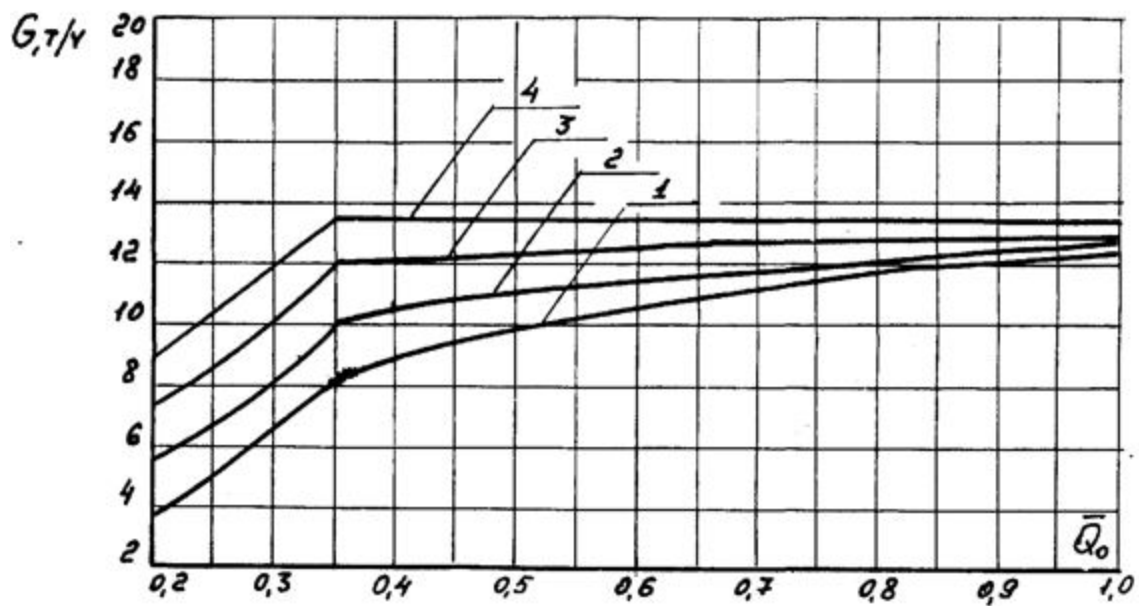


Рисунок 2, лист 3 - Температурный график повышенный, рассчитанный на $\rho = 0,3$

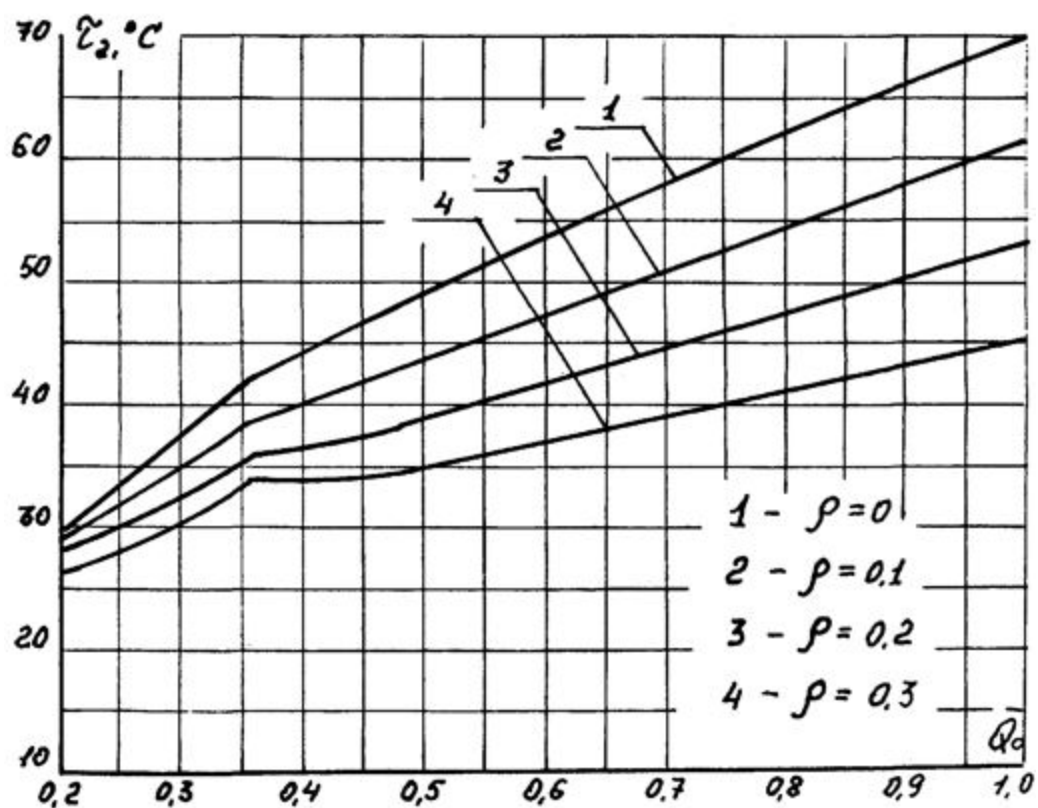
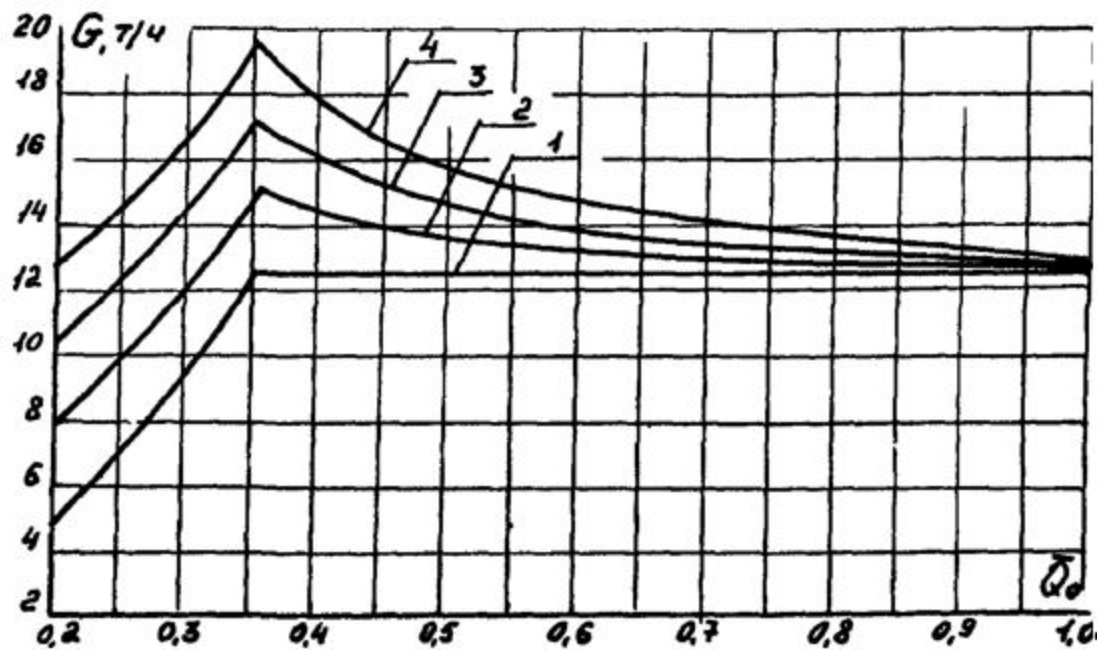


Рисунок 3 – Требуемые расходы и температуры обратной сетевой воды при средней нагрузке горячего водоснабжения. Схема присоединения системы отопления - зависимая. Схема присоединения нагрузки горячего водоснабжения - смешанная. Температурный график - отопительный

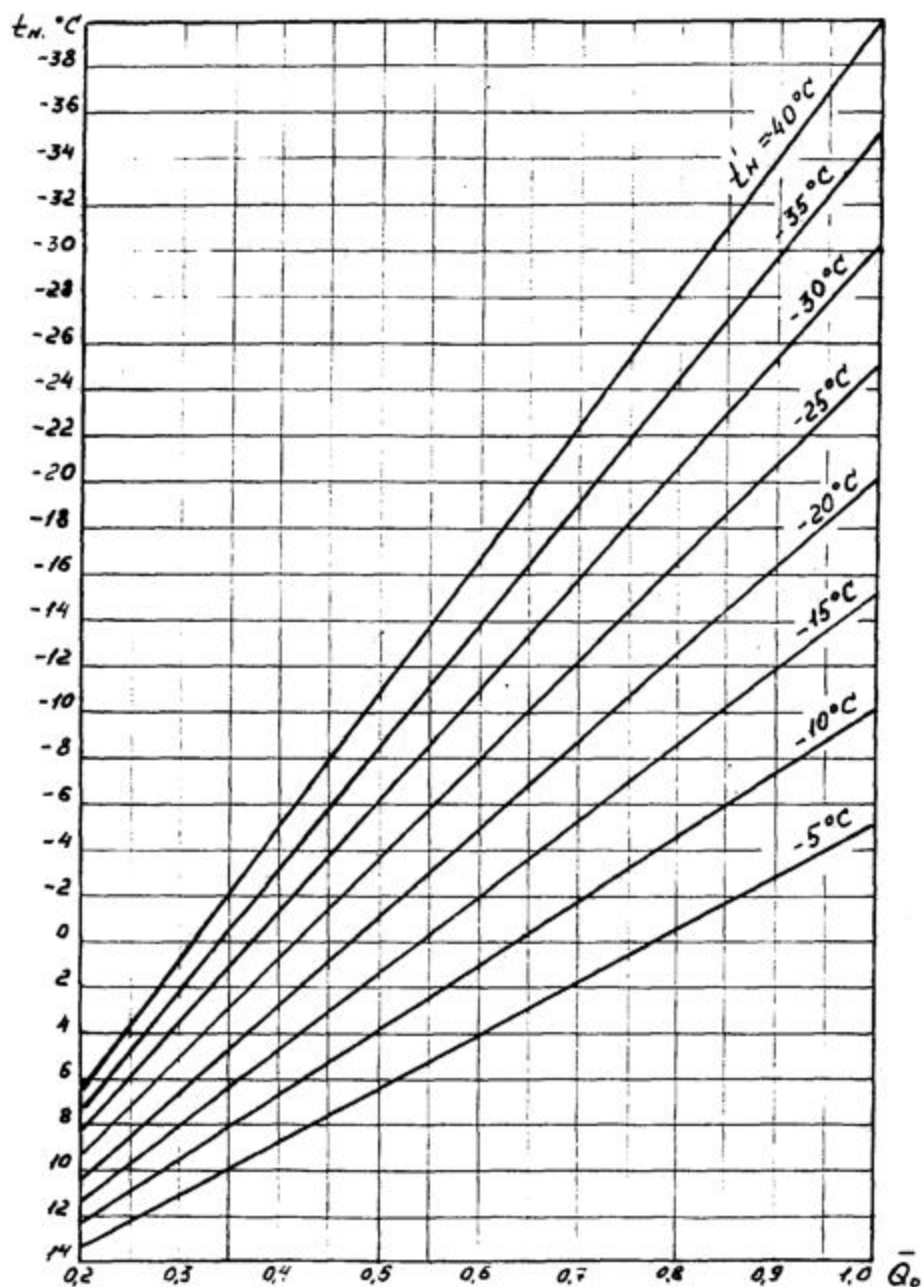


Рисунок 4 – Зависимость температур наружного воздуха t_n от расчетной относительной нагрузки отопления $\bar{Q}_0$.

, при разных значениях расчетной для отопления температуры наружного воздуха t_n'

Приложение 12
к Методическим указаниям по
проведению энергетических
обследований тепловых сетей

Уравнение характеристики системы отопления

Уравнение характеристики системы отопления, позволяющее определить ее тепловую нагрузку при любых расходах и температурах сетевой воды на входе в отопительную систему, имеет вид:

$$\bar{Q}_o = \frac{\tau_{o1} - t_n}{t'_n - t'_n + \frac{\Delta t'}{\bar{Q}_o^{0.2}} + \frac{0.5 + u}{1 + u} \cdot \frac{\delta \tau'_o}{\varphi}} \quad (1)$$

где

$$\bar{Q}_o = \frac{Q_o}{Q'_o}$$

- относительная нагрузка отопления;

$$\delta \tau'_o$$

- расчетный перепад температур в тепловой сети, определяется по формуле (1);

$$\delta \tau'_o$$

= 80°C при отопительном температурном графике

$$\tau'_{o1}$$

= 150°C и

$$\tau'_{o2}$$

= 70°C;

$$\Delta$$

t' - расчетная средняя разность температур в системе отопления, определяется по формуле (2); $t' = 64,5^\circ\text{C}$ при

$$\tau'_{o1}$$

= 150°C,

$$\tau'_{o2}$$

= 70°C, $u = 2,2$;

$$t'_n$$

= 18°C;

$$\varphi = \frac{G_o}{G'_o}$$

- относительный расход сетевой воды на отопление;

$$G'_o$$

- расчетный расход сетевой воды на отопление:

$$G'_o = \frac{Q'_o}{\delta \tau'_o \cdot c}$$

кг/с. (2)

Задача решается методом последовательных приближений, т.к. неизвестная величина Q_o входит в правую и левую части уравнения. Для определения требуемого системой отопления расхода сетевой воды нагрузка отопления Q_o при произвольной наружной температуре t_n равна расчетной

Q_o^p
при этой температуре t_n .

Уравнение характеристики отопительной системы, позволяющее определить ее тепловую производительность при отклонении любых режимных параметров от расчетных, удобно представить в виде:

$$\frac{Q_o}{Q_o^p} = \frac{t_1 - t_n}{t'_B - t'_n + \frac{0,5 + u}{1 + u} \cdot \frac{\delta \tau'_o}{\varphi} + \Delta t' \left(\frac{Q_o^p}{Q_o} \right)^{0,2} \cdot \left(\frac{t'_B - t'_n}{t'_B - t_n} \right)^{0,2}} \cdot \frac{t'_B - t'_n}{t'_B - t_n} \quad (3)$$

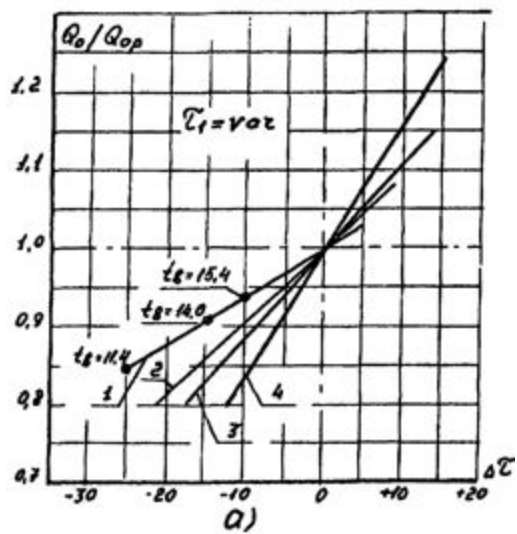
где,

Q_o^p
, Q_o - расчетная и фактическая нагрузки отопления при произвольной наружной температуре t_n ,

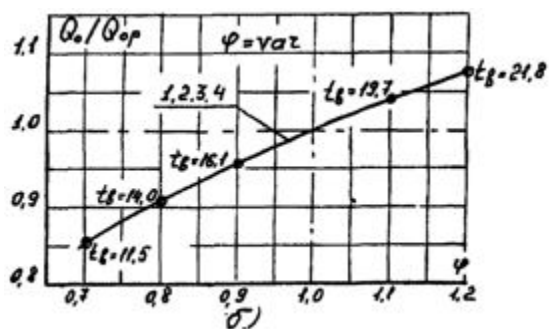
Q_o^p
определяется по формуле (6) приложения 16 к настоящим Методическим указаниям.

По найденному значению

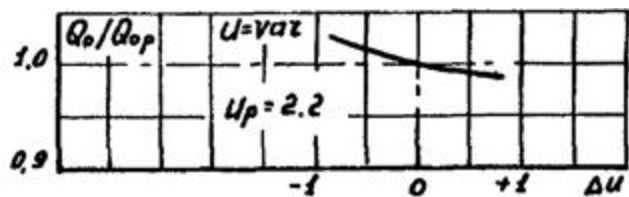
$\frac{Q_o}{Q_o^p}$
определяются абсолютные значения внутренней температуры t_B и температуры обратной сетевой воды t_{o2}



a)



б)



1 -

$t_{\text{н}}^{\text{I}}$

= -25 C, 2 - $t_{\text{н}} = -10$ C, 3 - $t_{\text{н}} = -5$ C, 4 -

$t_{\text{н}}^{\text{II}}$

= 2,8 C

в)

Рисунок 1 – Относительные расходы тепла на отопление Q_o/Q_{op} при отклонении от расчетных значений параметров: а - температуры сетевой воды t_1 ; б - относительного расхода сетевой воды; в - коэффициента смешения u

$$t_{\text{в}} = t_{\text{н}} + \frac{Q_{\text{о}}}{Q_{\text{о}}^{\text{р}}} (t'_{\text{в}} - t_{\text{н}}).$$

(4)

$$\tau_{\text{о2}} = \tau_{\text{о1}} - \frac{Q_{\text{о}}}{\varphi \cdot G'_{\text{о}} \cdot c}.$$

(5)

На рисунке 1 при различных наружных температурах показано влияние на относительный расход тепла на отопление отклонения в обе стороны от расчетных значений параметров:

- 1) температуры сетевой воды t_1 ,
- 2) относительного расхода сетевой воды G ,
- 3) коэффициента смешения u .

На кривых для температуры наружного воздуха

$t'_{\text{н}}$
 $= -25^{\circ}\text{C}$ указаны соответствующие относительному расходу тепла внутренние температуры $t_{\text{в}}$.

По приведенному уравнению определяют тепловую производительность отопительной системы при одновременном изменении всех трех указанных параметров.

Так например, при $t_{\text{н}} = -10^{\circ}\text{C}$ температура воды в сети t_1 ниже, чем по отопительному графику, на 5°C , то есть $t_1 = 102,5^{\circ}\text{C}$, $G = 1,15$, $u = 2,2$. При этих условиях по указанной выше формуле:

$$\bar{Q}_{\text{о}} = \frac{Q_{\text{о}}}{Q_{\text{о}}^{\text{р}}} = 1,01; t_{\text{в}} = -18,3^{\circ}\text{C}.$$

Уравнение характеристики позволяет определить фактические расходы тепла и воды только по измеренным температурам сетевой воды до и после системы отопления $\tau_{\text{о1}}$ и $\tau_{\text{о2}}$ путем сопоставления их с расчетными значениями при данной наружной температуре $t_{\text{н}}$.

Для решения указанной задачи уравнение характеристики представляется в виде:

$$\bar{Q}_o = \frac{\frac{0,5}{1+u} \cdot \tau_{o1} + \frac{0,5+u}{1+u} \cdot \tau_{o2} - t_n}{t'_e - t'_n + \frac{\Delta t'}{\bar{Q}_o^{0,2}}}, \quad (6)$$

где

$$\bar{Q}_o = \frac{Q_o}{Q'_o}$$

- фактическая относительная нагрузка отопления при температуре t_n

$$\bar{Q}_o = \frac{t_e - t_n}{t'_e - t'_n} \quad (7)$$

Из этого уравнения, завышение температур $_{o1}$ и $_{o2}$ по сравнению с расчетными значениями приводит к увеличению относительной нагрузки отопления, то есть к перерасходу тепла, занижение этих температур приводит к недодаче тепла на отопление.

При отклонении температур $_{o1}$ и $_{o2}$ от расчетных значений по температурному графику фактический относительный расход тепла

$$\bar{Q}_o$$

при произвольной температуре наружного воздуха t_n равен:

$$\bar{Q}_o = \bar{Q}_o^p + \Delta \bar{Q}_o, \quad (8)$$

где

$$\bar{Q}_o^p$$

- относительный расчетный расход тепла на отопление;

$$\Delta \bar{Q}_o$$

- относительный перерасход или недодача тепла на отопление.

Величина

$$\Delta \bar{Q}_o$$

определяется из выражения:

$$\Delta \bar{Q}_o = \bar{q}_1 \cdot \Delta \tau_{o1} + \bar{q}_2 \cdot \Delta \tau_{o2}, \quad (9)$$

где

$$\Delta$$

τ_{o1} и

Δ

τ_{o2} - отклонения фактических значений τ_{o1} и τ_{o2} от расчетных значений по графику:

$$\Delta\tau_{o1} = \tau_{o1} - \tau_{o1}^p; \quad \Delta\tau_{o2} = \tau_{o2} - \tau_{o2}^p,$$

$\bar{q}_1$ и $\bar{q}_2$

- коэффициенты изменения относительной отопительной нагрузки на 1 градус отклонения температур от расчетных значений:

$$\bar{q}_1 = \frac{0,5}{(1+u) \left(t'_z - t'_n + 0,8 \frac{\Delta t'}{\bar{Q}_o^{0,2}} \right)}, \quad (10)$$

$$\bar{q}_2 = \frac{(0,5+u)}{(1+u) \left(t'_z - t'_n + 0,8 \frac{\Delta t'}{\bar{Q}_o^{0,2}} \right)}. \quad (11)$$

Определив таким образом фактический относительный расход тепла

$\bar{Q}_o$.

, из уравнения характеристики определяют относительный фактический расход сетевой воды по формуле:

$$\varphi = \frac{\frac{0,5+u}{1+u} \delta\tau'_o}{\frac{\tau_{o1} - t_n}{\bar{Q}_o} - (t'_z - t'_n) - \frac{\Delta t'}{\bar{Q}_o^{0,2}}}. \quad (12)$$

Относительный расход воды определяется по формуле:

$$\varphi = \frac{\bar{Q}_o^p + \Delta\bar{Q}_o}{\bar{Q}_o^p + \frac{\Delta\tau_1 - \Delta\tau_2}{\delta\tau'_o}}. \quad (13)$$

Тепловые характеристики водо-водяных теплообменников

Уравнение характеристики водо-водяных теплообменников

Тепловая нагрузка водо-водяных теплообменников при противоточном течении теплоносителей определяется по формуле:

$$Q = \varepsilon W_m \nabla \quad (1)$$

Безразмерная удельная тепловая нагрузка теплообменника определяется из уравнения:

$$\varepsilon = \frac{1}{0,35 \cdot \frac{W_m}{W_6} + 0,65 + \frac{1}{\Phi} \sqrt{\frac{W_m}{W_6}}} \leq 1. \quad (2)$$

Параметр подогревателя Φ , характеризующий поверхность теплообменника, является величиной постоянной и определяется по формуле

$$\Phi = \frac{\kappa \cdot F}{\sqrt{W_6 \cdot W_m}} \quad (3)$$

На основе расчетных и экспериментальных исследований была предложена формула для определения удельного (отнесенного к 1 м суммарной длины всех последовательно включенных секций теплообменника) параметра кожухотрубных теплообменников:

$$\Phi_y = \Phi_y^0 \cdot (1 + 0,003 t_{\text{мт}}^{\text{cp}})(1 + 0,008 t_{\text{т}}^{\text{cp}}), \text{ м}^{-1}, \quad (4)$$

где

$$\Phi_y^0$$

- удельный параметр подогревателя при температурах обоих теплоносителей, равных 0 °С;

$$t_{\text{мт}}^{\text{cp}}, t_{\text{т}}^{\text{cp}}$$

- средние температуры теплоносителей в межтрубном пространстве и в трубках подогревателя.

Значение

$$\Phi_y^o$$

с достаточной степенью точности принимается равным $0,1 \text{ м}^{-1}$.

Пример использования уравнения характеристики теплообменных аппаратов для определения расхода сетевой воды.

Исходные данные имеется тепловой пункт (абонентский ввод) с зависимым присоединением системы отопления и смешанной схемой присоединения подогревателей горячего водоснабжения. На вводе установлен регулятор постоянства расхода воды на систему отопления.

Расчетная нагрузка отопления

$$Q_o'$$

$$= 1,16 \text{ МВт} (1 \text{ Гкал/ч}).$$

Максимальная нагрузка горячего водоснабжения

$$Q_{\Gamma}^{\text{макс}}$$

$$= 0,768 \text{ МВт} (0,66 \text{ Гкал/ч}).$$

На вводе установлены водо-водяные кожухотрубные теплообменники, на первой ступени 4 секции, на второй - 7 секций.

Температурный график в тепловой сети - отопительный:

при

$$t_{\text{н}}'$$

$$= -25^{\circ}\text{C}_{o1} = 150^{\circ}\text{C},$$

$$\tau_{o2}'$$

$$= 70^{\circ}\text{C}, \text{ при температуре излома графика } t_{\text{н}} = 2,85^{\circ}\text{C}_{o1} = 70^{\circ}\text{C}, o2 = 41,7 \text{ C}.$$

Температуры водопроводной воды на входе $t_2 = 5^{\circ}\text{C}$, на выходе $t_1 = 60^{\circ}\text{C}$.

Рециркуляция горячей воды отсутствует.

Требуется определить расход сетевой воды на вторую ступень подогревателя и на ввод и температуру обратной сетевой воды при $t_{\text{н}} = 2,8^{\circ}\text{C}$ и максимальной нагрузке горячего водоснабжения.

Определение параметров первой и второй ступеней теплообменника Φ_I и Φ_{II} .

При расчете подогревателей по смешанной схеме были приняты исходные данные: температура сетевой воды после второй ступени подогревателя в точке излома графика равна температуре сетевой воды после системы отопления, то есть $t_{II} = t_{o2} = t_c = 41,7^{\circ}\text{C}$.

Недогрев водопроводной воды в первой ступени подогревателя равен 10°C , то есть температура водопроводной воды после первой ступени $t_{II} = 41,7 - 10 = 31,7^{\circ}\text{C}$.

При этих условиях средние температуры теплоносителей:

для первой ступени

$$t_{\Gamma}^{\text{cp}}$$

$$= 18,35^{\circ}\text{C},$$

$$t_{\text{зп}}^{\text{ср}}$$

$$= 35,15^{\circ}\text{C};$$

для второй ступени

$$t_{\text{т}}^{\text{ср}}$$

$$= 45,85^{\circ}\text{C},$$

$$t_{\text{зп}}^{\text{ср}}$$

$$= 55,85^{\circ}\text{C}.$$

Значения удельных параметров:

для первой ступени

$$\Phi_y = 0,1(1 + 0,003 \cdot 35,15)(1 + 0,008 \cdot 18,35) = 0,127 \text{ м}^{-1};$$

для второй ступени

$$\Phi_y = 0,1(1 + 0,003 \cdot 55,85)(1 + 0,008 \cdot 44,85) = 0,159 \text{ м}^{-1}.$$

При длине одной секции 4 м параметры первой и второй ступеней равны:

$$\Phi_I = 0,127 \cdot 4 = 2,027,$$

$$\Phi_{II} = 0,159 \cdot 4 = 4,466.$$

Определение расхода сетевой воды и температур сетевой и водопроводной воды

Эквивалент расхода сетевой воды на горячее водоснабжение W_{II} определяется из решения системы уравнений:

1) тепловая нагрузка второй ступени:

$$Q_{II} = W_{MII} (t_1 - t_{II}) = W_B (t_1 - t_{II}) = W_{II} (t_1 - t_{II}); \quad (5)$$

2) тепловая нагрузка первой ступени:

$$Q_I = W_{MI} (t_c - t_2) = W_B (t_{II} - t_2); \quad (6)$$

3) уравнение смешения:

$$W_{II} t_{II} + W_{o2} t_o = (W_{II} + W_o) t_c. \quad (7)$$

В этих уравнениях W_{MII} и W_{MI} - меньшие значения тепловых эквивалентов расходов, проходящих через вторую и первую ступени подогревателя.

Эквивалент расхода водопроводной воды W_B равен:

$$W_B = \frac{Q_{г\text{ макс}}}{t_1 - t_2} = \frac{0,768}{60 - 5} = 0,014 \frac{\text{МВт}}{\text{К}}$$

$$(0,012 \text{ Гкал/ч } ^{\circ}\text{C}),$$

что соответствует расходу водопроводной воды 3,33 кг/с или 12 т/ч.

Эквивалент расхода воды на систему отопления W_o равен:

$$W_o = \frac{Q_o}{\delta\tau'_o} = \frac{1,16}{80} = 0,0145 \frac{\text{МВт}}{\text{К}}$$

(0,0125 Гкал/ч °C),

что соответствует расходу сетевой воды 3,47 кг/с или 12,5 т/ч.

Задают расход воды на вторую ступень G_{II} (или его эквивалент W_{II}) и определяют по формуле (2) значения безразмерной удельной тепловой нагрузки первой и второй ступеней подогревателя I и II . В приведенных выше уравнениях содержатся четыре неизвестные величины: t_1 , t_{II} , t_c . Из решения системы уравнений определяется t_1 . Если t_1 не равно 60°C, то расчет повторяется при другом значении W_{II} .

Принимаем W_{II} равным 0,014 МВт/К (0,012 Гкал/ч°C), что соответствует расходу воды 3,33 кг/с или 12 т/ч. Эквивалент расхода сетевой воды через первую ступень:

$$(W_o + W_{II}) = 0,014 + 0,0145 = 0,0285 \text{ МВт/К (0,0245 Гкал/ч°C)}.$$

Определяем по формуле (2) I и II

$$\varepsilon_I = \frac{1}{0,35 \frac{0,014}{0,0285} + 0,65 + \frac{1}{2,027} \cdot \sqrt{\frac{0,014}{0,0285}}} = 0,858$$

$$\varepsilon_{II} = \frac{1}{0,35 \frac{0,014}{0,014} + 0,65 + \frac{1}{4,466} \cdot \sqrt{\frac{0,014}{0,014}}} = 0,817$$

Подставляя в уравнения известные величины, получаем систему уравнений:

$$0,817 \cdot 0,014(70 - t_{II}) = 0,014(t_1 - t_{II})$$

$$0,817 \cdot 0,014(70 - t_{II}) = 0,014(70 - t_{II})$$

$$0,858 \cdot 0,014(t_c - 5) = 0,014(t_{II} - 5)$$

$$0,014 t_{II} + 0,0145 \cdot 41,7 = 0,0285 t_c.$$

Из решения этой системы $t_1 = 63,97^\circ\text{C}$.

Поскольку t_1 превышает требуемое значение 60°C задаемся новым значением W_{II} . Принимаем $W_{II} = 0,0114$ МВт/К (0,0098 Гкал/ч°C), что соответствует расходу 2,72 кг/с или 9,8 т/ч.

При этом значении $W_{\Pi I} = 0,833$, $\Pi = 0,879$.

Уравнения (5 - 7) принимают вид:

$$0,879 \ 0,0114(70 - t_{\Pi}) = 0,014(t_1 - t_{\Pi})$$

$$0,879 \ 0,0114(70 - t_{\Pi}) = 0,0114(70 - \Pi)$$

$$0,833 \ 0,014(t_c - 5) = 0,014(t_{\Pi} - 5)$$

$$0,0114 \ \Pi + 0,0145 \ 41,7 = 0,0259 \ t_c.$$

Из решения этой системы уравнений:

$$t_1 = 59,98^{\circ}\text{C}, \ t_{\Pi} = 34,5^{\circ}\text{C}, \ \Pi = 38,8^{\circ}\text{C}, \ t_c = 40,4^{\circ}\text{C}.$$

Поскольку t_1 практически равно 60°C дальнейшего пересчета не требуется.

Расход сетевой воды на ввод составит:

$$G_c = G_o + G_{\Pi} = 3,47 + 2,72 = 6,19 \text{ кг/с (22,3 т/ч)}.$$

Температура обратной сетевой воды определяется из уравнения теплового баланса первой ступени:

$$t_2 = t_c - \frac{W_{\Pi}(t_{\Pi} - 5)}{(W_{\Pi} + W_o)}; \quad (8)$$

$$t_2 = 40,4 - \frac{0,014(34,5 - 5)}{0,0259} = 24,45^{\circ}\text{C}.$$

Приведенный пример показывает большую трудоемкость расчета и рекомендованность к использованию для этой цели ПЭВМ.

Примеры применения уравнения характеристики для оценки эффективности работы теплообменника

Пример 1

Пусть для I ступени подогревателя известны данные:

расход водопроводной воды $G_B = 2,78$ кг/сек (10 т/ч), температуры водопроводной воды на входе $t_2 = 5^{\circ}\text{C}$, на выходе $t_1 = 35^{\circ}\text{C}$, температуры сетевой воды на входе $t_1 = 60^{\circ}\text{C}$, на выходе $t_2 = 40^{\circ}\text{C}$.

Установлено 3 секции теплообменника $D_y = 200$ мм.

На основе известных данных определим тепловую нагрузку теплообменника и расход сетевой воды:

$$Q = G_B c(t_1 - t_2) = 2,78 \ 4,19 (35 - 5) = 349,2 \text{ кВт (0,3 Гкал/ч)},$$

$$G_c =$$

$$\frac{Q}{c(\tau_1 - \tau_2)} = \frac{349,2}{4,19(60 - 40)}$$

$$= 4,17 \text{ кг/сек (15 т/ч)}.$$

С помощью уравнения характеристики определяется тепловая нагрузка данного теплообменника, то есть насколько эффективно он работает.

Средняя температура греющего теплоносителя

$$t_{\text{гг}}^{\text{ср}}$$

$$= 50^\circ\text{C}.$$

Средняя температура нагреваемого теплоносителя

$$t_{\text{т}}^{\text{ср}}$$

$$= 20^\circ\text{C}.$$

Удельный параметр $\Phi_y = 0,1(1 + 0,003 \cdot 50)(1 + 0,008 \cdot 20) = 0,133 \text{ м}^{-1}$.

При числе секций $z = 3$ и длине одной секции 4 м параметр теплообменника $\Phi = 0,133 \cdot 3 \cdot 4 = 1,601$.

Безразмерная удельная тепловая производительность:

$$\varepsilon = \frac{1}{0,35 \cdot \frac{2,78}{4,17} + 0,65 + \frac{1}{1,601} \cdot \sqrt{\frac{2,78}{4,17}}} = \frac{1}{1,393} = 0,718.$$

По уравнению характеристики определяем тепловую нагрузку:

$$Q = 0,718 \cdot 2,78 \cdot 4,19 \cdot (60 - 5) = 459,2 \text{ кВт (0,395 Гкал/ч)}.$$

При этом значении Q уточним значения температур теплоносителей на выходе из теплообменника и средние температуры теплоносителей:

$$t_2 = t_1 - \frac{Q}{G_{\text{г}} \cdot c} = 60 - \frac{459,2}{4,17 \cdot 4,19} = 33,7^\circ\text{C},$$

$$t_2 = t_1 + \frac{Q}{G_{\text{в}} \cdot c} = 5 + \frac{459,2}{2,78 \cdot 4,19} = 44,4^\circ\text{C},$$

$$t_{\text{гг}}^{\text{ср}}$$

$$= (60 + 33,7) \cdot 0,5 = 46,8^\circ\text{C},$$

t_7^{cp}

$$= (5 + 44,4) 0,5 = 24,7^\circ\text{C}.$$

Уточняем новое значение удельного параметра Φ_y :

$$\Phi_y = 0,1(1 + 0,003\,46,8)(1 + 0,008\,24,7) = 0,1366\text{ м}^{-1}.$$

При числе секций $z = 3$ новое значение параметра и безразмерной удельной тепловой производительности:

$$\Phi = 0,1366\,12 = 1,639,$$

$$\varepsilon = \frac{1}{0,35 \cdot \frac{2,78}{4,17} + 0,65 + \frac{1}{1,639} \cdot \sqrt{\frac{2,78}{4,17}}} = 0,724$$

Уточненное значение тепловой нагрузки теплообменника:

$$Q = 0,724\,2,78\,4,19(60 - 5) = 463,3\text{ кВт (0,398 Гкал/ч)}.$$

Эффективность работы теплообменника:

$$\beta = \frac{349,2}{463,3} = 0,75,$$

, что считается рекомендуемым.

Пример 2:

Примем, что при тех же исходных данных на вводе установлено 6 секций теплообменника, и определим его тепловую эффективность.

Определяем параметр теплообменника и безразмерную удельную тепловую производительность:

$$\Phi = 0,133\,6\,4 = 3,202.$$

$$\varepsilon = \frac{1}{0,35 \cdot \frac{2,78}{4,17} + 0,65 + \frac{1}{3,202} \cdot \sqrt{\frac{2,78}{4,17}}} = 0,879.$$

Тепловая производительность теплообменника по уравнению характеристики:

$$Q = W_m$$

Δ

$$= 0,879\,2,78\,4,19(60 - 5) = 562,3\text{ кВт (0,483 Гкал/ч)}.$$

Определяем температуры теплоносителей на выходе:

$$t_2 = 60 - \frac{562,3}{4,17 \cdot 4,19} = 27,8^\circ\text{C}$$

$$t_2 = 5 + \frac{562,3}{2,78 \cdot 4,19} = 53,3^\circ\text{C}$$

При этом расчетный недогрев на горячем конце составит:

$$t = 60 - 53,3 = 6,7^\circ\text{C}$$

По исходным данным величина этого недогрева составляет:

$$t = 60 - 35 = 25^\circ\text{C}, \text{ что свидетельствует о низкой эффективности теплообменника.}$$

Величина тепловой эффективности:

$$\beta = \frac{349,2}{562,3} = 0,62$$

Приложение 14
к Методическим указаниям по
проведению энергетических
обследований тепловых сетей

Таблица 1 - Сопротивления кожухотрубных теплообменников

Наименование	Наружный диаметр корпуса секции							
	57	76	89	114	168	219	273	325
Сопротивление трубок, S_T , $\text{м}^2/\text{м}^6$	$106,4 \cdot 10^{-3}$	$35,1 \cdot 10^{-3}$	$11,9 \cdot 10^{-3}$	$4,8 \cdot 10^{-3}$	$1,26 \cdot 10^{-3}$	$0,42 \cdot 10^{-3}$	$0,14 \cdot 10^{-3}$	$0,07 \cdot 10^{-3}$
Сопротивление межтрубного пространства, S_{MT} , $\text{м}^2/\text{м}^6$	$63,1 \cdot 10^{-3}$	$15,6 \cdot 10^{-3}$	$10,3 \cdot 10^{-3}$	$3,4 \cdot 10^{-3}$	$0,57 \cdot 10^{-3}$	$0,196 \cdot 10^{-3}$	$0,09 \cdot 10^{-3}$	$0,04 \cdot 10^{-3}$

Данные таблицы 1 согласно ГОСТ- 27590-2005 Межгосударственный стандарт. Подогреватели кожухотрубные водо-водяные систем теплоснабжения.

Приложение 15
к Методическим указаниям по
проведению энергетических
обследований тепловых сетей

Пример проведения энергообследования центрального теплового пункта

Описание ЦТП и его оборудования

ЦТП обслуживает 5 шестнадцатиэтажных и 2 семнадцатиэтажных здания. Суммарная тепловая нагрузка ЦТП составляет 4,45 МВт (3,8 Гкал/ч), в том числе:

1) расчетная отопления3,41 МВт (2,93 Гкал/ч);

2) средняя горячего

водоснабжения.....1,04 МВт (0,89 Гкал/ч).

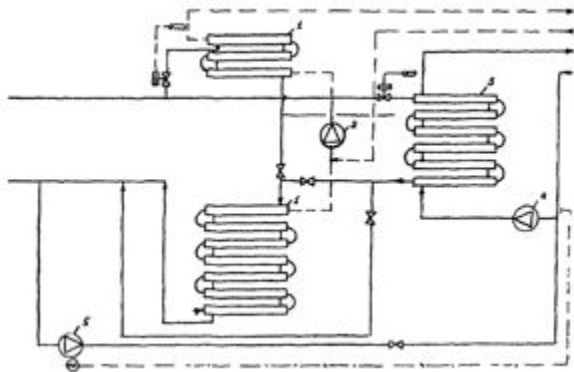
Число жителей 2285 человек.

ЦТП получает тепло в виде горячей воды от котельной.

Система отопления присоединена к тепловой сети по независимой схеме через водо-водяной теплообменник, система горячего водоснабжения - по двухступенчатой смешанной схеме.

Температурный график от котельной - отопительный, в квартальной сети после подогревателя отопления график 105-70°C с установкой дроссельных шайб в зданиях. Схема ЦТП с указанием основного теплообменного и насосного оборудования, КИП и автоматики приведена на рисунке 1.

Задачей энергообследования являлось определение фактических тепловых нагрузок, расходов и температур теплоносителей, оценка эффективности работы оборудования и разработка рекомендаций по энергосбережению.



1 - подогреватель горячего водоснабжения № 12, I ступень - 7 секций, II ступень - 3 секции, 2 - циркуляционный насос К-90/20, 3 шт., 3 - подогреватель отопления № 14, 6 секций, 4 - отопительные насосы К-90/55А, 5 - подпиточный насос ВК 2х2В, 2 шт.

Рисунок 1 – Принципиальная тепловая схема ЦТП

Система отопления

Поскольку значение проектной нагрузки известно, были рассчитаны на ПЭВМ режимы работы системы отопления при проектной нагрузке

$Q_0 = 3,41 \text{ МВт (2,93 Гкал/ч)}$.

Соответствующие зависимости нагрузки отопления, температур сетевой воды и в квартальной сети, расходов воды сетевой и в квартальной сети от температуры наружного воздуха представлены на рисунке 2.

Измерялись параметры:

- 1) температуры сетевой воды перед и после подогревателя отопления $t_{п1}$ и $t_{п2}$;
- 2) температуры в квартальной сети перед и после подогревателя отопления $t_{о2}$ и $t_{о1}$;
- 3) расход сетевой воды на подогреватель отопления $G_{п}$;
- 4) расход в квартальной сети (сети отопления) $G_{о}$.

Результаты измерений этих параметров в различные дни при различных наружных температурах, их обработки и сопоставления с проектными значениями приведены на рисунке 2 и в таблице 1, измеренные нагрузки отопления близки к проектным, расхождение в среднем составляет 3%.

Результаты испытаний теплообменника системы отопления приведены в таблице 2.

Поскольку измерялись расходы и температуры обоих теплоносителей, были определены значения фактического коэффициента теплопередачи и расчетного. Эффективность работы теплообменника определялась как отношение фактического коэффициента к расчетному.

Результаты испытаний, приведенные в таблице 2 показали, что величина не превышает 0,5 вместо обычных 0,7 - 0,8 при удовлетворительной работе теплообменника. Причиной низкого значения могло явиться зарастание трубок накипью и отложениями или уменьшение сечения для прохода воды между трубками в результате дефектов опорных перегородок в межтрубном пространстве. Требуется обследование теплообменника с целью устранения причин его низкой эффективности.

Система горячего водоснабжения

Производились измерения расходов водопроводной воды на горячее водоснабжение и ее температур до и после подогрева. Расходы тепла на горячее водоснабжение, усредненные за каждый час для одних суток, приведены на рисунке 3, а среднесуточные нагрузки горячего водоснабжения за неделю - на рисунке 4.

Результаты испытаний показали, что средненедельная нагрузка горячего водоснабжения составляет 0,768 МВт (0,66 Гкал/ч), что ниже проектной, равной 1,04 МВт (0,894 Гкал/ч), на 24%.

Определялся максимальный часовой расход тепла на горячее водоснабжение за все дни недели и коэффициенты часовой неравномерности, то есть отношение максимального расхода к среднесуточному. Результаты измерений за одну полную неделю с 24 по 30 января 1994 г. приведены в таблице 3.

Как показали испытания, проведенные за три недели, эти показатели достаточно устойчивы и близки к обычным значениям.

Фактический расход воды на одного жителя составляет 108 л/сут, что близко к рекомендуемым значениям.

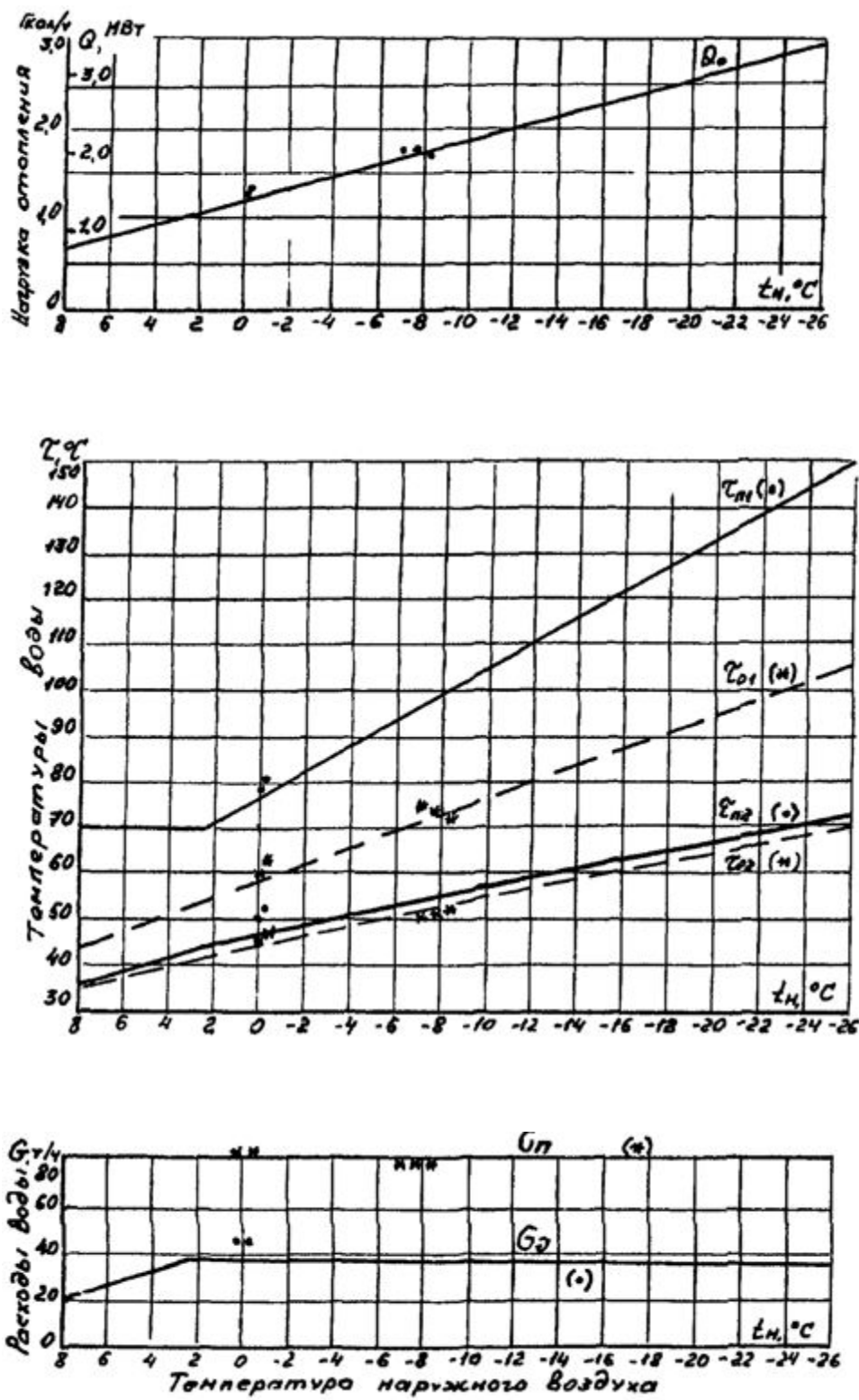


Рисунок 2 – Режимы работы системы отопления при проектной нагрузке Q_0
 $= 3,41 \text{ МВт}$

Таблица 1. Результаты испытаний системы отопления

Дата	Температура наружного воздуха, °С	Внешняя сеть			Квартальная сеть			Тепловая нагрузка			Внутренняя температура, °С
		Расход, т/ч	Температуры, °С		Расход, т/ч	Температуры, °С		измеренная, $\frac{МВт}{ч}$	проектная, $\frac{МВт}{ч}$	относительное отклонение, %	
	t_n	G_n	п1	п2	G_o	о1	о2	Q_n	Q_o	-	t_b
27.12.03	0	46,2	78,2	51,3	83,4	60,7	45,8	$\frac{1,44}{1,24}$	$\frac{1,40}{1,20}$	3	18,5
28.12.03	0	46,3	79,1	52,0	83,7	61,4	46,4	$\frac{1,47}{1,26}$	$\frac{1,40}{1,20}$	5	18,8
13.01.04	-7,0	-	-	-	82,0	73,6	52,4	$\frac{2,02}{1,74}$	$\frac{1,94}{1,67}$	4	19,0
14.01.04	-8,0	-	-	-	83,0	72,9	52,4	$\frac{1,98}{1,70}$	$\frac{2,02}{1,74}$	2	17,4
15.01.04	-7,33	-	-	-	82,0	73,4	52,4	$\frac{2,01}{1,73}$	$\frac{1,97}{1,69}$	2	18,5

Таблица 2. Результаты испытаний теплообменника системы отопления

Дата	Время	Греющая вода			Нагреваемая вода			Нагрузка отоплени я, <u>МВт</u> Г кал/ч	Отношен и е фактичес кого коэффиц иента теплопер едачи к расчетно му
		Расход, т/ ч	Температуры, °С		Расход, т/ ч	Температуры, °С			
	час. мин.	$G_{\text{п}}$	п1	п2	$G_{\text{о}}$	о1	о2	$Q_{\text{о}}$	
28.12.03	14.08	47,52	79,51	52,59	80,20	62,25	46,30	$\frac{1,487}{1,279}$	0,500
28.12.03	14.20	47,20	80,09	52,70	79,80	62,51	46,30	$\frac{1,503}{1,293}$	0,498
28.12.03	14.43	47,65	80,42	52,78	80,30	62,70	46,30	$\frac{1,531}{1,317}$	0,498
28.12.03	15.15	47,77	80,60	52,80	80,60	62,80	46,30	$\frac{1,544}{1,328}$	0,499
05.01.04	15.30	53,76	85,71	57,90	79,95	68,91	50,21	$\frac{1,738}{1,495}$	0,505

Таблица 3

Характеристики нагрузки горячего водоснабжения	Дни недели						
	понедельник	вторник	среда	четверг	пятница	суббота	воскресенье

Среднесуточная нагрузка $Q_{гг}$, МВт/(Гкал/ч)	0,663 0,57	0,651 0,56	0,686 0,59	0,698 0,60	0,686 0,59	0,942 0,81	1,047 0,90
Коэффициент часовой неравномерности	1,982	2,143	2,288	2,050	1,898	1,660	2,100

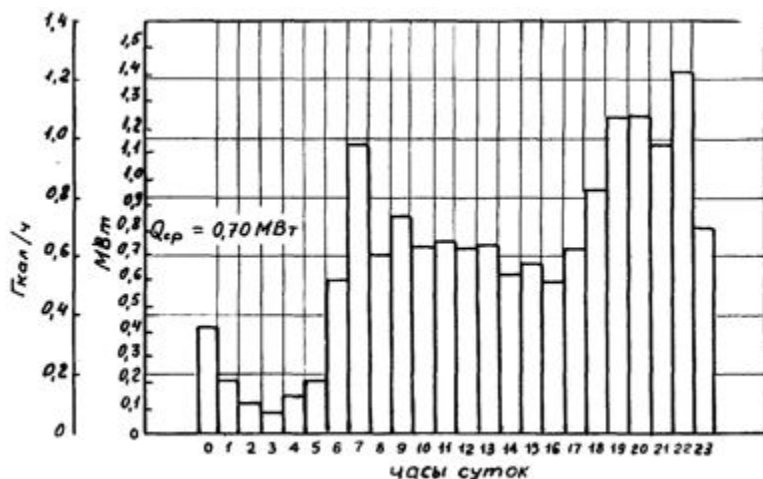


Рисунок 3 – Изменение расхода тепла на горячее водоснабжение в течение суток

Температура воды, поступающей в систему горячего водоснабжения, равнялась 57-58°C. Производились измерения расхода воды на рециркуляцию, приведенные на рисунке 5.

Как видно из рисунка, расход воды на рециркуляцию в ночной период при отсутствии потребления горячей воды составляет 35,5 т/ч, а при максимальном потреблении горячей воды 32,0 т/ч снижается до 13,6 т/ч. Теплотери в системе горячего водоснабжения $Q_{гг}$, определенные в ночной период при минимальном водоразборе, составляют 0,35 МВт (0,3 Гкал/ч) или примерно 20% от максимальной нагрузки горячего водоснабжения, что вдвое больше обычных значений.

Поэтому представляется целесообразным сократить расход воды на рециркуляцию путем дросселирования ее в ЦТП перед рециркуляционным насосом.

Режимы работы ЦТП при проектных и фактических тепловых нагрузках. Эффективность рекомендаций по энергосбережению

На рисунке 6 представлены режимы работы ЦТП при проектных нагрузках, при нулевой, средней и максимальной нагрузках горячего водоснабжения, рассчитанные на ПЭВМ.

Были проведены расчеты режимов работы при фактических, определенных на основе результатов испытаний, нагрузках, фактической эффективности теплообменников и фактических расходах воды на рециркуляцию.

Результаты этих расчетов при средней нагрузке горячего водоснабжения приведены на рисунке 7 (кривые 1).

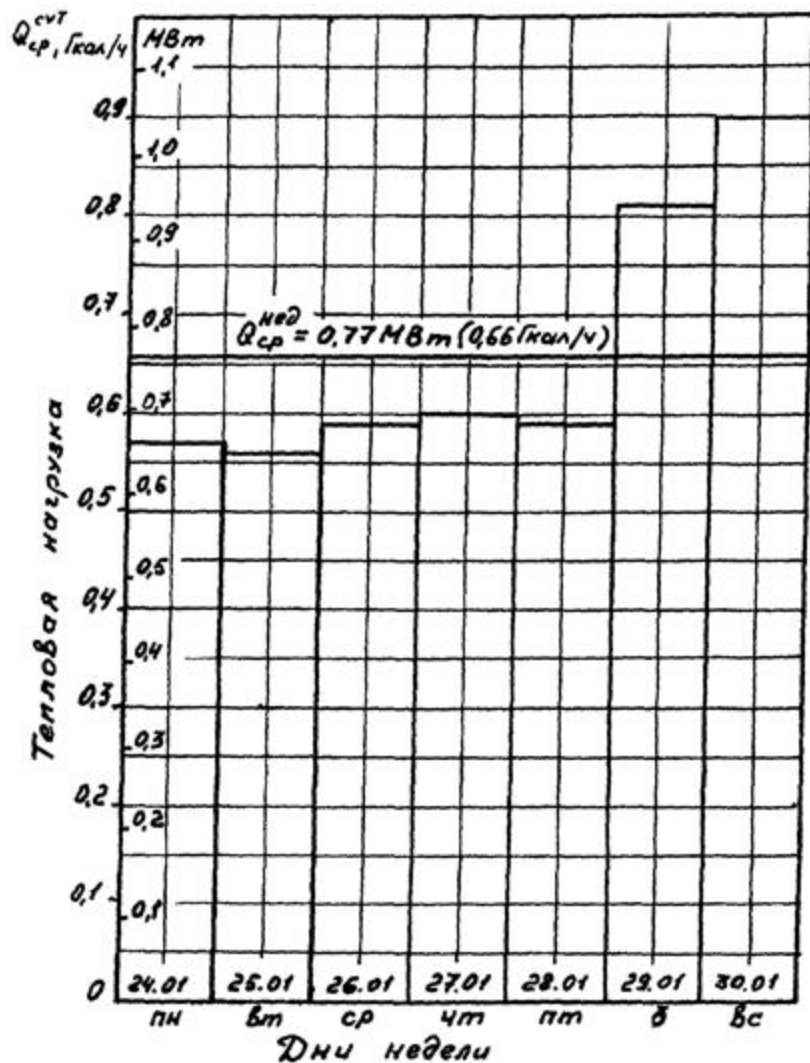


Рисунок 4 – Центральные тепловые пункты. Среднесуточные нагрузки горячего водоснабжения

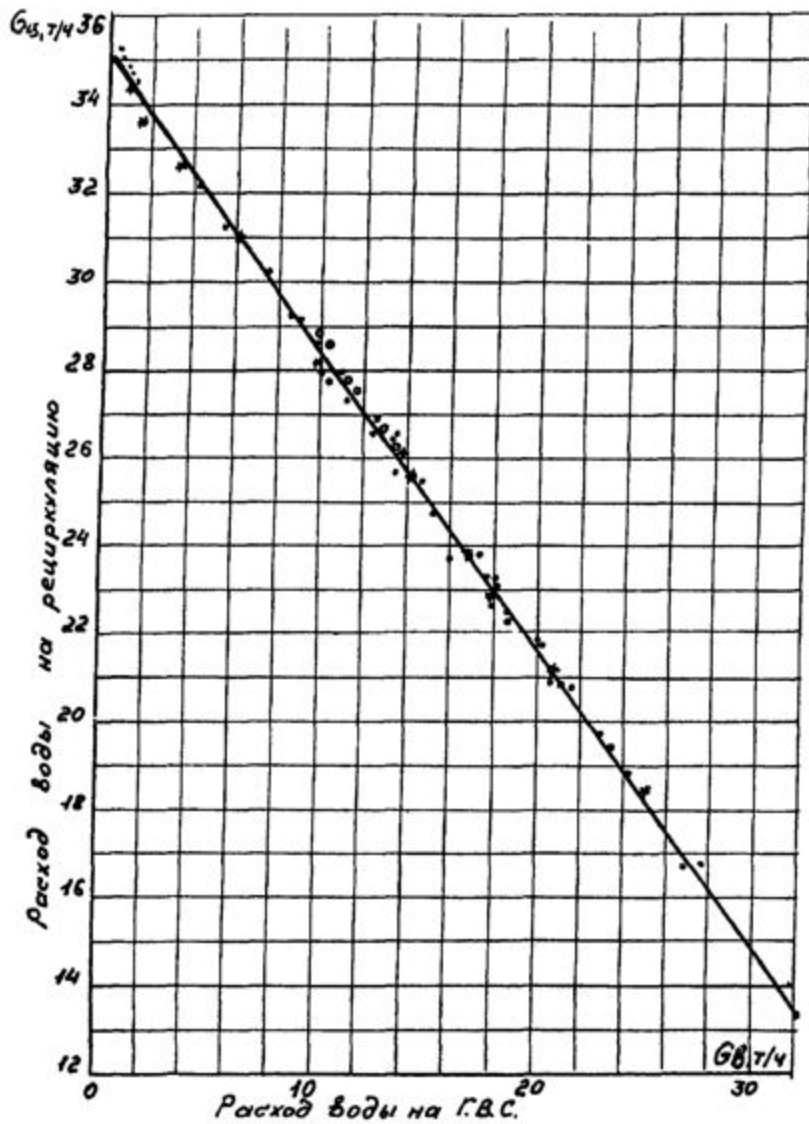


Рисунок 5 – Центральные тепловые пункты.

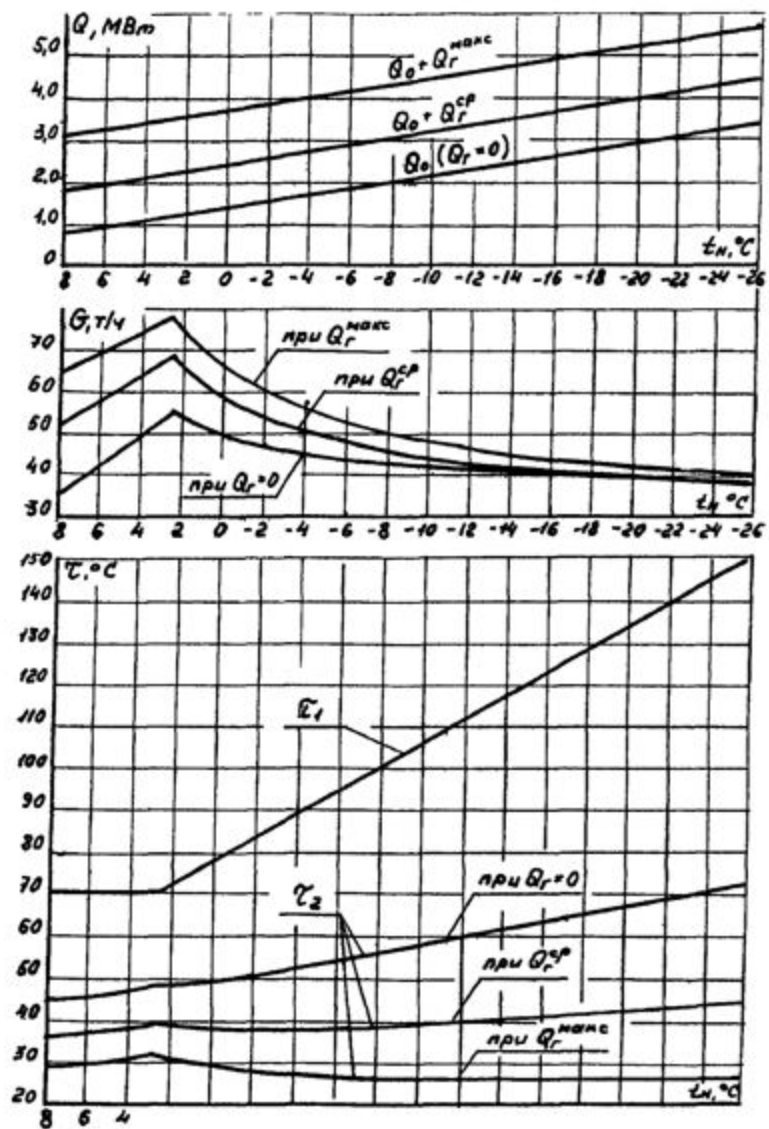


Рисунок 6 – Режимы работы ЦТП при проектных нагрузках. Отопление

Q_0

= 3,41 МВт, средняя горячего водоснабжения

Q_r^{sp}

= 1,04 МВт

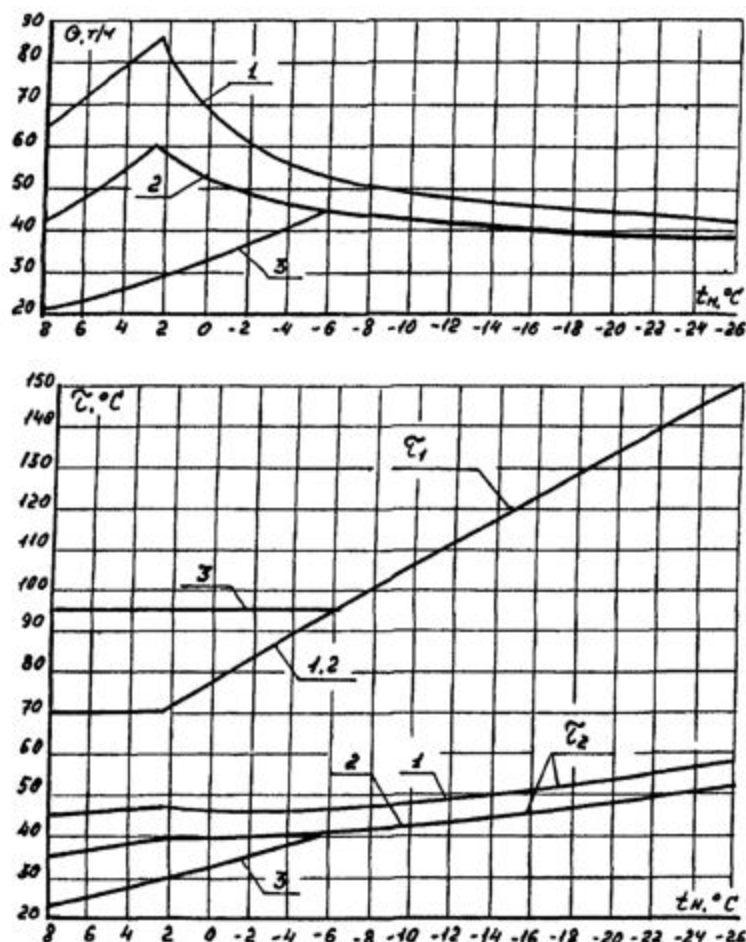


Рисунок 7 – Режимы работы ЦТП при фактических тепловых нагрузках и проведении энергосберегающих мероприятий

Увеличенный расход сетевой воды при фактических условиях несмотря на меньшую нагрузку горячего водоснабжения является следствием низкой эффективности теплообменников и завышенных расходов воды и тепла на рециркуляцию.

Для оценки эффективности предлагаемых мероприятий аналогичные расчеты были проведены при снижении расхода воды на рециркуляцию вдвое и увеличении эффективности теплообменников в 1,5 раза (с 0,5 до 0,75).

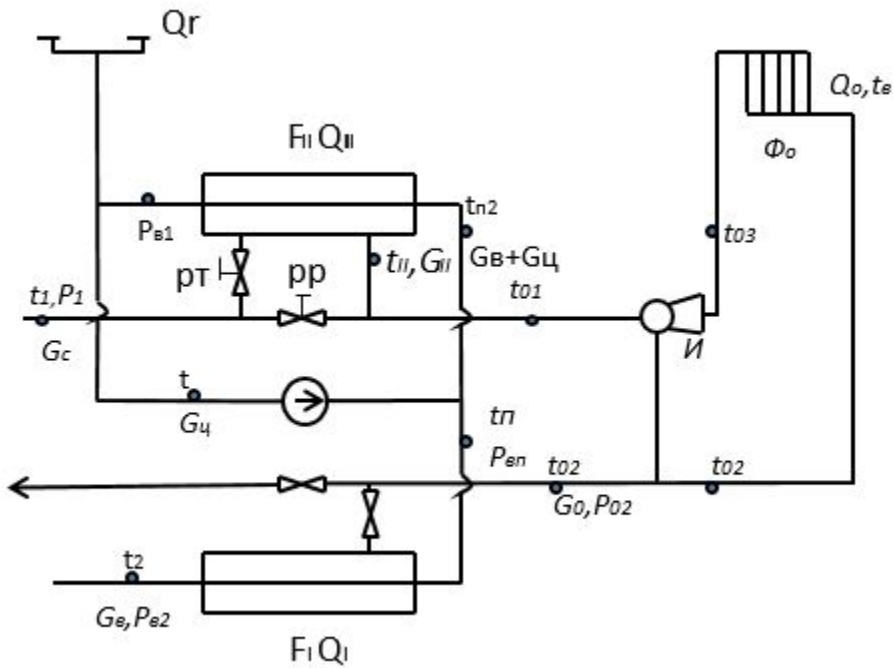
Результаты этих расчетов приведены на рисунке 7 (кривые 2). Из результатов этих расчетов, расход воды на ЦТП в точке излома температурного графика при средней нагрузке горячего водоснабжения снижается с 86 т/ч до 60 т/ч, то есть на 30%.

Расход воды дополнительно сокращается при повышении температуры излома графика выше принятой в настоящее время 70°C . При наличии на ЦТП регулятора отпуска тепла это не приведет к перерасходу тепла.

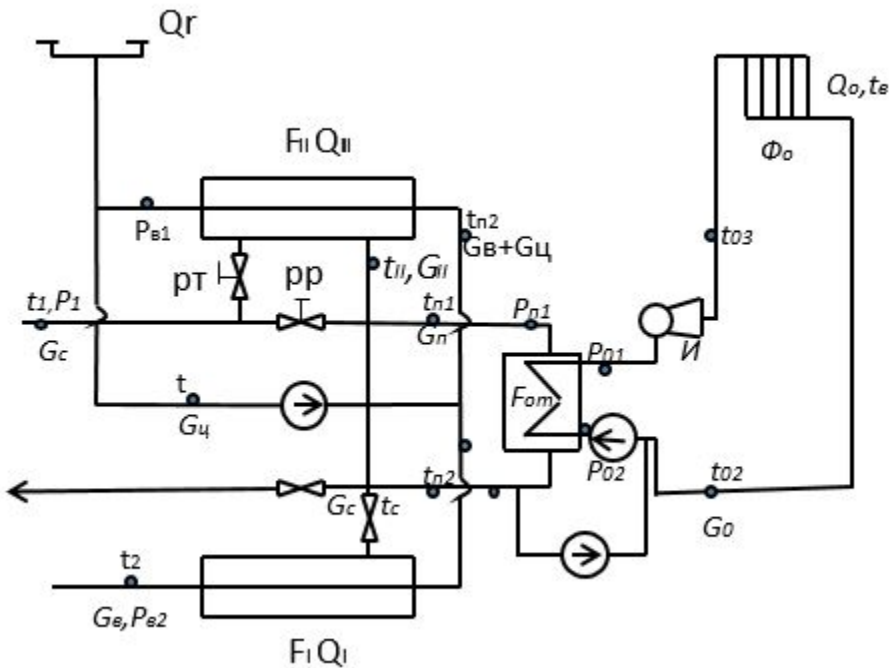
На рисунке 7 (кривые 3) приведены результаты расчета режимов работы ЦТП при повышении температуры излома графика до 95°C . Расход сетевой воды при этом

снижается с 60 до 45 т/ч, или еще на 25% при новой температуре наружного воздуха, соответствующей излому графика - 6,2°С.

Приложение 16
к Методическим указаниям по
проведению энергетических
обследований тепловых сетей



a)



б)

Рисунок 1 – Схемы тепловых пунктов

На рисунке 1 применяют следующие обозначения параметров теплоносителей и оборудования:

1) Температуры, °С:

t_n – наружного воздуха;

t'_n – наружного воздуха расчетная для отопления;

t_v – внутренняя отапливаемых помещений;

t'_v – расчетная внутренняя температура, обычно равная 18°C;

1, 2 – сетевой воды в подающей и обратной линиях тепловой сети;

τ'_1, τ'_2 – расчетные сетевой воды в подающей и обратной линиях тепловой

сети при

t'_n

;

o1, o3 – перед и после элеватора;

τ'_{o1}, τ'_{o3} – расчетные перед и после элеватора при

t'_n

;

o2 – после системы отопления;

τ'_{o2} – расчетная после системы отопления при

t'_n

;

$\delta\tau'_o$ – расчетный перепад температур в тепловой сети, равный

$\delta\tau'_o = \tau'_{o1} - \tau'_{o2}$;

(1)

– расчетный температурный напор в системе отопления, равный

$\Delta t' = 0,5(\tau'_{o3} - \tau'_{o2}) - t'_v$;

(2)

п1, п2 – сетевой воды перед и после подогревателя отопления;

П – сетевой воды на выходе из второй ступени подогревателя;

с – сетевой воды на входе в первую ступень подогревателя;

t2, тп – водопроводной воды на входе и выходе из первой ступени подогревателя;

$t_{ц}, t_{п2}$	– водопроводной воды в системе циркуляции и на входе во вторую ступень подогревателя;
t_1	– водопроводной воды на горячее водоснабжение;
$Q = \varepsilon \cdot W_{\text{х}} \cdot \nabla$	– максимальная разность температур теплоносителей на входе в теплообменный аппарат.

2) Расходы, кг/с (т/ч):

G_c	– сетевой воды на ввод (на тепловой пункт);
G_o	– на систему отопления;
G'_o	– расчетный на систему отопления при t'_H ;
	– относительный расход сетевой воды, равный $\varphi = \frac{G_o}{G'_o}$;
	(3)
G_o^p	– расчетный на систему отопления при произвольной температуре t_H ;
$G_{п}$	– сетевой воды на подогреватель отопления;
G_{II}	– сетевой воды на вторую ступень подогревателя;
$G_{в}$	– водопроводной воды на горячее водоснабжение;
$G_{ц}$	– водопроводной воды в системе рециркуляции;
W	– тепловой эквивалент расхода теплоносителя, Вт/К [ккал/(ч°С)],

равный произведению расхода воды на его теплоемкость

$$W = G_c; \quad (4)$$

W_m	– меньшее значение теплового эквивалента;
W_6	– большее значение теплового эквивалента;
c	– теплоемкость теплоносителя, Дж/(кгК).

3) Тепловые нагрузки, Вт (ккал/ч):

Q_o	– системы отопления при любой наружной температуре;
Q'_o	– расчетная системы отопления при расчетной для отопления температуре наружного воздуха;

– относительная нагрузка системы отопления, равная

$$\bar{Q}_o = \frac{Q_o}{Q'_o}$$

(5)

Q_o^p	– расчетная системы отопления при произвольной наружной температуре t_H
---------	---

$$Q_0^p = Q_0' \frac{t'_B - t_H}{t'_B - t'_H};$$

(6)

– горячего водоснабжения, первой и второй ступеней

Q_G, Q_I, Q_{II}

подогревателя горячего водоснабжения;

Q_G^{cp}

– средненедельная нагрузка горячего водоснабжения;

Q_G^{max}

– максимальная нагрузка горячего водоснабжения (средняя за час

максимального водопотребления);

– относительная нагрузка горячего водоснабжения (отношение

средненедельной нагрузки горячего водоснабжения к

Q_0'

)

$$\rho = \frac{Q_G^{cp}}{Q_0'};$$

(7)

$Q_{ц}$

– теплотери в системе рециркуляции;

o

– безразмерная удельная нагрузка системы отопления;

– безразмерная удельная нагрузка подогревателя.

4) Давления, Па:

P_1, P_2

– сетевой воды в подающей и обратной линиях;

P_{o1}, P_{o2}

– воды в отопительной сети на входе и выходе из теплового пункта;

$P_{п1}, P_{п2}$

– сетевой воды до и после подогревателя отопления;

$P_{в2}, P_{вп}, P_{в1}$

– водопроводной воды на входе в первую ступень, на выходе из первой ступени, на выходе из второй ступени;

H

– напор - давление, выраженное в м вод. ст.

5) Поверхности, m^2 :

F_I, F_{II}

– поверхности нагрева первой и второй ступеней подогревателя горячего водоснабжения;

$F_{от}$

– поверхность нагрева отопительного теплообменника.

Φ_o

– параметр отопительной системы, Вт/К [ккал/($ч^\circ C$)] ;

Ф	– параметр секционного водо-водяного подогревателя, величина безразмерная, постоянная для данного подогревателя;
к	– коэффициент теплопередачи теплообменников, Вт /м ² К [ккал/(м ² чС)];
	– коэффициент смешения смесительного узла, равный
и	$u = \frac{\tau_{o1} - \tau_{o3}}{\tau_{o3} - \tau_{o2}} .$

. (8)

Все параметры могут относиться к любой наружной температуре t_n.

Приложение 31
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 6 января 2017 года
№ 2

Методические указания по проведению энергетических обследований электрических станций

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по проведению энергетических обследований электрических станций (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) предпусковое энергетическое обследование – установление уровня по состоянию технических параметров энергетических систем электрических станций, до начала эксплуатации, с определением нарушений нормативной и другой документации при строительстве и разработки мероприятий для устранения выявленных нарушений;

2) энергетическое обследование – действия, направленные на определение уровня по состоянию технических параметров оборудования энергетической системы.

Глава 2. Область применения

3. Настоящие Методические указания рекомендуют состав и порядок работ при проведении энергетических обследований электрических станций, включающих в себя первичное, периодическое (повторное), внеочередное, локальное обследование, экспресс-обследование. Периодические обследования технического состояния энергетического оборудования, зданий и сооружений электрических станций с привлечением экспертных организаций проводятся не реже 1 раза в 5 лет.

4. Энергетические обследования проводятся организациями при наличии права на проведение энергетических обследований, установленное законодательством Республики Казахстан.

5. Энергетические обследования осуществляются за счет средств обратившегося лица на основании договора, заключенного в соответствии с законодательством Республики Казахстан, с установленным сроком действия и завершения, до начала осенне-зимнего периода в текущем году. Все запланированные работы выполняются в пределах срока, установленного программой энергетического обследования.

6. Перед проведением периодического обследования экспертная организация разрабатывает план и программу периодического обследования, которые определяют последовательность и сроки проведения периодического обследования. План и программа периодического обследования согласовывается с государственным органом, осуществляющим контроль в сфере электроэнергетики.

7. Не менее чем за один месяц до срока проведения периодического обследования, обследуемая организация предоставляет экспертной организации, необходимые для проведения периодического обследования материалы:

- 1) перечень зданий и сооружений, включая гидротехнические сооружения;
- 2) перечень и характеристики установленного основного и вспомогательного оборудования;
- 3) тепловые и электрические схемы;
- 4) особенности эксплуатации энергоустановок;
- 5) состояние приборов учета энергии;
- 6) акты разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон;
- 7) акты предыдущих экспертных обследований и сведения по их выполнению.

8. При проведении энергетических обследований с привлечением экспертных организаций в сфере электроэнергетики разрабатываются планы и программы организациями, проводящими обследования. Планы и программы разрабатываются организациями, проводящими обследования, с учетом особенностей установленного оборудования и технологических схем конкретных электростанций.

9. В программах указывают инструментальное обеспечение каждого этапа испытаний и измерений при обследовании электрической станции.

10. Инструментальное обследование оборудования проводится с использованием штатных приборов, прошедших предварительную тарировку с помощью калибраторов, в случае установления недостоверности показания конкретного штатного прибора (организацией, проводящей энергетическое обследование) при энергетическом обследовании применяют приборы более высокого класса точности.

11. В каждой программе периодического обследования определяется последовательность и сроки проведения периодического обследования. Составленный план и программы на периодическое обследование проходят согласование с руководством электростанций для координации действий с представителями организаций, проводящих обследования. Планы и программы разрабатываются по формам согласно приложению 1 к Методическим указаниям.

12. При разработке планов энергетических обследований организаций по производству электрической и тепловой энергии применяется план, указанный в приложении 1 настоящих Методических указаний и согласно Правилам проведения энергетической экспертизы, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 3 февраля 2015 года № 59 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за №10444).

13. Соответствие технических показателей электростанции проектным (паспортным) данным по набору и составу основного и вспомогательного энергетического оборудования провести по программе исследования технической документации, замеров по установлению фактических технико-экономических показателей с последующим оформлением анализа технических показателей электростанции.

14. Производится оценка технического состояния основного и вспомогательного энергетического оборудования, зданий и сооружений для определения физического износа на соответствие технических характеристик проектным или измененным в установленном порядке.

15. Определение уровня технической эксплуатации энергообъектов требованиям отраслевых нормативных документов, при наличии следующего оборудования:

- 1) стационарных теплофикационных установок;
- 2) систем золоулавливания и золоудаления, в том числе по эксплуатации аспирационных установок топливоподачи тепловых электростанций
- 3) трубопроводов тепловых электростанций, и при этом учесть эксплуатацию баков аккумуляторов горячей воды и соблюдение норм расхода комплексонов для обработки сетевой воды и подготовки воды для подпитки тепловых сетей,
- 4) устройств тепловой автоматики и измерений с соблюдением требований по оснащенности, укомплектованности, своевременной поверке средств измерений, их наладке и видов связи, соответствие требованиям диспетчеризации;
- 5) систем регулирования и парораспределения турбин, работы дисков и роторов паровых турбин тепловых электростанций, ведения расчета поправок к расходу тепла

турбоагрегатами по расследованию причин повреждений металла лопаточного аппарата;

6) водогрейных и паровых энергетических котлов с учетом норм расхода пара и конденсата на собственные нужды энергоблоков тепловых электростанций и тепла на технологические нужды водоподготовительных установок тепловых электростанций, а также ведения работ по предупреждению низкотемпературной коррозии поверхностей нагрева и газоходов котлов электростанций;

7) газового хозяйства и мазутного хозяйства, в том числе по нормам расхода газомазутного топлива при сжигании бурых углей с выходом летучих веществ на тепловых электростанциях;

8) топливно-транспортного оборудования по вопросам эксплуатации и своевременности ремонтных работ;

9) башенных градирен по вопросам эксплуатационно-ремонтных работ с учетом оптимизации оборотной системы водоснабжения электростанций с градирнями;

10) производственных зданий и сооружений, с учетом своевременного проведения ремонтно-восстановительных работ, в том числе по определению классификации производственных помещений тепловых электростанций по допустимым уровням шума;

11) соблюдение норм эксплуатации природоохранных объектов и территорий, с учетом наличия гидроохладителей, золоотвалов;

12) устройств релейной защиты, противоаварийной автоматики и связи, с соблюдением периодичности наладки и уровня надежности их работы;

13) гидротурбинного оборудования по вопросам эксплуатации гидротехнических сооружений систем технического водоснабжения тепловых электростанций, и наладки и эксплуатации систем шариковой очистки конденсаторов паровых турбин;

14) электротехнического оборудования по вопросам эксплуатации и диагностике реакторов, силовых трансформаторов, автотрансформаторов и их вводов и разъединителей на рабочем напряжении, вакуумных, масляных и элегазовых выключателей и их устройств, и в том числе по соблюдению требований расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций;

15) компрессорных, аккумуляторных, электролизных установок, по вопросам соблюдения эксплуатационных требований, надежность их работы с учетом требований мер безопасности к этим установкам;

16) линий электропередач, по вопросам соблюдения эксплуатации, ремонта и испытания воздушных и кабельных линий.

Сноска. Пункт 15 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

16. При наличии и выполнении технических и организационных мероприятий, обеспечивающих безаварийную работу и безопасные условия обслуживания, в том числе исследуется:

1) выполнение запланированных мероприятий в соответствии с установленным объемом и сроком;

2) выполнение мероприятий по актам расследования технологических нарушений и принятию мер к исключению аналогичных случаев в дальнейшем;

3) выполнение требований по соблюдению оперативной и диспетчерской дисциплины.

17. При разработке программ для проведения энергетических обследований (за исключением предпускового) применяют:

1) результаты проведенных ранее на электростанции режимно-наладочных и балансовых испытаний основного и вспомогательного энергетического оборудования;

2) данные ежемесячной отраслевой технической отчетности о тепловой экономичности оборудования за последний календарный год, предшествующий обследованию;

3) действующую в отрасли систему нормирования и анализа показателей топливоиспользования, ее методическое и информационное обеспечение.

18. По результатам обследования формируется заключение с оценкой технико-экономических показателей работы обследуемой организации и принимаемых мер по их улучшению.

19. В соответствии с выводами и предложениями полученного заключения, руководство обследованной организации формирует перспективные, годовые и срочные планы всех видов ремонтных работ, вносится корректировка в предыдущие планы, при необходимости формируются планы по реконструкции и модернизации установленного оборудования, зданий и сооружений.

Глава 3. Определение технических показателей при энергетических обследованиях электростанций

20. Предпусковое обследование проводится в соответствии с Правилами проведения периодического обследования технического состояния энергетического оборудования, зданий и сооружений электрических станций, электрических и тепловых сетей, а также энергетического оборудования потребителей с привлечением экспертных организаций и заводов-изготовителей, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 31 марта 2015 года № 255 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за №10853) (далее – Правила), при котором разрабатываются энергетические характеристики

оборудования, устанавливающие зависимость технико-экономических показателей его работы в абсолютном или относительном исчислении от электрических и тепловых нагрузок и при этом:

1) оценка полноты использования энергетических ресурсов производится путем сопоставления результатов гарантийных испытаний и паспортных данных изготовителей оборудования по показателям удельного расхода тепла на выработку электроэнергии – по турбоагрегатам, коэффициента полезного действия (далее – КПД) брутто – по котлам, потребляемой мощности – по механизмам электрических собственных нужд;

2) электрическая и тепловые нагрузки регулируемых отборов турбин, расход и температура охлаждающей воды на входе в конденсатор, другие показатели при проведении энергетических обследований максимально приближают к параметрам, оговоренным в гарантийных данных;

3) соблюдаются требования по тепловой нагрузке котлов, структуре сжигаемого топлива и его качественным характеристикам, температурам питательной воды на входе в экономайзер, температурам холодного воздуха и воздуха перед воздухоподогревателем.

21. Первичное, периодическое (повторное), внеочередное, локальное обследование, экспресс-обследование проводится в соответствии с Правилами.

22. Оценка полноты использования топлива и энергии при проведении первичного, периодического (повторного), внеочередного обследования, локального экспресс - обследования проводится по показателям удельных потерь при отпуске электроэнергии

$\Delta b_{\text{зз}}^{\text{пот}}$
килограмм на киловатт в час (далее – кг/(кВтч)), при отпуске тепла
 $\Delta b_{\text{тз}}^{\text{пот}}$
килограмм на гигакалорий (далее – кг/Гкал):

$$\Delta b_{\text{зз}}^{\text{пот}} = \frac{[\Delta B_{\text{эксп+рем}}^{\text{зз}} + (\Delta B_{\text{вт.т}} + \Delta B_{\text{опт}} + \Delta B_{\text{тепл.сх}} + \Delta B_{\text{рек}} + \Delta B_{\text{учет}}) K_{\text{з}}] 10^3}{\mathcal{E}_{\text{отп}}}$$

, (1)

$$\Delta b_{\text{тз}}^{\text{пот}} = \frac{[\Delta B_{\text{эксп+рем}}^{\text{тз}} + (\Delta B_{\text{вт.т}} + \Delta B_{\text{опт}} + \Delta B_{\text{тепл.сх}} + \Delta B_{\text{рек}} + \Delta B_{\text{учет}}) (1 - K_{\text{з}})] 10^3}{Q_{\text{отп}}}$$

, (2)

где

$\Delta B_{\text{эксп+рем}}^{\text{зз}}$, $\Delta B_{\text{вт.т}}$, $\Delta B_{\text{опт}}$, $\Delta B_{\text{тепл.сх}}$, $\Delta B_{\text{рек}}$, $\Delta B_{\text{учет}}$

величины возможного снижения расхода условного топлива в годовом разрезе (тонн), за счет повышения уровня эксплуатации и ремонта оборудования, увеличения выработки электроэнергии по теплофикационному циклу, оптимизации распределения электрической и тепловой нагрузок между агрегатами, совершенствования тепловой схемы, реконструкции и модернизации элементов технологического цикла, совершенствования технического учета и отчетности, энергетического анализа, усиления претензионной работы с поставщиками топлива;

$\varepsilon_{\text{отп}} Q_{\text{отп}}$

- отпуск электроэнергии и отпуск тепла, тысяч киловатт в час (далее - тыс.кВт·ч) и гигакалорий (далее – Гкал);

K_9 - коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии;

$\Delta b_{\text{ЭЭ}}^{\text{пот}}$

,

$\Delta b_{\text{ТЭ}}^{\text{пот}}$

топливный эквивалент потенциала энергосбережения

$\Delta B_{\text{ЭЭ,СБ}}^{\text{пот}}$

в пересчете на условное топливо, тонн, выявленный при энергетическом обследовании, в соответствии с формулой:

$$\Delta B_{\text{ЭЭ,СБ}}^{\text{пот}} = (\Delta b_{\text{ЭЭ}}^{\text{пот}} \varepsilon_{\text{отп}} + \Delta b_{\text{ТЭ}}^{\text{пот}} Q_{\text{отп}}) 10^{-3};$$

;

показатели

$\Delta B_{\text{ЭЭС+рем}}^{\text{ЭЭ}}$, $\Delta B_{\text{ЭЭС+рем}}^{\text{ТЭ}}$

рассчитывать на основе отчетных данных за последний календарный год.

Значение

$\Delta B_{\text{ЭЭС+рем}}^{\text{ЭЭ,ТЭ}}$

в пересчете на условное топливо, определяет превышение фактических удельных расходов топлива на отпускаемую электрическую энергию

$b_{\text{ЭЭ}}^{\text{от}}$

кг/(кВтч) и

$b_{\text{ТЭ}}^{\text{от}}$

тепловую (кг/Гкал) энергию над номинальными значениями

$b_{\text{ЭЭС+рем}}^{\text{от}}$

кг/(кВт ч) и

$b_{\text{Тном}}^{\text{от}}$

(кг/Гкал):

$$\Delta B_{\text{эксп+рем}}^{\text{зз}} = (b_{\text{з}}^{\text{отп}} - b_{\text{з(ном)}}^{\text{отп}}) \mathcal{E}_{\text{отп}} 10^{-3},$$

(4)

$$\Delta B_{\text{эксп+рем}}^{\text{тз}} = (b_{\text{тз}}^{\text{отп}} - b_{\text{тз(ном)}}^{\text{отп}}) \mathcal{E}_{\text{отп}} 10^{-3};$$

(5)

23. Номинальные удельные расходы топлива отражают минимальный уровень затрат энергоресурсов для конкретной электростанции на отпуск энергии потребителям, при отсутствии нарушений в эксплуатационном обслуживании и ремонте оборудования и при фактических значениях внешних факторов за отчетный период состава работающих турбин и котлов, тепловых и электрических нагрузках турбин и режимах их работы, не зависящих от деятельности эксплуатационного и ремонтного персонала (структура и качество сожженного топлива, температура воды в источнике водоснабжения и наружного воздуха).

24. Номинальные удельные расходы топлива определяются по энергетическим характеристикам оборудования и макетам, входящим в состав утвержденной нормативно-технической документации по использованию топлива электростанцией.

25. Энергетические характеристики оборудования являются комплексом зависимостей исходно-номинальных значений показателей работы оборудования при различных нагрузках и включают в себя систему поправок к отдельным показателям на изменение внешних факторов (отклонение фактических значений параметров и показателей от номинальных значений), что обеспечивает привязку к фактическим значениям в отчетном периоде по режимам и условиям эксплуатации, и позволяют оценить допущенные перерасходы энергоресурсов, при отклонении показателей агрегатов от нормативных характеристик.

26. Составляющие тепловых потерь рассчитываются на основе оценки влияния:

1) на эффективность использования топлива при отклонениях фактических показателей агрегатов от показателей энергетических характеристик (удельного расхода тепла брутто на турбинную установку);

2) на выработку электроэнергии, параметры свежего пара и пара после промежуточного перегрева;

3) температуры питательной воды по ступеням системы регенеративного подогрева;

4) вакуума в конденсаторе основной или приводной турбины;

5) давления пара в контрольных ступенях турбины;

6) КПД брутто котла;

- 7) коэффициента избытка воздуха (содержания кислорода) в режимном сечении;
- 8) присосов воздуха в топочную камеру, конвективную шахту, газоходы котлов;
- 9) температуры уходящих газов за последней поверхностью нагрева конвективной шахты (дымососом);
- 10) содержания горючих веществ в шлаке и уносе;
- 11) затрат электроэнергии на механизмы собственных нужд циркуляционных, конденсатных насосов турбин, питательных насосов котлов, дутьевых вентиляторов, дымососов, систем пылеприготовления;
- 12) затрат тепла на собственные нужды мазутного хозяйства (слив, хранение, подогрев перед сжиганием), включающего размораживающее устройство, калориферную установку, водоподготовительную установку, отопление и вентиляцию производственных зданий и сооружений.

27. Величины

$$\Delta B_{\text{эксп-рем}}^{\text{эз,тэ}}$$

и их составляющие представляются в ежемесячной отчетности электростанции.

Типовая форма по отчетности заполняется при анализе показателей в соответствии таблицей 2 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям;

28. При отсутствии на электростанции утвержденной нормативно-технической документации по топливу использованию допускается использование показателей режимных карт, проектных данных, результатов экспресс – испытаний.

29. Мероприятия по замещению конденсационной на теплофикационную выработку электроэнергии, опираются на величины

$$\Delta B_{\text{w тф}}, \Delta B_{\text{опт}}, \Delta B_{\text{тепл.сх}}$$

, которые рассчитываются по формулам:

$$\Delta B_{\text{w тф}} = \frac{(\sum (1 - \zeta_i) \Delta Q_i^{\text{отб}}) 10^4}{(7 \eta_{\text{тп}} \eta_{\text{ку}}^{\text{нэтто}})}$$

(6)

где

$$\Delta Q_i^{\text{отб}}$$

- увеличение отпуска тепла из i-го отбора турбоагрегата от внедрения мероприятий, рекомендованных при проведении энергетического обследования, Гкал;

$$\zeta_i$$

- коэффициент ценности тепла i-го отбора турбоагрегата;

$$\eta_{\text{тп}}$$

и

$\eta_{\text{ку}}^{\text{нетто}}$

- коэффициент теплового потока и КПД нетто котельной установки, принимаются по эксплуатационным показателям, %:

$$\Delta B_{\text{опт}} (\Delta B_{\text{тепл.сх}}) = \frac{\Delta Q_3^{\text{опт(сх)}} 10^4}{(7\eta_{\text{тп}} \eta_{\text{ку}}^{\text{нетто}})}, \quad (7)$$

где

$\Delta Q_3^{\text{опт(сх)}}$

- снижение расхода тепла на выработку электроэнергии от внедрения мероприятий по оптимизации распределения электрических и тепловых нагрузок между турбоагрегатами. Значение

$\Delta Q_3^{\text{опт(сх)}}$

от оптимизации распределения нагрузок рассчитывается по энергетическим характеристикам турбин, как разность между расходами тепла на выработку электроэнергии при фактических и оптимальных электрических нагрузках.

30. Значение величины возможного снижения расхода условного топлива в годовом разрезе (тонн), за счет реконструкции элементов технологического цикла принимаемых по проекту реконструкции агрегата.

Глава 4. Определение уровня взаимодействия оборудования технологической схемы выработки тепловой и электрической энергии

31. Анализ состава оборудования по условиям снабжения топливом и водой, по особенностям тепловой схемы проводится в соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066);

32. Сведения по оборудованию предоставляются по форме таблицы 3 и 4 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

33. Проводится анализ на соблюдение:

1) условий топливоснабжения, технического водоснабжения;

2) соответствие проектного вида топлива фактически применяемому топливу;

3) режимов работы турбоагрегатов и котлов на сжигание применяемого вида топлива относительно проектного вида топлива, на которое рассчитано установленное котельное оборудование и оборудование топливоподачи;

4) режимно-наладочных испытаний на непроектном виде топлива;

5) планов реконструкции оборудования по их видам и срокам;

6) особенностей тепловой схемы в части отпуска тепла внешним потребителям и на собственные нужды электростанции;

7) наличия перетоков теплоносителей между отдельными турбоагрегатами и группами оборудования, их влияния на тепловую экономичность турбинной установки в целом;

8) схемы питания механизмов электрических собственных нужд;

9) основных технико-экономических показателей работы оборудования в динамике за последние три года, данные которых указываются в таблице 5 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

34. Оценивается состояние технического учета и отчетности, нормирования и анализа показателей топливо использования по следующим критериям:

1) соответствия парка приборов измерения расходов, давлений и температур;

2) уровня отклонения между расходами питательной воды за подогревателями высокого давления турбоагрегатов, и перед котлами;

3) объем поступления свежего пара за котлами, на турбоагрегаты и редукционно-охладительные установки;

4) расхода пара, поступившего в общестанционные коллекторы из производственных отборов турбин, на редукционно-охладительные установки и отпущенного внешним потребителям и на собственные нужды электростанции;

5) качества определения тепловых нагрузок отборов турбин;

6) составляющих затрат тепла и электроэнергии, относимых на собственные, производственные и хозяйственные нужды, проанализировать методы определения их значений;

7) расхождения значений КПД брутто котлов, рассчитанных по прямому и обратному балансу;

8) сравнения сведений тепловых и электрических балансов по отдельным группам оборудования и электростанции в целом;

9) учета перетоков тепла и пара между группами оборудования электростанции.

35. Анализируется соответствие внутренней нормативно-технической документации по топливоиспользованию электростанции действующим в отрасли электроэнергетики методическим и руководящим указаниям по ее разработке, согласованию и утверждению, состоянию, составу и режимам работы оборудования:

1) оценивается состояние и организация работ по расчету, анализу показателей топливоиспользования, выявлению перерасходов топливно-энергетических ресурсов и своевременному их устранению, внедрение средств автоматизации расчетов, компьютерных программ, устройств обработки диаграмм регистрирующих приборов, автоматизации коммерческого учета отпуска энергии, расхода газа, затрат электроэнергии на собственные нужды;

2) рассчитываются выборочные, фактические, номинальные технико-экономические показатели резервов экономии топлива на электростанции за отдельные месяцы, выявляются искажения отчетных данных;

3) анализируется порядок определения количества и качества поступающего топлива при оперативном учете, проверка наличия необходимых поверенных средств измерения для приемки топлива по количеству и качеству.

Сноска. Пункт 35 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

36. В зависимости от вида сжигаемого топлива на электростанции рассматриваются вопросы при сжигании угля:

1) способ и скорость проведения взвешивания (соответствие инструкции, требуется ли расцепка вагонов);

2) способ проведения взвешивания порожних вагонов (взвесить или принять массу по трафарету);

3) порядок учета норм (объемов) естественной убыли при перевозках;

4) порядок учета погрешностей измерений, анализ договора на поставку топлива по способу определения массы топлива (по маршруту, по группе вагонов, по каждому вагону, учитывается ли "сухое топливо") и способу учета фактической влажности по сравнению с условной величиной;

5) анализ уровня технического обслуживания контрольно-измерительных приборов, участвующих в учете топлива;

6) поверка весов, проверка наличия подготовленного персонала, методик, инструкций;

7) анализ организации контроля за поставками угля по марке, зольности, влажности, сернистости и другим показателям;

8) проверка в договорах фактического проведения контроля топлива по всем показателям качества, изучение порядка отбора проб из вагона и потока;

9) проверка методик и фактические проверки определения основного показателя угля – зольности.

37. В зависимости от вида сжигаемого топлива на электростанции рассматриваются вопросы при сжигании мазута:

1) определение количества поступающего мазута (обмер или взвешивание), плотности мазута;

2) порядок учета предельной относительной погрешности при измерении объемно-массовым методом;

3) отбор проб мазута для определения в нем балласта (воды, серы);

4) взвешивания порожних цистерн (если масса принимается по трафарету, то при обнаружении битумных остатков проводится ли взвешивание);

- 5) организации контроля за качественной выгрузкой топлива;
- 6) учет естественной убыли топлива и ее списание;
- 7) организации отбора проб из цистерны для определения качественных характеристик;
- 8) фиксации результатов проб химическим цехом и их анализ.

38. В зависимости от вида сжигаемого топлива на электростанции рассматриваются вопросы при сжигании газообразного топлива:

- 1) соответствие монтажа расходомерных устройств и их эксплуатация по руководству изготовителя;
- 2) проверки выполнения требований этих правил в части установки сужающих устройств для измерения расхода газа (установка производится после фильтров очистки газа до регулирующего клапана на вводном газопроводе каждого газорегуляторного пункта);
- 3) проверки значения погрешности дифманометров - расходомеров (расхождение не более 1%);
- 4) наличия порядка организации контроля качества газообразного топлива, утвержденного вышестоящей организацией;
- 5) порядка списания естественных потерь топлива.

39. Анализируется организация на электростанции претензионной работы по количеству и качеству поступившего топлива.

40. Анализируется учет израсходованного топлива:

- 1) контрольный способ осуществления учета топлива, используемого на хозяйственные и другие нужды, отпускаемого на сторону;
- 2) проверяется списание топлива на опробование оборудования при вводе его в эксплуатацию после монтажа и во время проведения средних и капитальных ремонтов, проверяется списание примесей и отходов;
- 3) определение количества и качества различных видов топлива, израсходованного за месяц на технологические нужды;
- 4) по проверке наличия конвейерных весов с погрешностью не выше 1%, уровнемеров в резервуарах мазута с погрешностью не более 0,5 сантиметров (далее – см) (измерение по месту) и 1,5 см (при дистанционном измерении);
- 5) по инвентаризации остатков твердого и жидкого топлива - документальная 1 раз в месяц, инструментальная 1 раз в 3 месяца, в период, когда на складах находится наименьшее количество топлива (контрольная инвентаризация);
- 6) по порядку списания недостачи топлива (в случае ее выявления) по результатам документальной и инструментальной инвентаризации топлива.

41. Проводится анализ состояния оборудования, эффективности работы элементов технологической схемы:

1) при проведении предпускового обследования вновь вводимого оборудования оценку работы (элементов технологической схемы) осуществлять по результатам гарантийных испытаний;

2) при других видах обследований для этой цели произвести сопоставление фактических и номинальных показателей оборудования, выполнить анализ резервов экономии топлива, результаты которого представить по таблицам 2, 3 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

42. Проводится анализ состояния котельного оборудования в соответствии со СН РК 4.02-05 "Котельные установки":

1) с проверкой наличия режимных карт, их своевременного обновления и соответствия нормативным характеристикам. Провести контроль ведения режимов в соответствии с режимными картами по каждому котлу;

2) проведения режимно-наладочные испытания (не реже одного раза в течении трех лет);

3) по контролю присосов воздуха в топочную камеру и газоходы;

4) по использованию кислородомеров для контроля за режимом горения топлива и расчета коэффициента избытка воздуха в топках котлов;

5) оценивается работоспособность систем авторегулирования в пусковых режимах котлов и качество работ регуляторов;

6) по проведению регулярных (не реже одного раза в месяц работы котлоагрегатов) анализов состава продуктов сгорания;

7) по организации контроля за параметрами пара и мазута, подаваемыми на котлы (температурой и давлением) для форсунок;

8) по проверке состояния расходомерных устройств и их соответствие руководству изготовителя (топливо, пар, горячая вода);

9) проверки баланса по расходу газа между расходомерами коммерческого учета и расходомерами агрегатного учета газа на котлах;

10) по оценке технического состояния узлов и элементов каждого котла, изоляции и обмуровки оборудования, трубопроводов пара и горячей воды, арматуры (проверка документов по паспортизации изоляции), калориферов для подогрева воздуха, поступающего в воздухоподогреватели паровых котлов, дымососов, дутьевых вентиляторов, пароперегревателя (количество отглушенных пакетов, наличие шлака, технические показатели), экономайзера (технические показатели, целостность), воздухоподогревателя (чистота трубок, технико-экономические показатели работы), топки (состояние холодной воронки и примыканий пылеугольных шахт, наличие открытых лючков-гляделок и люков, зашлакованность, режим горения факела), схем обдувки поверхностей нагрева, организации забора воздуха на котлы (горелки, форсунки, дутье);

11) по проведению анализа загрузки котлов по сторонам топки, пароперегревателя в соответствии с режимными картами;

12) по осуществлению контроля работоспособности автоматики на каждом котле (горения, впрыска, продувки), оценку расходов пара на впрыск и продувку, сопоставление их с нормативными значениями;

13) по выявлению причин неплановых пусков котлов, сопоставление фактических затрат топлива, тепла и электроэнергии на пуски с их нормативными значениями;

14) с выполнением инструментального обследования котлов в соответствии с подпунктом 2) пункта 7 настоящих Методических указаний, с целью оценки их фактического состояния, сооружений, зданий, схем котельного цеха.

Сноска. Пункт 42 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

43. При обследовании обращается внимание на фактические присосы, избытки воздуха в топке при сжигании различных видов топлива, значение количества оксида углерода в уходящих дымовых газах, температуру уходящих газов, температуру питательной воды на входе в барабан, температуру питательной воды на входе в экономайзер, нагрев в нем питательной воды, значение продувки котла, состояние внутренних поверхностей нагрева (объем отложений по результатам анализа контрольных вырезов), выдерживание параметров работы котла по всем потокам.

44. Проводится анализ водно-химического режима котлов, загрязненности поверхностей нагрева экономайзера, экранов, воздухоподогревателя, конвективных труб водогрейных котлов, влияния загрязненности поверхностей на перерасход топлива.

45. Проводится анализ очистки котлов от внутренних отложений обоснованности очисток, расхода топлива и электроэнергии на очистку котлов, соответствие нормативным (сравнение по чистоте очисток и расходам, включая расход на водоподготовку, на нужды очисток, на обезвреживание отмывочных растворов).

46. Проводится анализ консервации котлов при обосновании технологии, фактических затрат топлива и электроэнергии на консервацию и расконсервацию, на обезвреживание растворов – консервантов.

47. Проводится анализ энергетических потерь на продувку котлов, при обоснованности значения непрерывной продувки, частоты и длительности периодических продувок, энергетических потерь непосредственно на продувки, энергетических потерь на подготовку воды, замещающей продувочную воду, учет продувок (по расходомерам и по данным химического контроля).

48. Сопоставляются фактические показатели работы котлов и результатов их инструментального обследования с их нормативными значениями. На основе анализа

состояния узлов и элементов котлов определяются конкретные причины отклонений показателей:

1) от нормативных характеристик температуры уходящих газов за последней поверхностью нагрева (дымососом);

2) коэффициента избытка воздуха в режимном сечении, присосов воздуха в топку и конвективную шахту;

3) потерь тепла с механической и химической неполнотой сгорания;

4) расходов электроэнергии на механизмы собственных нужд (дутьевые вентиляторы, дымососы, мельницы, питательные насосы);

5) расходов тепла на собственные нужды (отопление и вентиляцию, мазутное хозяйство, размораживающее устройство, калориферы, обдувку поверхностей нагрева, потери с продувкой, водоподготовительную установку).

49. Проводится анализ по пиковым водогрейным котлам, в части полноты исполнения проектных схем, соответствия расходов воды (рециркуляционной, расхолаживающей и поступающей в тепловую сеть) с целью обеспечения требуемых температур сетевой воды на входе в котел и на выходе в тепловую сеть. По затратам электроэнергии на привод рециркуляционных насосов, состояния горелок, форсунок, их тарировки, фактической работы, режима сжигания мазута и газа (температуры, давления, коэффициента избытка воздуха, качества распыла мазута). По наличию подогрева воздуха перед топкой котла, потерь тепла на обогрев неработающих котлов горячим воздухом и за счет поддержания необходимой рециркуляции сетевой воды через неработающий котел.

50. Проводится оценка эффективности применяемых природоохранных мероприятий, снижающих экономичность работы котлов (впрыска воды в топку, ступенчатого совместного сжигания газа и мазута, рециркуляции дымовых газов), значения энергетических потерь.

51. Проводится анализ состояния турбинного оборудования:

1) выдерживания основных параметров по турбинам (свежего пара, пара промперегрева, пара отборов, питательной воды, вакуума) в сравнении с нормативным уровнем;

2) по температурному напору проверить состояние конденсатора, подогревателей высокого и низкого давления системы регенерации турбин;

3) по работе градирен в сравнении с разработанными характеристиками для различных нагрузок и метеорологических условий;

4) по использованию тепла выпара деаэраторов, обоснованности объема выпара, полноту деаэрации по удалению кислорода, свободной и связанной углекислоты по результатам химического анализа;

5) с оценкой работы подогревателей высокого давления, сравнением температуры питательной воды за последним подогревателем по ходу движения воды высокого

давления, за группой подогревателей высокого давления для определения плотности выпускного клапана, на отсутствие потоков помимо подогревателя высокого давления, а при включенном подогревателе высокого давления, проверкой схемы отсоса неконденсирующихся газов из подогревателя высокого давления и работой авторегуляторов уровня;

6) с проверкой соблюдения периодичности проведения режимно-наладочных испытаний турбины и выполнения мероприятий по их результатам;

7) с организацией инструментального обследования оборудования и трубопроводов турбинного, регенеративных подогревателей и состояния тепловой изоляции;

8) с оценкой состояние конденсаторов, проверяется состояние поверхности теплообмена (определяются коэффициенты чистоты трубной системы, снижения мощности и перерасхода топлива, связанного с ухудшением вакуума), определяется количество поврежденных и заглушенных трубок конденсатора (сопоставляются фактические и нормативные присосы циркулирующей воды в конденсатор по результатам химических анализов, перерасхода химических реагентов на блочно-обессоливающую установку, связанного с ухудшением качества основного конденсата), оценивается объем присосов воздуха и проведение контроля воздушной плотности вакуумной системы, оценивается работа авторегулятора уровня в конденсаторе, определяется давление (вакуум) в конденсаторе при заданной паровой нагрузке и сопоставляется с его номинальным значением, проверяется техническое состояние циркуляционных насосов, сравнивается фактический и номинальный расход циркулирующей воды через конденсатор, оценивается обоснованность значения продувки аванкамер градирен;

9) с проверкой работы подогревателей сетевой воды, расчетной тепловой производительности и параметров пара и сетевой воды, температурного напора в подогревателях сетевой воды, выдерживания температур прямой и обратной сетевой воды в соответствии с графиком тепловой сети, расчетного расхода сетевой воды и потерь напора, работы схемы отсосов из подогревателей сетевой воды, работы регулирующего клапана уровня в подогревателе сетевой воды, отсутствия затопления части трубной системы, на гидравлическую плотность подогревателей сетевой воды по качеству конденсата греющего пара, потерь конденсата при аварийном сливе, соотношения работающих и заглушенных трубок подогревателей сетевой воды;

10) сравнение указанных в распорядительных документах и инструкциях данных по давлению сетевой воды в прямом и обратном трубопроводах, в соответствии с пьезометрическим графиком города и с учетом его зон;

11) с оценкой фактической подпитки тепловых сетей в сравнении с нормативной и потери тепла при увеличенной подпитке;

12) с проверкой общего состояния теплосетевого оборудования (изоляции подогревателей и трубопроводов, изоляции насосов и арматуры, обводной арматуры в части пропусков помимо подогревателей);

13) с проверкой на соответствие фактического и расчетного расходов сетевой воды на собственные нужды и в тепловую сеть с целью выявления причин несоответствия располагаемой мощности электростанции и подключенной к тепловой нагрузке;

14) с проверкой потерь напора на преодоление гидравлического сопротивления по тракту сетевой воды (сетевые подогреватели, водогрейные котлы, арматура) для выявления потерь напора сверх обусловленных технологическим процессом, с целью установления необоснованных затрат электроэнергии на привод сетевых насосов;

15) с сопоставлением фактических показателей работы турбин и показателями инструментального обследования с нормативными значениями и на основе анализа состояния узлов и элементов определяются причины отклонений показателей от нормативных характеристик и резервов экономии топлива по удельному расходу тепла на выработку электроэнергии, давлению отработавшего пара в конденсаторе, температуре питательной воды по ступеням нагрева, параметрам свежего пара и пара после промежуточного перегрева, расходам электроэнергии на собственные нужды (циркуляционные и конденсатные насосы), затратам электроэнергии на пуски, расходам тепла на собственные нужды (отопление и вентиляцию производственных зданий), потерям тепла при пусках.

52. Проводится анализ состояния оборудования электрического цеха:

1) проверкой работы оборудования резервных трансформаторов собственных нужд (нормально включены или отключены);

2) по освещению во всех помещениях, устройства вентиляции и электрического отопления помещений, режимов работы генераторов и охлаждающих сред, систем утилизации тепла охлаждающих агентов.

53. Требования к оптимальности загрузки электротехнического оборудования увязывают с надежностью работы:

1) по анализу схемы питания собственных нужд электрической станции, проверяется выполнение требований о недопустимости подключения к шинам собственных нужд сторонних потребителей (при выявлении фактов подключения проверка порядка учета электроэнергии по этим линиям и ее списания), оценивается правильность учета и списания электроэнергии на собственные и хозяйственные нужды электрической станции (в случае наличия производственных нужд провести по ним аналогичную проверку), оцениваются сведения ежемесячного баланса электроэнергии на электростанции;

2) проверяется состояние схем и средств учета электроэнергии, выявляются соответствия класса точности расчетных счетчиков предъявляемым требованиям, проверяется отсутствие паяк в электропроводах к счетчикам расчетного учета,

проверяется наличие на счетчиках двух пломб (на винте, крепящем кожух счетчика пломбы государственного поверителя, на зажимной крышке - пломбы энергоснабжающей организации), выявляются соответствие класса точности счетчиков реактивной энергии предъявляемым требованиям (на одну ступень ниже класса точности активного счетчика), выявляются в схемах учета электроэнергии других включенных приборов и устройств, влияющих на точность учета или на приборы учета, включенных в схемы релейной защиты, оцениваются загрузки вторичных обмоток измерительных трансформаторов с определением (инструментально) значений токов трансформатора тока за одни сутки (в будни), расчетами оцениваются средние потери (без учета кратковременных экстремальных нагрузок) в цепях напряжения расчетных счетчиков технического учета, проверяется наличие утвержденной схемы размещения приборов расчетного и технического учета электрической энергии, соответствующей полному вводу электроустановки в эксплуатацию по проекту, проверяется ведение контроля на периодичность и объемы проверки расчетных счетчиков, их калибровки и соответствия местной инструкции;

3) проверяется расчет и учет потерь электроэнергии в главных трансформаторах электростанции;

4) проверяется исполнение анализа достоверности учета электроэнергии по фактическому и допустимому небалансу, анализа расчетов предела допустимой относительной погрешности;

5) проверяется соблюдение температурного режима в помещениях, где установлены приборы учета (от 0° до 40°С);

6) проверяется на электростанции с поперечными связями наличие счетчиков технического учета, на стороне генераторного напряжения повышающих трансформаторов (для контроля правильности показаний рабочих генераторных счетчиков);

7) проверяется соответствие класса точности трансформаторов тока и напряжения для присоединения расчетных счетчиков (в пределах 0,5), при первичном обследовании электростанции проверить реальную погрешность тока трансформаторов для коммерческого учета на всех присоединениях;

8) проверяется уровень загрузки трансформаторов электростанции (главных, резервных, трансформаторов собственных нужд) и генераторов для определения возможных потерь при отклонении загрузки оборудования от оптимальной;

9) проверяются режимы эксплуатации электролизной установки на соответствие требованиям нормативно-технической документации заданных расходов реагентов, воды, тепла и электроэнергии на собственные нужды.

54. Проводится анализ состояния оборудования химического цеха:

1) на наличие норм расхода тепла на подогрев "сырой" воды в турбинном цехе или других схемах и фактического расхода, параметров теплоносителя, наличие схем

использования ухудшенного вакуума, использования "грязного" конденсата для нагрева "сырой" воды;

2) по расходу электрической и тепловой энергии на собственные нужды химического цеха в сравнении с нормами;

3) на дополнительные затраты тепла, топлива, электрической энергии, вызванных необходимостью дополнительной подготовки воды (главная схема и схема подпитки тепловых сетей) в связи с отклонением от нормативных потерь пара и конденсата и завышенной подпиткой тепловой сети;

4) проверяется работа водоподготовительных установок (для котла, тепловой сети, блочной обессоливающей установки, очистки конденсатов) на соответствие требованиям отраслевых нормативно-технических документов, включая расходы реагентов, воды, тепла и электроэнергии на собственные нужды;

5) проверяются режимы эксплуатации очистных сооружений на соответствие требованиям нормативно-технической документации, включая расходы реагентов, электроэнергии, тепла и степень повторного использования очищенных вод в цикле электрической станции;

6) проверяется на соответствие фактических расходов энергетических масел нормативным показателям, эффективности работы узлов регенерации, очистки и повторного использования масел;

7) оцениваются фактические потери (затрат) сетевой воды (и количества тепла с ней), используемой на заполнение тепловой сети после ремонта, проведения испытаний тепловых сетей (гидравлических, тепловых, температурных) промывку трубопроводов тепловых сетей, покрытие утечки в системе централизованного теплоснабжения, и их соответствия нормированным значениям указанных потерь теплоносителя и потерь тепловой энергии с ними;

8) по состоянию топливно-транспортного оборудования.

55. Анализируются причины несоответствия имеющихся и проектных схем разгрузки, хранения, подготовки и подачи топлива на сжигание, фактических и расчетных параметров пара, подаваемого на топливное хозяйство:

1) по фактическим и нормативным расходам пара на разогрев и слив прибывшего мазута, хранение в мазутных емкостях, разогрев перед сжиганием, рециркуляцию мазута в случае прекращения подачи его к горелкам;

2) проверяется состояние теплоизоляции оборудования и мазутопроводов в пределах топливного цеха, теплоизоляции бакового хозяйства, подогревателей и паропроводов в схемах подачи мазута, оборудования мазутонасосной;

3) оценивается возможность слива мазута из неисправных цистерн, возможность вывода мазутных резервуаров на "холодное хранение", обеспеченность приемно-сливного устройства агрегатами, снижающими потери тепла при сливе мазута ;

4) сопоставляются фактические и номинальные расходы тепла и электроэнергии на мазутное хозяйство по каждой составляющей такого расхода (при обнаружении перерасходов тепла или электроэнергии производится подробный анализ элемента мазутного хозяйства с проведением натурных измерений температур мазута и пара на входе в подогреватели мазута основного контура и выходе мазута и конденсата из них, температуры мазута, подаваемого в котельную в районе мазутонасосной и перед котельным отделением, давления пара на входе в подогреватели мазута, расходов мазута и пара, поступающего на контролируемые подогреватели, расхода пара, подаваемого на разогрев и слив мазута, проверки эффективности работы мазутных подогревателей, насосов);

5) проводится анализ состояния температурного режима размораживающего устройства, состояния калориферов и других подогревателей, утепления здания размораживающего устройства (стены, кровля, ворота);

6) сопоставляются фактические и номинальные расходы тепла и электроэнергии на размораживающее устройство.

56. Проводится анализ состояния зданий и сооружений в соответствии с Правилами :

1) по оценке состояния производственных зданий (стен, кровли, остекления), провести анализ затрат тепла на отопление и вентиляцию, и сопоставление их с нормативными значениями;

2) по результатам анализа технического состояния градирен, сопоставление их фактической и нормативной охлаждающей способности в летний период.

57. Анализируется оптимизация распределения электрических и тепловых нагрузок между агрегатами электрической станции:

1) проводится анализ организации работ по оптимизации распределения нагрузок между агрегатами на электростанции, определению характеристик относительных приростов, внедрению специальных компьютерных программ;

2) разрабатываются предложения по оптимизации распределения нагрузок с применением специальных компьютерных программ, при наличии на электростанции нескольких подгрупп оборудования в период максимума электрической нагрузки передавать тепловые нагрузки на подгруппу с более низкими начальными параметрами свежего пара с целью максимального ограничения конденсационной выработки электроэнергии;

3) в работе турбин с электрическими нагрузками, близкими к номинальным, для достижения максимальной теплофикационной выработки электроэнергии отборы однотипных агрегатов нагружаются равномерно;

4) в летний период работы агрегатов с низкими нагрузками предопределяется неравномерный характер распределения тепловой нагрузки между турбинами вплоть до ее передачи на одну из них;

5) при параллельной работе турбин типа производственно-теплофикационные и противодавленческие, нагружаются отборы производственно-теплофикационных турбин до достижения наибольших значений полной удельной теплофикационной выработки электроэнергии;

6) при распределении тепловых нагрузок учитываются ограничения заводов-изготовителей по минимальной загрузке отборов турбин, особенности схемы теплофикационной установки в части отпуска тепла внешним потребителям и на собственные нужды, надежность теплоснабжения потребителей.

58. Составляется топливно-энергетический баланс:

1) в приходной части топливно-энергетического баланса электростанции отражаются данные по теплу сожженного в котлах топлива, в расходной - безвозвратные потери, расходов энергии на собственные нужды и отпуск энергии внешним потребителям;

2) энергетические балансы для электрических станций составляются по методу равноценности электрической и тепловой энергии без учета последовательности производства электроэнергии и тепла и связи потерь, энергию, возвращаемую в цикл электростанции от механизмов собственных нужд (нагрев воды в питательных насосах, сетевых насосах, дутьевых вентиляторах) не учитывать;

3) составляющие топливно-энергетического баланса выражаются в единицах измерения теплоты в гигакалориях (далее – Гкал). Исходные данные для составления энергобалансов электростанции приведены в таблице 6 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям;

4) отражается структура топливно-энергетического баланса электростанции по форме таблицы 7 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

Глава 5. Оформление результатов энергетического обследования

59. Организацией, проводившей энергетическое обследование, по результатам обследования оформляется документация:

1) отчет о проведении энергетического обследования;

2) топливно-энергетический баланс;

3) энергетический паспорт;

4) рекомендации по повышению эффективности использования топливно-энергетических ресурсов.

60. В отчете о проведении энергетического обследования отражается:

1) цели и задачи обследования, его вид;

2) программа проведения энергетического обследования и результаты ее выполнения;

3) краткая характеристика основного и вспомогательного оборудования, условия топливо- и водоснабжения, режимы работы;

4) оценка состояния технического учета, отчетности, нормирования и анализа показателей топливоиспользования;

5) причины выявленных нарушений в использовании топливно-энергетических ресурсов, имеющиеся резервы перерасхода энергоресурсов из-за не выдерживания показателей оборудования на нормативном уровне, выполнение мероприятий по реализации резервов тепловой экономичности оборудования, взаимоувязку элементов технологической схемы, котельного, турбинного оборудования, оборудования химического, электрического, топливно-транспортного цехов, зданий и сооружений, энергетические потери из-за не оптимальности тепловой схемы, режимов работы агрегатов, выводы и рекомендации по организационным и техническим решениям обеспечения технического ресурса электростанций.

61. Топливо-энергетический баланс составляется по результатам каждого энергетического обследования.

62. Энергетический паспорт составляется при предпусковом энергетическом обследовании, уточняется при первичном и других видах обследований. Энергетический паспорт разрабатывается по форме согласно приложению 2 к Методическим указаниям.

63. Оценивается экологическая безопасность и экономическая эффективность.

Приложение 1
к Методическим указаниям
по проведению энергетических
обследований электрических станций
Форма А-1

Согласовано

Согласовано

Руководитель организации
подлежащей энергетическому
обследованию

" ____ " _____ 20__ г.

М.П.

Руководитель территориального органа
государственного надзора и контроля
в сфере электроэнергетики

" ____ " _____ 20__ г.

М.П.

План проведения энергетического обследования

(наименование электростанции)

Вид обследования _____

Место проведения обследования _____

№ п.п.	Наименование программ выполнения работ	С р о к выполнения	Ц е л ь выполнения	Инструментальное обеспечение	Методика измерений и расчетов
--------	--	--------------------	--------------------	------------------------------	-------------------------------

Руководитель организации проводящей энергетическое обследование

(должность)

(подпись)

(Ф.И.О)

М.П.

"__" _____ 200__ г.

Форма А-2

Приложение

к плану проведения

энергетического обследования

Согласовано

Согласовано

Руководитель организации
подлежащей энергетическому
обследованию

Руководитель территориального органа
государственного надзора и контроля
в сфере электроэнергетики

"__" _____ 20__ г.

"__" _____ 20__ г.

М.П.

М.П.

Программа проведения энергетического обследования

(наименование энергетического узла, оборудования,
здания и сооружения)

(наименование электростанции)

Вид обследования _____

№ п.п.	Наименование этапа выполнения работ	Срок выполнения	Цель выполнения	Инструментальн ое обеспечение	Методика измерений и расчетов
--------	--	--------------------	--------------------	----------------------------------	-------------------------------------

Руководитель организации проводящей энергетическое обследование

(должность)

(подпись)

(Ф.И.О)

М.П.

"__" _____ 200__ г.

Форма А-3

Приложение

к плану проведения

энергетического обследования

Результаты проведенного энергетического обследования

(наименование электростанции)

Вид обследования _____

Наименование организации проводившей энергетическое обследование

Таблица 1. Эксплуатационные и ремонтные потери

Группа	Резервы экономии условного топлива										
оборудования	по отпуску электроэнергии				по отпуску тепла				всего		
	г/ (кВтч)	тонн	%	изменение, % абс.	кг/Гкал	тонн	%	Изменение, % абс.	тонн	%	Изменение, % абс.

Форма А-4

Таблица 2. Резервы экономии по турбинам и котлам, тонн (в пересчете на условное топливо)

Группа оборудования	Общие потери	Удельный расход тепла брутто										Расход электроэнергии на собственные нужды	
		Всего	В том числе						Работа в однокорпусном режиме	Всего	В том числе на циркуляционные насосы		
			Давление пара				Температура					Неплановые пуски	
			Свежее	в регулируемых отборах	в конденсаторах турбин		Свежее пара	пара после промперегрева					Питательной воды
		Всего	В том числе температурный напор										
A	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24

По котлам, тонн

Группа оборудования	Общие потери	КПД брутто						Расход электроэнергии на собственные нужды				Расход тепла на собственные нужды
		Всего	В том числе					Всего	В том числе			
			Температура уходящих газов	избыток воздуха в режимном сечении	Присосы на трактеное сечение – уходящие газы	потери тепла с химической и механической неполнотой сгорания	Неплановые пуски		На питательные насосы	На тягудутье	На пылеприготовление	
A	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36

Форма А-5

Таблица 3. Основное оборудование и его краткая техническая характеристика

(наименование электростанции)
Турбины

Станции	Тип, модификация	Год ввода в эксплуатацию	Заводской изгот	Мощность, МВт		Параметры свежего пара		Расход свежего пара, тонн/час											
				Номер	Капитуляция	Год ввода	Итого	Номинальная	Максимальная	Давление, кгс/см²	Температура, °С	Номинальный	Максимальный						
турбин	Т	Т	Т	Т	Т	Т	Т	Т	Т	Конденсатор					Циркуляционные насосы				
Давление кгс/см²	Производительность				Производительность				Тип	Номинальный расход пара, тонн/час	Площадь поверхности охлаждения, м²	Расчетное количество хладающей воды, м³/ч	Тип	Количество	Подача м³/час	Напор, м			
	Номинальная		Максимальная		Номинальная		Максимальная												
	Гкл/час	тонн/час	Гкал/ч	тонн/час	Гкал/час	тонн/час	Гкал/час	тонн/час											

Котлы

Станции	Тип, модификация	Год ввода в эксплуатацию	Изготовление	Параметры пара котлом	Проектное топливо						Мельницы		Дымососы		Дутьевые вентиляторы		Бункеры			Питатели	
					Давление, кгс/см ²	Температура, °С	Q _Р	A _Р	W _Р	K _A	Расход топлива, тонн/час	Тип	Производительность, м ² /ч	Тип	Производительность, м ² /ч	Тип	Производительность, м ² /ч	Тип	Производительность, м ² /ч	Тип	Производительность, м ² /ч

Форма А-6

Таблица 4. Основные технико-экономические показатели работы
_____ за 20__ - 20__ гг.

(наименование электростанции)

Наименование показателя		Значение показателя по годам		
		Предыдущий г.	Базовый г.	Текущий г.
Среднегодовая установленная мощность:				

электрическая, тыс. кВт тепловая отборов турбин, Гкал			
Выработка электроэнергии, тыс.кВтч:			
всего по теплофикационному циклу			
Отпуск тепла, тыс. Гкал			
всего			
Коэффициенты использования установленной мощности, %:			
электрической тепловой			
Доли отпуска тепла, %:			
фактический номинальный нормативный			
Составляющие изменения удельных расходов топлива на отпущенную электроэнергию, г/(кВтч):			
структура отпуска электроэнергии теплофикация экономичность			
Составляющие изменения удельных расходов топлива на отпущенное тепло, кг/Гкал:			
структура отпуска электроэнергии			
теплофикация			
экономичность			
Расход электроэнергии на собственные нужды, относимый на электроэнергию, %:			
фактический номинальный			
Расход электроэнергии на собственные нужды, относимый на тепло, кВтч/Гкал:			
фактический номинальный			
Удельный расход тепла брутто на турбинную установку, ккал/(кВт.ч):			
фактический номинальный			
КПД брутто котельной установки, %:			
фактический прямой баланс фактический обратный баланс номинальный			
<i>Продолжение таблицы 5</i>			
Себестоимость отпускаемой энергии:			
электрической, тенге/ тыс.кВтч			

В том числе топливная составляющая тепловой энергии, тенге/Гкал			
Численность промышленно - производственного персонала, чел.			

Форма А-7

Таблица 5. Исходные данные для составления топливно-энергетического баланса тепловой электростанции

Показатель	Обозначение	Единица
Выработка электроэнергии	$\mathcal{E}$	тыс.кВт·ч
отпуск электроэнергии	$\mathcal{E}_{\text{ОТП}}$	тыс.кВт·ч
отпуск тепла внешним потребителям	$Q_{\text{ОТП}}$	Гкал
Расход условного топлива по котлам:		
энергетическим	$B_{\text{КУ}}^{\text{ЭН.К}}$	т
пиковым водогрейным	$B_{\text{КУ}}^{\text{ПВК}}$	т
пусковой котельной	$B_{\text{КУ}}^{\text{ПКСК}}$	т
КПД брутто (обратный баланс) котлов энергетических	$\eta_{\text{КУ}}^{\text{бр.ЭН.К}}$	%
пиковых водогрейных	$\eta_{\text{КУ}}^{\text{бр.ПВК}}$	%
пусковой котельной	$\eta_{\text{КУ}}^{\text{бр.ПКСК}}$	%
Выработка тепла энергетической котельной установкой	$Q_{\text{КУ}}^{\text{бр.ЭН.К}}$	Гкал
Расход электроэнергии на собственные нужды установки		
котельной	$\mathcal{E}_{\text{КУ}}^{\text{СН}}$	тыс.кВт·ч
турбинной	$\mathcal{E}_{\text{ТУ}}^{\text{СН}}$	тыс.кВт·ч
Затраты тепла на собственные нужды установки		
котельной	$Q_{\text{КУ}}^{\text{СН}}$	Гкал
турбинной	$Q_{\text{ТУ}}^{\text{СН}}$	Гкал
Расход пара по каждой турбине		
свежего	$D_{\text{oi}},$	тонн
промперегрева	$D_{\text{nni}},$	тонн
Параметры свежего пара по каждой турбине		
давление	$P_{\text{oi}},$	кгс/см ²
температура	$t_{\text{o}},$	°С

Параметры пара до промперегрева по каждой турбине		
давление	P_{oi}	кгс/см ²
температура	t_o	°C
Параметры пара после промперегрева по каждой турбине		
давление	P_{oi}	кгс/см ²
температура	t_{oi}	°C
Температура питательной воды за подогревателем высокого давления по каждой турбине	$t_{пвi}$	°C
Отпуск тепла из отборов турбин		
производственных теплофикационных	$Q_{п}^{ОТБ}$	Гкал
	$Q_{т}^{ОТБ}$	Гкал
Удельный расход тепла нетто на выработку электроэнергии турбинной установкой	$q_{ту}^H$	ккал/(кВт·ч)

Форма А-8

Таблица 6. Топливо-энергетический баланс электростанции

Составляющие энергобаланса	Обозначение	Значение	Способ определения
Тепло сожженного топлива	Q		$(B_{ку}^{ЭН.К} + B_{ку}^{ПВК} + B_{ку}^{ПУСК}) \cdot 7$
Потери тепла в котлах	$Q_{ку}^{ПОТ}$		$\left[\begin{aligned} &(100 - \eta_{ку}^{бр.ЭН.К}) \cdot B_{ку}^{ЭН.К} \cdot 7 + \\ &+ (100 - \eta_{ку}^{бр.ПВК}) \cdot B_{ку}^{ПВК} \cdot 7 + \\ &+ (100 - \eta_{ку}^{бр.ПУСК}) \cdot B_{ку}^{ПУСК} \cdot 7 \end{aligned} \right]$
Потери теплового потока от энергетических котлов к турбинам	$Q_{тп}^{ПОТ}$		По справочным данным удельных теплотерь и протяженности трубопроводов
Затраты тепла на собственные нужды котлов	$Q_{ку}^{СН}$		По отчетным данным и результатам энергообследования
Затраты электроэнергии на собственные нужды котлов	$Q_{ку.эл}^{СН}$		$\frac{\Delta \varepsilon_{ку}^{СН} q_{ту}^H 10^{-3}}{\eta_{тп}}$, где $\eta_{тп} = \frac{100 - Q_{тп}^{ПОТ} 10^2}{Q_{ку}^{бр.ЭН.К}}$
Потери механические и электрические в генераторе	$Q_{эл.м}^{ПОТ}$		$\frac{(\Delta \varepsilon_{мех} + \Delta \varepsilon_{эл}) q_{ту}^H 10^{-3}}{\eta_{тп}}$

Потери тепла через теплоизоляцию турбин	$Q_{\text{изл}}^{\text{пот}}$		По справочным данным
Потери проточной части, регенеративными подогревателями, в конденсаторах турбин	$Q_{\text{ту}}^{\text{пот}}$		$\sum \left[D_{oi}(i_{oi} - i_{\text{пв}i}) + D_{\text{пп}i}(i_{\text{тпп}i} - i_{\text{хпп}i}) \right] \cdot 10^{-3} - Q_{\text{т}}^{\text{отб}} - 0,86\mathcal{E} - Q_{\text{эл.м}}^{\text{пот}} - Q_{\text{изл}}^{\text{пот}}$
Затраты электроэнергии на собственные нужды турбин	$Q_{\text{ту.эл}}^{\text{сн}}$		$\frac{\mathcal{E}_{\text{ту}}^{\text{сн}} q_{\text{ту}}^{\text{н}} 10^{-3}}{\eta_{\text{тп}}}$
Затраты тепла на собственные нужды турбин	$Q_{\text{ту}}^{\text{сн}}$		По отчетным данным и результатам энергообследования
Потери тепла через изоляцию трубопроводов и сетевых подогревателей теплофикационной установки	$Q_{\text{ту}}^{\text{пот}}$		По справочным данным удельных теплотерь и площади излучения
в тракте водоподготовительной установки при подготовке умягченной воды для подпитки тепловой сети	$Q_{\text{ум.в}}^{\text{пот}}$		По справочным данным удельных теплотерь химической подготовки воды
в тракте водоподготовительной установки при подготовке химически очищенной воды для компенсации не возврата конденсата от потребителей пара	$Q_{\text{хов}}^{\text{пот}}$		
Отпуск электроэнергии	$Q_{\text{э}}$		$\mathcal{E}_{\text{отп}} - 0,86$
Отпуск тепла	$Q_{\text{отп}}$		По отчетным данным
Небаланс (неучтенные потери, погрешность учета параметров)	$\Delta Q_{\text{неб}}$		$Q - Q_{\text{ку}}^{\text{пот}} - Q_{\text{тп}}^{\text{пот}} - Q_{\text{ку}}^{\text{сн}} - Q_{\text{ку.эл}}^{\text{сн}} - Q_{\text{изл}}^{\text{пот}} - Q_{\text{ту}}^{\text{пот}} - Q_{\text{ту.эл}}^{\text{сн}} - Q_{\text{ту}}^{\text{сн}} - Q_{\text{ум.в}}^{\text{пот}} - Q_{\text{хов}}^{\text{пот}} - Q_{\text{э}} - Q_{\text{отп}}$

Выводы и рекомендации:

Руководитель организации проводящей энергетическое обследование

(должность)

(подпись)

(Ф.И.О)

М.П.

"__" _____ 200__ г.

Энергетический паспорт электростанции

Составлен на основании энергетического обследования, проведенного

_____ (наименование обследующей организации)

Вид обследования _____ Дата обследования _____

Представитель территориального органа государственного надзора и контроля в
сфере электроэнергетики Казахстана(по согласованию)

_____ (должность, Ф.И.О) (подпись) (дата)

Руководитель обследуемой электростанции

_____ (должность, Ф.И.О) (подпись) (дата)

Руководитель организации, проводившей обследование

_____ (должность, Ф.И.О) (подпись) (дата)

Разрешающий документ № _____

(кем выдана, дата выдачи, срок действия)

1) _____
(полное юридическое наименование электростанции, адрес)

2) _____
(вид собственности)

3) _____
(наименование вышестоящей организации)

4) _____
(Ф.И.О телефон директора)

5) _____
(Ф.И.О, телефон главного инженера)

6) _____
(банковские реквизиты)

7) _____
(адрес электронной почты)

1. Характеристика электростанции

2. Год ввода в эксплуатацию основного оборудования по станционным номерам:

2. Характеристика главных схем электростанции

3. Тепловая _____

— 4. Электрическая _____

— 5. Система циркуляционного водоснабжения _____

— 6. Тепловая сеть _____

—

3. Основные параметры работы основного оборудования по группам (очередям)

7. Рабочее давление перегретого пара _____

— 8. Температура перегретого пара _____

— 9. Проектные данные: _____

— 1) максимальный отпуск тепла в паре (по параметрам) с указанием источника и его параметров _____

— 2) максимальный отпуск тепла в горячей воде _____

—

4. Основное оборудование и его краткая характеристика

(Приводятся сведения по форме таблицы 4 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям)

5. Уровень

10. Генераторного напряжения _____

— 11. Выдачи мощности в энергосистему _____

— 12. Собственных нужд _____

—

6. Параметры теплоносителя, отдаваемого потребителям и в теплосеть

13. Пар _____

—

14. Горячая вода (температурный график) _____

7. Топливный режим электростанции

15.Руководящий орган, установивший топливный режим, номер разрешения и дата его выдачи _____

16. Объем разрешенного топлива потребления

1) газ _____

2) уголь _____

3) мазут _____

17. Резервное (аварийное) топливо _____

18. Основные марки сжигаемого топлива и основные поставщики

19. Краткое описание причин работы основного оборудования на непроектных видах топлива _____

20. Динамика и структура потребления условного топлива на момент составления паспорта и за три предыдущих года по видам

Вид топлива	Всего, т/ % общего количества			
	Предшествующий г.	Предыдущий г.	Базовый г.	Текущий г.
Газ				
Мазут				
Уголь				

21. Средняя стоимость топлива по видам на момент составления паспорта и за три предыдущих года

Вид топлива	Стоимость топлива			
	Предшествующий г.	Предыдущий г.	Базовый г.	Текущий г.
Газ				
Мазут				
Уголь				
Тонна условного топлива				

22. Установленная мощность электростанции и среднегодовая по итогам трех истекших лет

Показатель	Установленная мощность	Годы (факт)		
		Предыдущий г.	Базовый г.	Текущий г.
Электрическая мощность, МВт				
Тепловая мощность, Гкал, в том числе:				
Пар				
Горячая вода				

8. Технико-экономические показатели работы электростанции за последние 3 года

(Приводятся сведения по форме таблицы 5 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям)

9. Выбросы в окружающую среду за последние 3 года

Контролируемый показатель	Значения выбросов по годам (норматив/факт)		
	Предыдущий г.	Базовый г.	Текущий г.
NO _x			
CO _x			
SO _x			
N _{ок} +SO _x			

23. Затраты на экологические мероприятия; Эффективность мероприятий

10. Годовое использование основного оборудования (ч) в сравнении с заложенным в проекте

Наименование основного оборудования	По проекту, ч	Факт (ч)		
		Предыдущий г.	Базовый г.	Текущий г.
Котлы				
Турбины				

11. Нарботка (ч) металла основного оборудования и главных паропроводов

Наименование оборудования	Нарботка, ч, на момент составления паспорта	Наименование документа и организации, разрешившей дальнейшую эксплуатацию
Паропровод		
Котел		
Барабан котла		
Турбина		

12. Водоподготовка

24. Принципиальные схемы:

1) подготовка добавочной воды (главная схема);

2) очистка возвращаемого производственного конденсата;

3) очистка турбинного конденсата;

4) очистка внутристанционных дренажных конденсатов;

25. Технико-экономические показатели

Установка	Производительность, т/ч			Удельный расход		
	Номинальная	Фактическая	Необходимая	воды на собственные нужды, т/т	тепла, кДж/т	электроэнергии, кВтч/г

26. Водоотведение водоподготовительных установок

Установка	Годовые сбросы		
	Предыдущий г.	Базовый г.	Текущий г.

27. Выполнение нормативных мероприятий по организации водно-химического режима электростанции _____

28. Наличие систем мониторинга _____

13. Баланс по электроэнергии, кВт-ч

Приход, расход	Годы		
	Предыдущий г.	Базовый г.	Текущий г.
Собственная выработка			
Получено из энергосистемы			
Отпуск в энергосистему, в том числе по уровням напряжений: U=110кВ U=6кВ U = 0,4 кВ			
Собственные нужды			
Хозяйственные нужды			
Производственные нужды			

14. Баланс по теплу, Гкал

Приход, расход	Годы		
	Предыдущий г.	Базовый г.	Текущий г.
Выработка тепловой энергии котлами ТЭС			
Отпуск тепла потребителям			

пар			
горячая вода			
Расход тепла на нужды:			
собственные			
хозяйственные			
производственные			

15. Характеристика оборудования теплофикационной установки

29. Параметры водогреющего оборудования и тепловой сети

Наименование оборудования	Тип	Производительность, Гкал/ч	Количество, шт.
Бойлеры			
Сетевые подогреватели			
Насосное оборудование, участвующее в работе теплосетевых схем			

16. Характеристика потенциала энергосбережения, выявленного по результатам энергообследования. Основные рекомендуемые мероприятия по его реализации

Мероприятие	Ожидаемый экономический эффект, тыс. тенге	Срок выполнения	Необходимые финансовые ресурсы, тыс. тенге

17. Выводы и решения

должность лиц составивших (подпись) (фамилия, имя, отчество, если есть)
энергетический паспорт (печать)

Приложение 32
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 6 января 2017 года
№ 2

Методические указания по проведению энергетических обследований электрических сетей

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по проведению энергетических обследований электрических сетей (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с

подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

3. Энергетические обследования проводятся в целях оценки технического состояния основного и вспомогательного оборудования электрических сетей за счет обследуемой организации на основании договора с экспертной организацией не реже 1 раза в 5 лет.

4. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

технологический расход электроэнергии на транспорт электроэнергии;

коммерческие потери электроэнергии вследствие ее недоучета и хищения;

расход электроэнергии на собственные нужды, непосредственно связанный с технологией ее передачи и распределения.

5. В настоящих Методических указаниях применяются следующие понятия и определения:

энергетическое обследование - действия по определению уровня состояния технических параметров оборудования энергетической системы;

2) электрические сети – совокупность подстанций, распределительных устройств и соединяющих их линий электропередач, предназначенных для передачи и распределения электрической энергии;

Иные понятия и термины, используемые в настоящих Методических указаниях, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

Глава 2. Область применения

6. Настоящие Методические указания рекомендуют состав и порядок работ при проведении энергетических обследований электрических сетей.

7. Энергетическое обследование организуется для установления и соблюдения:

1) требований эксплуатации и техническим состоянием энергетического оборудования электрических сетей;

2) оптимизации режимов по передаче и потреблению электрической энергии;

3) надежности, безопасности и экономичностью производства, передачи, технической диспетчеризации и потребления электрической энергии;

4) готовности электрических сетей к работе в предстоящих осенне-зимних условиях

8. Виды обследований электрических сетей включают периодическое с периодичностью не реже одного раза в пять лет и внеочередное обследование, по мере необходимости.

9. При периодическом обследовании проверяется выполнение ранее выданных рекомендаций, оценивается динамика расхода электроэнергии.

10. Энергетические обследования осуществляются за счет средств обратившегося лица на основании договора, заключенного в соответствии с законодательством Республики Казахстан, с установленным сроком действия и завершения до начала осенне-зимнего периода в текущем году.

11. Энергетические обследования проводятся организациями при наличии права на проведение энергетических обследований, установленное законодательством Республики Казахстан.

12. При проведении энергетических обследований с привлечением экспертных организаций в сфере электроэнергетики разрабатываются рабочие программы организациями, проводящими обследования, с учетом:

1) описания действий каждого этапа программы (цель, порядок при производстве работ, принимаемые меры безопасности при производстве работ, формирование и оформление результатов обследования), в соответствии с планом проведения энергетической экспертизы организаций по передаче электрической энергии согласно Правилам проведения энергетической экспертизы, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 3 февраля 2015 года № 59 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за №10444);

2) указания инструментального обеспечения каждого этапа программы, методики измерений и расчетов;

3) порядок оформления установления нарушений регламентирующих норм при вводе и эксплуатации электрических сетей и их составляющих частей;

4) порядок оформления и внесения предложений по совершенствованию технического состояния электрических сетей и их составляющих частей.

13. Инструментальное обследование электрических сетей проводится с использованием штатных приборов, прошедших предварительную проверку. В случае установления недостоверности показания конкретного прибора организацией, проводящей обследование при обследовании используются приборы более высокого класса точности в соответствии с Правилами проведения периодического обследования технического состояния энергетического оборудования, зданий и сооружений электрических станций, электрических и тепловых сетей, а также энергетического оборудования потребителей с привлечением экспертных организаций и заводов-изготовителей, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 31 марта 2015 года № 255 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10853) (далее - Правила).

Эффективность использования электроэнергии определяется по результатам инструментального обследования.

14. Не менее чем за один месяц до срока проведения периодического обследования, обследуемая организация предоставляет экспертной организации, необходимые для проведения периодического обследования материалы:

1) перечень зданий и сооружений и их технических данных по техническому состоянию и проведенным ремонтам и реконструкциям;

2) перечень и характеристики установленного основного и вспомогательного оборудования с указанием графиков текущих и капитальных ремонтов;

3) электрические схемы с указанием находящихся под напряжением и выведенным в ремонт частей (элементов) электрической сети;

4) особенности эксплуатации электрических сетей (эксплуатационные, технологические и диспетчерские режимы по передаче и распределению электрической энергии);

5) состояние приборов учета энергии и их вспомогательных технологических систем (технические характеристики, обеспеченность приборами учета, осуществление контроля за техническим состоянием и своевременным поверкой, ремонтом, заменой);

6) акты разграничения балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон, как со стороны питающих центров, так и со стороны отходящих линий электропередач (далее – ЛЭП);

7) акты предыдущих экспертных обследований и сведения по их выполнению.

15. Перед проведением энергетического обследования экспертная организация разрабатывает план и программу энергетического обследования, которые определяют последовательность и сроки проведения энергетического обследования электрических сетей.

В основные условия для выполнения плана (программ) и выдачи заключения входят :

1) анализ по выполнению плановых ремонтов подстанций, распределительных пунктов (далее – РП), трансформаторных подстанций (далее – ТП), комплектных трансформаторных подстанций (далее – КТП) и линий электропередачи в необходимых объемах, периодичностью и с качеством, соответствующим требованиям нормативных правовых актов и нормативных технических документов в сфере электроэнергетики;

2) выполнение запланированных мероприятий по предупреждению повреждений оборудования, технологических схем и сооружений в условиях низких температур наружного воздуха;

3) анализ готовности к несению графика электрических нагрузок;

4) сравнение по наличию аварийного запаса электрооборудования подстанций 6-500 кВ электрических сетей, резервных материалов и оборудования

высоковольтных ЛЭП 0,4 кВ 500 кВ, не снижаемого запаса трансформаторного масла объемом не менее 2 % залитого в оборудование с фактическим объемом;

5) сравнительный анализ нормативной численности персонала и фактический, сравнительный анализ нормативного и фактического количества средств защит, спецодежды, инструментами, первичными средствами пожаротушения;

6) выполнение своевременного проведение испытаний оборудования электрических сетей в объеме и сроки, соответствующих требованиям нормативных правовых актов и нормативной технической документации в сфере электроэнергетики;

7) выполнение в полном объеме технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики (далее – РЗА) и противоаварийных устройств, готовность зданий и сооружений, средств связи, системы диспетчерского и технологического управления, автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии при наличии;

8) наличие согласованных графиков ограничения (вечерных отключений) потребителей при возникновении дефицита мощности энергоисточников, а также аварийной ситуации в электрических сетях;

9) анализ по проведению полного технического освидетельствования электрооборудования в соответствии с графиками и периодичностью, электроустановок, воздушных линий, кабельных линий, устройств РЗА, зданий и сооружений рабочими комиссиями энергопредприятий;

10) наличия материалов по объектовой противоаварийной, противопожарной тренировке и оценка действий персоналу;

11) оценки по наличию взаимодействия при аварийных ситуациях с потребителями, имеющими автономные источники электроснабжения;

12) наличия о внеплановых (аварийных) ремонтов основного оборудования подстанций 35 кВ и выше, линий электропередачи 35 кВ;

13) анализ о готовности к работе схем плавки гололеда на воздушных линиях электропередачи (при наличии);

14) наличие обеспечения оперативно-выездных и линейных бригад транспортными средствами и средствами связи;

15) анализ о готовности к работе систем диспетчерского технологического управления и систем гарантированного электропитания;

16) наличие и соответствие установленным требованиям документов, определяющих порядок осуществления оперативно-диспетчерского управления, действий персонала по предотвращению и ликвидации технологических нарушений, включая действия при превышении максимально допустимых перетоков в контролируемых сечениях электрической сети;

17) анализ готовности оперативно-информационного комплекса к постоянному функционированию и действию при установленном качестве передачи информации в нормальных и аварийных режимах.

16. Все запланированные работы выполняются в пределах срока установленного программами энергетического обследования с учетом:

- 1) норм расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций;
- 2) эксплуатации и диагностики силовых трансформаторов и автотрансформаторов и их вводов на рабочем напряжении;
- 3) перемаркировки основного энергетического оборудования;
- 4) эксплуатации воздушных линий силовых кабельных линий электропередачи;
- 5) эксплуатации масляных, вакуумных и элегазовых выключателей;
- 6) диагностики шунтирующих реакторов и их вводов на рабочем напряжении;
- 7) эксплуатации комплектных распределительных элегазовых устройств;
- 8) расчета норм материально-технических ресурсов и оборудования для закрытых трансформаторных подстанций 6-20/0,4 кВ и распределительных пунктов 6-20 кВ;
- 9) расчета норм расхода материалов и изделий на ремонт и техническое обслуживание подстанций напряжением до 220 кВ;
- 10) расчета норм аварийного запаса частей мачтовых и комплектных трансформаторных подстанций 6-20/0,4 кВ;
- 11) по эксплуатации разъединителей 6-500 кВ.

17. Результатами периодического обследования является заключение энергетического обследования, к которому прилагаются:

- 1) баланс расхода электрической энергии;
- 2) корректировка энергетического паспорта, в который дополняются выявленные фактические показатели по энергетическим характеристикам на период проведения обследования и нормативные (нормируемые) значения;
- 3) указание причин выявленного несоответствия фактических и нормативных значений и изменений показателей за период, прошедший после проведения предыдущего энергетического обследования;
- 4) разработка рекомендаций (мероприятий) по сокращению нерационального расхода электрической энергии, по устранению выявленных недостатков и возможных путей их устранения.

18. Внеочередное обследование проводится в случаях установленных законодательством Республики Казахстан в сфере электроэнергетики, если по ряду косвенных признаков (рост общего и удельного потребления электрической энергии) наблюдается резкое снижение эффективности использования электрической энергии.

Глава 3. Работы при проведении энергетических обследований

19. На предварительном этапе обследования составляется рабочая программа (план) обследования – документ произвольной формы, в котором учитываются объем, порядок и сроки обследования применительно к конкретной организации.

20. Подготовительной стадией первого этапа является:

1) общее ознакомление с организацией, зоной обслуживания, схемой электросетей, организации диспетчерского управления, режимом электрических нагрузок;

2) ознакомление с порядком планирования, учета и отчетности по потреблению электроэнергии;

3) исследование (изучение, сверка) внутренней документации организации по вопросам перечисленных в пунктах 15-18 настоящих Методических указаний;

4) в случаях возникновения необходимости или согласно программе работ произвести инструментальное обследование электрических сетей;

5) при взаимодействии с отделами (службами) организации, непосредственно занимающимися анализом потерь электроэнергии, провести проверку планирования и отчетность по данному вопросу;

6) ознакомление с результатами предшествующего обследования.

21. Обследуемая организация предоставляет для обследования имеющуюся информацию за прошедший период двух лет, а при последующих обследованиях с момента последнего предшествующего обследования.

Обследуемая организация обеспечивает достоверность и полноту предоставленной информации.

22. На подготовительном этапе выделяются первоочередные направления обследования:

1) наиболее загруженные линии электропередач и объекты сети;

2) сбалансированность ЛЭП по реактивной мощности;

3) незагруженные трансформаторы и оборудование собственных нужд;

4) объекты сети со значительными отклонениями напряжения;

5) объекты с повышенными техническими и коммерческими потерями электроэнергии;

6) крупные небалансы мощности по отдельным объектам сети;

7) противоречивость планово-отчетной документации;

8) динамика изменения потерь за последние 3 года.

23. Рабочий этап обследования:

1) вопросы потерь электроэнергии регламентируются нормами, указанными в Правилах;

2) обследование производится в форме изучения и анализа технической документации и путем непосредственного осмотра производственных участков и подстанций;

3) в случаях возникновения необходимости или согласно программе работ произвести инструментальное обследование электрических сетей.

24. Обследуемая организация проверяется по вопросу расчета и анализа потерь согласно приказу, регламентирующего распределение между подразделениями функций, по выполнению мероприятий по снижению потерь.

25. Проверяется полнота расчетов всех структурных составляющих потерь:

- 1) нагрузочные потери в ЛЭП, силовых трансформаторах;
- 2) потери холостого хода трансформаторов, шунтирующих реакторов;
- 3) потери на "корону" в воздушных ЛЭП (220 кВ и выше);
- 4) расход электроэнергии на собственные нужды;
- 5) расход электроэнергии в компенсирующих устройствах;
- 6) потери в токоограничивающих реакторах подстанций;
- 7) потери в измерительных трансформаторах тока и трансформаторах напряжения и их вторичных цепях, включая счетчики энергии.

26. На основании экспериментально полученных данных производится расчет потерь электроэнергии в трансформаторах и электрических сетях:

$$\mathcal{E}_{тр} = \Delta P_c + \Delta P_{xc} \cdot \left(\frac{S_{см}}{S_n^2} \right) \cdot \tau,$$

, киловатт в час (далее - кВт.ч) (1)

где ΔP_c - потери в стали (магнитопроводе) трансформатора, приведены в паспорте трансформатора, кВт;

ΔP_{xc} - потери в обмотках, приведены в паспорте трансформатора, кВт;

S_n - номинальная (паспортная) мощность трансформатора, киловольт ампер (далее – кВА);

$S_{см}$ - среднесменная загрузка трансформатора, кВА;

τ – время потерь, представляет собой расчетное время, в течение которого трансформатор, загруженный постоянной максимальной нагрузкой имеет те же потери электроэнергии, что и при работе с действительной (изменяющейся) нагрузкой, час.

27. Время потерь выбирается в зависимости от времени использования максимума нагрузки T_{max} :

T_{max} , час	2000	3000	4000	5000	6000	7000	8000
T , час	100	1400	2000	3000	4400	6000	7500

28. Потери электроэнергии в трехфазных сетях:

$$\mathcal{E}^c = 3 \cdot I_{max}^2 \cdot R \cdot \tau, \text{ кВт.ч} \quad (2)$$

где, R – сопротивление линии (активное одной фазы), Ом;

I_{max} - максимальный ток линии, А.

Входящие в формулу величины R и I_{max} :

$$R = R_\phi \cdot l$$

, Ом

(3)

$$I_{\max} = \frac{\mathcal{E}_a}{T_{\text{л}} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi \sqrt{3}}$$

, А

(4)

где, l – длина линии, километр;

R_0 - сопротивление 1 км линии, Ом;

$U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение линии, кВ;

$\cos$ - коэффициент мощности токоприемника, на который работает линия;

$\mathcal{E}_a$ - переданная линией мощность в расчетный период времени, кВт ч.

29. Переданная линией мощность определяется по счетчикам коммерческого или технического учета, установленными в конце линии. Длина линии принимается по акту приемки в эксплуатацию.

30. Величина сопротивления одного километра линии принимается в соответствии с таблицей 1 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям.

31. Проверяется соответствие принятых расчетных потерь в зависимости от вида сети поэлементных расчетов, характерных режимов, характерных суток, средних нагрузок, числа часов максимальных потерь, статистических.

32. Для отдельных линий и трансформаторов, потери в которых зависят от транзитных перетоков, применяется метод поэлементных расчетов.

Определение нагрузочных потерь по методу поэлементных расчетов производится по формуле:

$$\Delta W = 3 \Delta t \sum_{i=1}^K R_i \sum_{j=1}^{T(\Delta)} I_{ij}^2$$

(5)

где, K – число элементов сети;

T – расчетный период, час (далее - ч);

Δt – интервал времени между последовательными значениями токовых нагрузок элементов, получаемых с помощью устройств телеизмерения, ч;

I_{ij} – токовая нагрузка i - го элемента с сопротивлением R_i в момент времени j .

33. Для расчета потерь в транзитной сети при наличии информации о нагрузках объектов применяется Метод характерных режимов.

Определение нагрузочных потерь по методу характерных режимов производится по формуле:

$$\Delta W_H = \sum_{i=1}^K \Delta P_i t_i$$

(6)

где DP_i – нагрузочные потери мощности в сети в i -м режиме продолжительностью t_i часов;

n – число режимов.

34. Нагрузки узлов сети принимаются по данным контрольных измерений. Перед расчетом потерь производится баланс нагрузок объектов с суммарной нагрузкой сети. Для периодов, в которых контрольные измерения нагрузок объектов не проводились, нагрузки получают с помощью расчета, исходя из известной суммарной нагрузки сети. При оперативных расчетах нагрузки объектов получают с помощью телеизмерений.

35. Для расчета потерь в замкнутых сетях 110 кВ и выше, не участвующих в обмене мощностью применяется метод характерных суток. Допускается применение метода числа часов максимальных потерь.

Определение нагрузочных потерь по методу характерных суток производится по формуле:

$$\Delta W_H = \sum_{i=1}^m \Delta W_{ni}^c D_{эки}, \quad (7)$$

где, m – число характерных периодов работы сети (летний, зимний, паводка) расчетные потери за контрольные сутки каждого из которых, рассчитанные по известным графикам нагрузки объектов, составляются

ΔW_{ni}^c ;

$D_{эки}$ – эквивалентное число дней для i -го характерного периода, суток.

36. Для разомкнутых сетей 6 – 150 кВ при наличии данных об электроэнергии, пропущенной по головному участку сети за рассматриваемый период применяется метод средних нагрузок. Допускается применение метода числа часов максимальных потерь.

Определение нагрузочных потерь методами средних нагрузок и числа часов максимальных потерь t производятся по формулам:

$$\Delta W_H = \Delta P_{Hc} K_{\phi}^2 T \quad (8)$$

$$\Delta W_H = \Delta P_{H \max} \tau, \quad (9)$$

где $DP_{H.ср}$ и $DP_{H.макс}$ – нагрузочные потери мощности, определенные по средним и максимальным нагрузкам соответственно;

K_{Φ} – коэффициент формы графика;

T – продолжительность периода, за который определяются потери, ч.

37. Статистические методы рекомендуются для определения потерь в сетях 0,38 кВ и выявления зависимостей потерь от основных влияющих факторов в сетях всех напряжений. Расчеты производят на основании регрессионной зависимости потерь от обобщенных характеристик схем и режимов электрических сетей. Указанные зависимости строятся на основании предварительных расчетов потерь для ограниченного числа схем и режимов сетей (выборки). Определение потерь для других схем и режимов производят по полученной зависимости без электрического расчета сети.

38. Для расчета и анализа потерь в разомкнутых сетях 6 – 20 кВ допускается применение статистических методов определения эквивалентных сопротивлений линий от обобщенных параметров схемы (суммарной длины и числа участков линии, сечения головного участка).

39. Оценивается применимость программ расчета и анализа потерь с помощью современных программных продуктов.

40. Оценивается состояние учета электроэнергии в организации, наличие и тип автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии, соответствие средств учета.

41. Проверяется произведенный анализ потерь по данным:

- 1) результатов расчетов режимов электрических сетей и их схемы;
- 2) результатов расчетов потерь электроэнергии и их структуры;
- 3) отчетов по потерям электроэнергии в электрических сетях за ряд лет;
- 4) перетоков электроэнергии за три года от базового (расчетного) значения;
- 5) итогов выполнения планов мероприятий по снижению потерь электроэнергии;
- 6) проектных решений по развитию электрических сетей;
- 7) материалов, характеризующих состояние и использование средств компенсации реактивной мощности и регулирования режима электрических сетей;
- 8) оснащенности сетей потребителей электроэнергии компенсирующими устройствами (кВа/кВт) за ряд лет;
- 9) состояния расчетного и технического учета электроэнергии;

42. В соответствии с подпунктами 1) – 9) пункта 41 настоящих Методических указаний проверяется наличие документации по основным факторам, определяющим уровень потерь, анализу потерь по ступеням (классам) напряжения, по балансам каждой подстанции (объекту). В результате устанавливается наличие локальных мест (схематично и территориально) с повышенными техническими и коммерческими потерями.

43. Оценка эффективности деятельности потребителей сети по плановому снижению потерь. Оценка отчетности и ее достоверности.

При обследовании, проверяется наличие и содержание:

- 1) годового плана организационно-технических мероприятий по снижению потерь;
- 2) перспективного (5 лет) плана по снижению потерь;
- 3) годового плана совершенствования систем расчетного и технического учета.

44. Выборочно проверяется эффективность наиболее значимых запланированных мероприятий. Для этого рекомендуется с приемлемой погрешностью (10 – 15%) использовать усредненные нормы.

45. В приложении 1 Правил и приводится рекомендуемый перечень мероприятий по снижению потерь. Если в обследуемой организации планом охвачено менее 30 – 35% мероприятий указанного перечня, дается предварительный вывод о недостаточной напряженности плана.

46. Планируемое годовое снижение потерь в организации считается приемлемым порядка не менее 0,1% от пропущенной через электросети энергии. При значительных отклонениях в сторону уменьшения, проверяются соответствующие обоснования, прослеживается динамика показателя за ряд лет (указанные выше числовые значения являются ориентировочными и предполагают последующее углубление обследования, в связи с этим предлагаемый расчет потерь для защиты нормативных технических потерь при формировании тарифов не применяется).

47. Проверяется наличие и содержание годовой и квартальной отчетности по снижению потерь и совершенствованию учета электроэнергии. Отчеты оформляются в соответствии с формой, приведенной в приложении 2 к настоящим Методическим указаниям.

48. При рассмотрении динамики потерь электроэнергии за предшествующие три года при равных условиях (постоянство схемы сети, режима нагрузок) абсолютная величина планируемых потерь из года в год уменьшается на величину, соизмеримую с объемом запланированных мероприятий по экономии потерь. При невыполнении этого условия рассматриваются соответствующие обоснования.

49. Для оценки состояния работы по снижению потерь электроэнергии в организации одновременно с анализом планово-отчетной документации по потерям электроэнергии производится проверка в натуре ряда энергообъектов (подстанций, участков) в первую очередь:

- 1) наиболее крупных и энергоемких;
- 2) объектов в выявленных очагах повышенных потерь;
- 3) удаленных от базы объектов.

50. При проверке энергообъектов учитывается:

- 1) фактическое состояние работы по снижению потерь на объекте;
- 2) резервы снижения потерь, не включенные в план мероприятий;

3) достоверность отчетности по выполненным мероприятиям за прошедший период времени.

51. На месте рассматриваются вопросы:

- 1) уровни напряжений;
- 2) работа средств регулирования напряжения;
- 3) баланс реактивной мощности;
- 4) наличие и режим работы компенсирующих устройств;

5) соответствие состояния и условий эксплуатации средств учета требованиям условий технических паспортов, утвержденных внутренним распорядком организации.

52. На заключительном этапе систематизируются и обобщаются выявленные при обследовании замечания и предложения, результаты обследования оформляются документально в заключении обследования. В составе констатирующей части (или в виде приложения) указываются сведения о технической характеристике организации, режиме нагрузок и уровне потерь на момент обследования для возможности оценки динамики потерь электроэнергии при последующих обследованиях.

53. В заключении излагаются мероприятия по устранению выявленных отклонений и предложения по снижению потерь электроэнергии.

54. При систематизации мероприятий и предложений по снижению потерь рекомендуется сгруппировать по категориям:

- 1) беззатратные и малозатратные (организационные, режимного характера, совершенствование приборного учета, устранение прямых потерь, утечек);
- 2) средnezатратные (требующие затрат в пределах собственных средств и возможностей обследуемой организации);
- 3) высокозатратные (мероприятия, предполагающие капитальное строительство, реконструкцию, модернизацию оборудования и требующие значительных инвестиций).

55. Сроки выполнения мероприятий согласовываются с руководством организации.

56. Сроки выполнения мероприятий, относящиеся к категориям "средnezатратные" и "высокозатратные", рекомендуется предусматривать этапами, имея в виду на первом этапе выполнение проектных проработок и экономических расчетов, подтверждающих (отрицающих) целесообразность их выполнения.

57. При выполнении мероприятий требуется соблюдение надежности электроснабжения, исключать увеличение токов короткого замыкания выше допустимых значений и других неоправданных последствий технического и экономического характера.

58. В заключительной части указываются выводы по результатам обследования, информация о порядке сообщения по выполнению мероприятий, подписи проводивших обследование и представителей обследованной организации.

59. Организуется обсуждение результатов обследования с руководством и специалистами обследованной организации.

Приложение 1
к Методическим указаниям
по проведению энергетических
обследований электрических сетей
Форма А-1

Организация (индивидуальный предприниматель) - исполнитель _____ _____ Организация (индивидуальный предприниматель) - заказчик _____ _____ УТВЕРЖДАЮ Руководитель организации - заказчика (индивидуальный предприниматель - заказчик) (структурное подразделение) _____ / _____ / _____ _____ должность подпись расшифровка подписи М.П. " ____ " _____ 20 ____ года	ИИН/БИН
---	---

АКТ № _____

**приемки-передачи отремонтированных, реконструированных
(модернизированных) активов (оборудования)**

Изменения в характеристике актива, связанные с его ремонтом, реконструкцией
(модернизацией) _____

по окончании ремонта, реконструкции (модернизации) актив прошел
испытания и передан для использования

Заключение комиссии _____

Председатель комиссии _____ / _____ / _____

должность подпись расшифровка подписи

Члены комиссии: _____ / _____ / _____

должность подпись расшифровка подписи

_____ / _____ / _____

должность подпись расшифровка подписи Актив:

Сдал _____ / _____ / _____ " ____ " _____ 20 ____ года

должность подпись расшифровка
подписи

М.П.

Принял _____ / _____ / _____ " ____ " _____ 20 ____ года

должность подпись расшифровка
подписи

М.П.

**Приложение к акту приемки-передачи отремонтированных,
реконструированных (модернизированных) линий электропередачи**

№ п/п	Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Год ввода в эксплуатацию	Нормативный срок службы	Предположительный срок службы	Износ %
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Воздушные ЛЭП низкого напряжения ...	км					
2	Воздушные ЛЭП высокого напряжения 10 кВ ...	км					
3	Кабельные ЛЭП низкого напряжения ...	км					
4	Кабельные ЛЭП высокого напряжения ...	км					
5	Площадь опор	м ²					
6	Опоры:						
	а) металлические	шт.					
	б) деревянные с деревянными и приставками	шт.					
	в) деревянные с железобетонными и приставками	шт.					

	г) железобето нные	шт.					
	д) тросовые подвесы	шт.					
7	Провода:						
	а) медные	км					
	б) алюминиев ые	км					
	в) сталеалюми ниевые	км					
8	Кронштейн ы для светильник ов:						
	а) железобето нные	шт.					
	б) металличес кие	шт.					
9	Арматура уличного освещения:						
	а) светильник и с лампами накаливани я	шт.					
	б) светильник и с ртутными лампами	шт.					
	в) светильник и с алюминесце тными лампами	шт.					
10	Кабели:						
	а) марки... напряжение м...	км					
	б) марки... напряжение м...	км					

	в)						
	г)						
11	Муфты соединительные...	шт.					
12	Муфты концевые	шт.					
13	Контурь заземления	шт.					
14	Устройства грозозащиты	шт.					
15	Дорожные покрытия кабельных сетей:						
	а) асфальтобетонные	м ²					
	б) булыжные	м ²					
	в) тротуары	м ²					

Приложение 2
к Методическим указаниям
по проведению энергетических
обследований электрических сетей
Форма Б-1

Утверждаю:
Технический руководитель
" _ " _____ 20__ г.

ОТЧЕТ

о выполнении плана организационно-технических мероприятий по снижению потерь

электроэнергии в электрических сетях

за ____ квартал 20__ г.

Наименование мероприятия	Снижение потерь электроэнергии от внедрения мероприятия, тыс. кВт·ч			
	в отчетном квартале		с начала года	
	план	факт	план	факт
1	2	3	4	5

Форма Б-2
Утверждаю:
Технический руководитель
" _ " _____ 20__ г.

ОТЧЕТ

**о выполнении плана мероприятий по совершенствованию расчетного и
технического
учета электроэнергии в электрических сетях**

за ____ квартал 20__ г.

Наименование мероприятия	Физические объемы выполнения мероприятия				
	единица измерения	в отчетном квартале		с начала года	
		план	факт	план	факт
1	2	3	4	5	6

Приложение 3
к Методическим указаниям
по проведению энергетических
обследований электрических сетей

Таблица 1. Активное сопротивление 1 км линии электрических сетей

Трехжильные кабели 0,4 кВ; 10 кВ									
Сечение жилы, мм ²	10	16	25	35	50	70	95	120	150
Алюминий, Ом/км	3,12	1,95	1,25	0,894	0,625	0,447	0,329	0,261	0,208
Медь, Ом/км	1,84	1,16	0,74	0,53	0,37	0,265	0,206	0,154	0,124
Воздушные линии 0,4 кВ, 10 кВ									
Сечение провода, мм ²	A35		A50	A70		A95	A120		
Алюминий, Ом/км	3,12		1,95	1,25		0,894	0,625		
Воздушные линии 0,4 кВ, 10 кВ									
Сечение провода, мм ²	AC-16		AC-25	AC-35		AC-50	AC-70		
Сталь-алюминий, Ом/км	2,06		1,38	0,85		0,65	0,46		

Приложение 33
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 6 января 2017 года
№ 2

Методические указания по расчету поправок к расходу тепла турбоагрегатами

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по расчету поправок к расходу тепла турбоагрегатами (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. Настоящие Методические указания предназначены для инженерно-технических работников, занимающихся составлением типовых энергетических и нормативных характеристик турбоагрегатов и тепловыми испытаниями турбоагрегатов.

3. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) питательная вода – вода, подаваемая в паровой котел в качестве исходного материала для получения пара;

2) располагаемый теплоперепад – тепловой перепад пара, определяемый параметрами пара перед турбиной и за ней;

3) регенеративный отбор пара – нерегулируемый отбор пара из турбины на регенеративные подогреватели, который повышает экономичность паротурбинной установки;

4) полный (общий) расход тепла на турбоагрегат – сумма расходов тепла на выработку электроэнергии и из отборов турбины.

Глава 2. Область применения

4. При сложившейся практике нормирования и анализа работы турбоагрегатов наибольшее значение имеют поправки:

1) к расходу тепла на выработку электроэнергии Q_z и расходу свежего пара D_o при работе турбоагрегата по электрическому графику нагрузки и неизменных мощности турбоагрегата и количества отбираемого из отборов тепла (для теплофикационных турбин) N_T и $Q_{отб}$;

2) к мощности турбоагрегата при работе его по электрическому графику и неизменных расходе свежего пара и количества отбираемого тепла;

3) к мощности турбоагрегата и расходу свежего пара при работе его по тепловому графику и неизменном количестве отпускаемого от турбины тепла.

5. В формулах настоящего раздела не указываются единицы измерения величин, поскольку назначением данных формул является раскрытие взаимосвязей входящих в них величин. Рабочие формулы, по которым производятся расчеты, даны в соответствующих разделах.

6. К подсчету поправок к расходу тепла и свежего пара при $N_T = \text{const}$, $Q_{\text{отб}}(D_{\text{отб}}) = \text{const}$.

7. Поправка к расходу тепла на выработку электроэнергии

ΔQ_9 при неизменных значениях N_T и $Q_{\text{отб}}$ численно равна изменению общего (полного) расхода тепла на турбоагрегат

$$\Delta Q_9 = Q_9 - Q_{9(\text{и})} = Q_0 - Q_{0(\text{и})} = Q_0 - Q_{0(\text{и})} - Q_{\text{отб}} + Q_{\text{отб}} \quad (1)$$

поскольку

$$Q_9 = Q_0 - Q_{\text{отб}}, \quad Q_{9(\text{и})} = Q_{0(\text{и})} - Q_{\text{отб}}.$$

8. В формуле (1) и далее наличие дополнительного подстрочного индекса и указывает на принадлежность величины к режиму с исходными (номинальными) условиями, параметрами пара, а отсутствие этого индекса – к режиму с новыми, изменившимися условиями, параметрами пара.

9. Полный (общий) расход тепла на турбоагрегат (сумма расходов тепла на выработку электроэнергии и из отборов турбины) в общем виде при исходных условиях равен:

$$Q_{0(\text{и})} = Q_{9(\text{и})} + Q_{\text{отб}(\text{и})} = D_{0(\text{и})} i_{0(\text{и})} - G_{\text{п.в}(\text{и})} \bar{t}_{\text{н.с.}(u)} + D_{\text{пп}(\text{и})} i'_{\text{пп}(\text{и})} - D_{\text{пп}(\text{и})} i''_{\text{пп}(\text{и})} + G_{\text{доб}(\text{и})} (D_{\text{доб}(\text{и})}) \bar{t}_{\text{доб}(\text{и})} (i_{\text{доб}(\text{и})})$$

или

$$Q_{0(\text{и})} = D_{0(\text{и})} (i_{0(\text{и})} - \bar{t}_{\text{н.с.}(u)})$$

$$\begin{aligned}
& + K_{\text{пп(и)}} D_{\text{о(и)}} (i'_{\text{пп(и)}} - i''_{\text{пп(и)}}) - \\
& - G_{\text{доб(и)}} (D_{\text{доб(и)}}) [\\
& \bar{t}_{\text{н.с.}(u)} - \bar{t} \\
& \text{доб(и)} (i_{\text{доб(и)}})] = \\
& = D_{\text{о(и)}} [i_{\text{о(и)}} - \\
& \bar{t}_{\text{н.с.}(u)} \\
& + K_{\text{пп(и)}} (i'_{\text{пп(и)}} - i''_{\text{пп(и)}})] - G_{\text{доб(и)}} (D_{\text{доб(и)}}) [\\
& \bar{t}_{\text{н.с.}(u)} \\
& - \\
& - \\
& \bar{t} \\
& \text{доб(и)} (i_{\text{доб(и)}})]. \quad (2)
\end{aligned}$$

10. В дальнейшем для упрощения вывода необходимых формул без изменения физического существа результатов принимается, что $G_{\text{доб}}(D_{\text{доб}}) = 0$.

Тогда

$$\begin{aligned}
Q_{\text{о(и)}} &= D_{\text{о(и)}} [(i_{\text{о(и)}} - \\
& \bar{t}_{\text{н.с.}(u)} \\
&) + K_{\text{пп(и)}} (i'_{\text{пп(и)}} - i''_{\text{пп(и)}})]. \quad (2')
\end{aligned}$$

При изменившихся условиях, параметрах пара, но исходных значениях $N_{\text{т}}$, $Q_{\text{от}}$:

$$\begin{aligned}
Q_{\text{о}} &= (D_{\text{о(и)}} + \\
& \Delta \\
& D_{\text{о}}) [(i_{\text{о}} - \\
& \bar{t}_{\text{н.с.}} \\
&) + K_{\text{пп}} (i''_{\text{пп}} - i'_{\text{пп}})], \quad (2'')
\end{aligned}$$

где $D_{\text{о}}$, $G_{\text{п.в}}$, $D_{\text{пп}}$, $G_{\text{доб}}(D_{\text{доб}})$ – соответственно расход свежего пара, питательной воды, пара на промперегрев, добавок в тепловую схему воды (подвод пара от постороннего источника), $G_{\text{доб}}(D_{\text{доб}}) = (G_{\text{п.в}} - D_{\text{о}})$;

$$i_{\text{о}}, i'_{\text{пп}}, i'_{\text{пп}}, \\
c \bar{t}_{\text{н.с.}}$$

$\bar{t}$

$i_{\text{доб}}$ ($i_{\text{доб}}$) – соответственно энтальпия свежего пара, пара после промперегрева, пара на промперегрев, питательной воды, добавка воды (подводимого в схему пара от постороннего источника);

 Δ

$D_o = (D_o - D_{o(\text{и})})$ – изменение расхода свежего пара (поправка) для сохранения исходных значений N_T и $Q_{\text{отб}}$;

$K_{\text{пп}}$ – коэффициент соотношения между расходом пара на промперегрев и расходом свежего пара:

$$K_{\text{пп}(\text{и})} = \frac{D_{\text{пп}(\text{и})}}{D_{o(\text{и})}}; \quad K_{\text{пп}} = \frac{D_{\text{пп}}}{(D_{o(\text{и})} + \Delta D_o)}.$$

Подставив в формулу (2/)

$$i_o = i_{o(\text{и})} +$$

 Δ $i,$

$$\bar{i}_{n.e} = \bar{i}_{n.e(u)} + \Delta \bar{i}_{n.e},$$

$$i''_{\text{пп}} = i''_{\text{пп}(\text{и})} +$$

 Δ

$$i''_{\text{пп}}, i'_{\text{пп}} = i'_{\text{пп}(\text{и})} +$$

 Δ

$$i'_{\text{пп}}.$$

Когда $K_{\text{пп}} = K_{\text{пп}(\text{и})}$ (без практического ущерба для точности в конечном результате):

$$\begin{aligned} Q_o &= D_{o(\text{и})} [(i_{o(\text{и})} - \bar{i}_{n.e(u)}) + K_{\text{пп}} (i''_{\text{пп}(\text{и})} - i'_{\text{пп}(\text{и})})] + \\ &+ D_{o(\text{и})} [(\Delta i_o - \Delta \bar{i}_{n.e}) + K_{\text{пп}} (\Delta i''_{\text{пп}} - \Delta i'_{\text{пп}})] + \\ &+ \Delta D_o [(i_o - \bar{i}_{n.e}) + K_{\text{пп}} (i''_{\text{пп}} - i'_{\text{пп}})] + \end{aligned}$$

+

 Δ

$$\begin{aligned}
& D_o [(\\
& \Delta \\
& i_o - \\
& \Delta \\
& \bar{t}_{n.s} \\
&) + K_{пп} (\\
& \Delta \\
& i_{//пп} - \\
& \Delta \\
& i_{/пп})].
\end{aligned}
\quad (3)$$

11. Изменение расхода тепла определяется вычитанием из уравнения (2') уравнения (3).

После преобразований:

$$\begin{aligned}
\Delta Q_o &= \Delta Q_3 = D_{o(и)} [(\Delta i_o - \Delta \bar{t}_{n.s}) + K_{пп} (\Delta i_{//пп} - \Delta i'_{пп})] + \\
&+ \Delta D_o [(i_{o(и)} - \bar{t}_{n.s(u)}) + K_{пп} (i'_{пп(и)} - i'_{пп(и)})] + \\
&+ \Delta D_o [(\Delta i_o - \Delta \bar{t}_{n.s}) + K_{пп} (\Delta i_{//пп} - \Delta i'_{пп})].
\end{aligned}
\quad (4)$$

В долях от исходного значения расхода тепла:

$$\begin{aligned}
\frac{\Delta Q_o}{Q_{o(u)}} &= \frac{D_{o(u)}}{D_{o(u)}} \left[\frac{[(\Delta i_o - \Delta \bar{t}_{n.s}) + K_{nn} (\Delta i_{nn}^{//} - \Delta i'_{nn})]}{[(i_{o(u)} - \bar{t}_{n.s(u)}) + K_{nn} (i'_{nn(u)} - i'_{nn(u)})]} + \right. \\
&+ \frac{\Delta D_o \cdot [(\Delta i_{o(u)} - \Delta \bar{t}_{n.s(u)}) + K_{nn} (\Delta i_{nn(u)}^{//} - \Delta i'_{nn(u)})]}{D_{o(u)} [(i_{o(u)} - \bar{t}_{n.s(u)}) + K_{nn} (i'_{nn(u)} - i'_{nn(u)})]} + \\
&+ \frac{\Delta D_o [(\Delta i_o - \Delta \bar{t}_{n.s}) + K_{nn} (\Delta i_{nn}^{//} - \Delta i'_{nn})]}{D_{o(u)} [(i_{o(u)} - \bar{t}_{n.s(u)}) + K_{nn} (i'_{nn(u)} - i'_{nn(u)})]} = \\
&= \frac{[(\Delta i_o - \Delta \bar{t}_{n.s}) + K_{nn} (\Delta i_{nn}^{//} - \Delta i'_{nn})]}{[(i_{o(u)} - \bar{t}_{n.s(u)}) + K_{nn} (i'_{nn(u)} - i'_{nn(u)})]} + \\
&+ \frac{\Delta D_o}{D_{o(u)}} + \frac{\Delta D_o}{D_o} \left[\frac{[(\Delta i_o - \Delta \bar{t}_{n.s}) + K_{nn} (\Delta i_{nn}^{//} - \Delta i'_{nn})]}{[(i_{o(u)} - \bar{t}_{n.s(u)}) + K_{nn} (i'_{nn(u)} - i'_{nn(u)})]} \right]
\end{aligned}
\quad (5)$$

$$\begin{aligned}
\frac{\Delta Q_3}{Q_{3(u)}} &= \frac{\Delta Q_3}{Q_{o(u)} - Q_{отб(u)}} = \frac{\Delta Q_3}{Q_{o(u)} \left(1 - \frac{\sum Q_{отб(u)}}{Q_{o(u)}}\right)} = \\
&= \frac{\left[(\Delta i_o - \Delta \bar{t}_{n.с}) + K_{nn}(\Delta i_{nn}^{//} - \Delta i_{nn}^{'})\right]}{\left[(i_{o(u)} - \bar{t}_{n.с(u)}) + K_{nn}(i_{nn(u)}^{//} - i_{nn(u)}^{'})\right] \left(1 - \frac{Q_{отб(u)}}{Q_{o(u)}}\right)} + \frac{\Delta D_o}{D_{o(u)} \left(1 - \frac{Q_{отб(u)}}{Q_{o(u)}}\right)} + \\
&+ \frac{\Delta D_o \left[(\Delta i_o - \Delta \bar{t}_{n.с}) + K_{nn}(\Delta i_{nn}^{//} - \Delta i_{nn}^{'})\right]}{D_o \left(1 - \frac{Q_{отб(u)}}{Q_{o(u)}}\right) \left[(i_{o(u)} - \bar{t}_{n.с(u)}) + K_{nn}(i_{nn(u)}^{//} - i_{nn(u)}^{'})\right]}
\end{aligned}$$

(5')

Обозначив:

$$\begin{aligned}
\frac{(\Delta i_o - \Delta \bar{t}_{n.с}) + K_{nn}(\Delta i_{nn}^{//} - \Delta i_{nn}^{'})}{\left[(i_{o(u)} - \bar{t}_{n.с(u)}) + K_{nn}(i_{nn(u)}^{//} - i_{nn(u)}^{'})\right]} &= \alpha_{\Delta i} \\
\frac{\Delta D_o}{D_{o(u)}} &= \alpha_{\Delta D_o}
\end{aligned}$$

, получается:

$$\frac{\Delta Q_o}{Q_{o(u)}} = (\alpha_{\Delta i} + \alpha_{\Delta D_o} + \alpha_{\Delta D_o} \cdot \alpha_{\Delta i}) ;$$

(5//)

$$\frac{\Delta Q_3}{Q_{3(u)}} = \frac{(\alpha_{\Delta i} + \alpha_{\Delta D_o} + \alpha_{\Delta D_o} \cdot \alpha_{\Delta i})}{\left(1 - \frac{\sum Q_{отб(u)}}{Q_{o(u)}}\right)}$$

(5///)

12. При неизменных N_T и $Q_{отб(и)}$ поправка к расходу тепла определяется изменениями значений как энтальпии пара, воды так и расхода свежего пара на турбоагрегат.

13. Когда

$$\alpha_{\Delta D_o}$$

и

$$\alpha_{\Delta i} \leq 0,05$$

, произведением

$$\alpha_{\Delta D_o} \cdot \alpha_{\Delta i}$$

можно пренебречь.

14. Содержащиеся в формулах (2^{///}) - (5^{///}) значения изменения расхода свежего пара Δ

D_o (поправки к расходу свежего пара) рекомендуется определять заменой значения изменения мощности турбоагрегата (поправки к мощности), определяемого при условии $D_o = \text{const}$, $Q_{отб} = \text{const}$ или $D_{отб} = \text{const}$ (вследствие отклонения условий, параметров пара, соответствующим эквивалентным изменением расхода свежего пара Δ

D_o из соотношения:

$$D_o = \frac{\Delta}{d_o} \sum_{N_T} \Delta \quad (6)$$

где

d_o – в общем виде коэффициент, характеризующий связь изменений расхода свежего пара и мощности турбоагрегата или относительный прирост расхода свежего пара на единицу мощности турбоагрегата кг/(кВт*ч); т/(МВт*ч) зависимости $D_o = f(N_T)$.

15. Сущность методики определения значения

D_o понятна из рассмотрения на рисунке 1 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям, на котором изображены спрямленные участки зависимости общего вида $D_o = f(N_T, Q_{отб})$, представленные как $D_o = D_{xx} +$

$d_o * N_T + K * Q_{отб}$ при условии $Q_{отб} = \text{const}$. Зависимость 1 на рисунке 1 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям, соответствует исходным условиям работы турбоагрегата и исходным (номинальным) параметрам пара. Изменившиеся условия работы параметры пара при неизменных произвольно выбранных значениях D_{o1} , D_{o2} , D_{o3} вызвали, например, увеличение мощности соответственно на

$$\sum \Delta$$

$$N_{T1},$$

$$\sum \Delta$$

$$N_{T2},$$

$$\sum \Delta$$

N_{T3} . Новые значения мощности (при неизменных D_o и $Q_{отб}$) составляет $N_{T1} +$

$$\sum \Delta$$

$$N_{T1}, N_{T2} +$$

$$\sum \Delta$$

$$N_{T2}, N_{T3} +$$

$$\sum \Delta$$

$$N_{T3}.$$

16. По полученным значениям N_T построенная зависимость 2 на рисунке 1 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям отражает работу того же турбоагрегата, но при измененных условиях, параметрах пара.

17. Из сопоставления значений D_o , определяемых по зависимости 1 и 2 на рисунке 1 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям, для одного и того же значения N_T (в данном примере $N_T = N_{T3}$), и находится значение поправки

$$\Delta$$

$$D_o.$$

18. Из рисунка 1 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям отрезок AC определяет искомое значение

$$\Delta$$

D_o , а отрезок AB – заданное значение

$$\sum \Delta$$

N_T (в данном примере

$$\sum \Delta$$

$$N_T =$$

$$\sum \Delta$$

$$N_{T3}).$$

19. Из рассмотрения прямоугольного треугольника ABC следует, что $AC = \operatorname{tg} \alpha AB$. Поскольку $\operatorname{tg} \alpha =$

$$\frac{AC}{AB} = \frac{\Delta D_o}{\Delta N} = \Delta d_o$$

, а $\Delta B =$

Δ

N , то

Δ

$D_o =$

Δd_o

$\sum \Delta$

N ,

где

Δd_o

– относительный прирост расхода свежего пара на единицу мощности при изменившихся условиях работы, параметрах пара (присущий зависимости 2 рисунка 1 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям).

20. В рассмотренном примере

Δd_o

=

$$\frac{D_{o3} - D_{o2}}{(N_{T3} + \sum \Delta N_{T3}) - (N_{T2} + \sum \Delta N_{T2})}$$

=

=

$$\frac{D_{o3} - D_{o2}}{(N_{T3} - N_{T2}) \left(1 + \frac{\sum \Delta N_{T3} - \sum \Delta N_{T2}}{N_{T3} - N_{T2}} \right)}$$

=

$$\Delta d_o = \frac{D_{o3} - D_{o2}}{(N_{T3} + \sum \Delta N_{T3}) - (N_{T2} + \sum \Delta N_{T2})} =$$

$$= \frac{D_{o3} - D_{o2}}{(N_{T3} - N_{T2}) \left(1 + \frac{\sum \Delta N_{T3} - \sum \Delta N_{T2}}{N_{T3} - N_{T2}} \right)} =$$

$$= \Delta d_{o(u)} \cdot \frac{1}{\left(1 + \frac{\sum \Delta N_{T3} - \sum \Delta N_{T2}}{N_{T3} - N_{T2}} \right)},$$

где

$$\Delta d_{o(u)} = \frac{D_{o3} - D_{o2}}{(N_{T3} - N_{T2})}$$

– относительный прирост расхода свежего пара на единицу мощности по исходной зависимости $D_o = f(N_T)$ (зависимость рисунка 1 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям).

21. В общем виде:

$$\Delta d_o = \Delta d_{o(u)} \cdot \frac{1}{\left(1 + \frac{\sum \Delta N_{T3} - \sum \Delta N_{T2}}{N_{T3} - N_{T2}}\right)}, \quad (7)$$

где $N_{T2} > N_{T1}$.

22. Из выражения (7), связь между

$$\Delta d_{o(u)}$$

и

$$\Delta d_o$$

находится в зависимости от разности поправок к мощности, определяемых для задаваемых значений D_o , в пределах которых находится

$$\Delta d_o$$

.

Когда

$$\sum \Delta N_{T2} = \sum \Delta N_{T1}, \text{ то } \Delta d_{o(u)} = \Delta d_o;$$

$$\sum \Delta N_{T2} = \sum \Delta_{2N_T}$$

и

$$\sum \Delta N_T = \sum \Delta_{1N_T},$$

а

$$\sum \alpha_2 = \sum \alpha_1 = \sum \alpha, \text{ то } \Delta d_o = \Delta d_{o(u)} \cdot \frac{1}{(2 + \sum \alpha)}.$$

(7/)

23. Точность определения значения

Δ

D_o по выражению (6) при заданном значении

$\sum \Delta$

N_T определяется точностью нахождения

Δd_o

. Относительный прирост

Δd_o

рекомендуется определять на конкретном участке зависимости $D_o = f(N_T)$ при $Q_{отб} (D_{отб}) = \text{const}$, ограниченном значениями N_T и $(N_T -$

$\sum \Delta$

$N_T)$ или N_T и $(N_T +$

$\sum \Delta$

$N_T)$, представляя его в виде прямой или в при необходимости – ломаной линией.

24. Приведенные в пунктах 6-27 настоящих Методических указаний по определению значения

Δ

D_o в равной степени распространяются как на конденсационные, так и на теплофикационные турбоагрегаты.

Ниже рассматривается физическое содержание относительного прироста расхода свежего пара.

25. Мощность турбоагрегата при конденсационном режиме, заданных параметрах и расходе свежего пара D_o в общем виде выражается как:

$$N_{T(и)} = D_{o(и)} h_{o(u)}^{P_o - P_2} \eta_{oi(u)}^{P_o - P_2} \left(1 - \frac{\sum (D_{пред(u)} h_{iпер(и)}^{P_{омс} - P_2})}{D_{o(u)} h_{o(u)}^{P_o - P_2} \eta_{oi(u)}^{P_o - P_2}} \right) \frac{1}{860} - \sum \Delta N_{ТА(и)}^{ПOT} .$$

(8)

26. При новом значении расхода свежего пара $(D_{o(и)} +$

Δ

$D_o)$ мощность турбоагрегата составит:

$$(N_{\text{т(и)}} + \Delta N_{\text{т}}) = (D_{\text{о(и)}} + \Delta D_{\text{о}}) h_{\text{о(и)}}^{P_{\text{о}} - P_2} (\eta_{\text{о(и)}}^{P_{\text{о}} - P_2} + \Delta \eta_{\text{о(и)}}^{P_{\text{о}} - P_2}) \cdot$$

$$\left[1 - \frac{\sum [(D_{\text{рег(и)}} + \Delta D_{\text{рег}})(h_{\text{рег(и)}}^{P_{\text{о(и)}} - P_2} + \Delta h_{\text{рег(и)}}^{P_{\text{о(и)}} - P_2})]}{(D_{\text{о(и)}} + \Delta D_{\text{о}}) h_{\text{о(и)}}^{P_{\text{о}} - P_2} (\eta_{\text{о(и)}}^{P_{\text{о}} - P_2} + \Delta \eta_{\text{о(и)}}^{P_{\text{о}} - P_2})} \right] \frac{1}{860} -$$

$$(\sum \Delta N_{\text{т(и)}}^{\text{НОТ}} + \delta \sum \Delta N_{\text{т}}^{\text{НОТ}})$$

(8')

где

$$h_{\text{о(и)}}^{P_{\text{о}} - P_2}$$

– располагаемый теплоперепад на турбину в целом от состояния пара перед стопорным клапаном до давления в конденсаторе P_2 ;

$$\eta_{\text{о(и)}}^{P_{\text{о}} - P_2}$$

– внутренний относительный КПД турбины в целом при исходном значении $D_{\text{о(и)}}$;

$$\Delta \eta_{\text{о(и)}}^{P_{\text{о}} - P_2}$$

– изменение внутреннего относительного КПД турбины в целом при переходе с $D_{\text{о(и)}}$

на $(D_{\text{о(и)}} +$

$$\Delta$$

$D_{\text{о}})$;

$$D_{\text{рег(и)}}, (D_{\text{рег(и)}} +$$

$$\Delta$$

$D_{\text{рег}})$ – расход пара в регенеративный отбор соответственно при исходном значении $D_{\text{о}}$

(и) и новом $(D_{\text{о(и)}} +$

$$\Delta$$

$D_{\text{о}})$;

$$h_{\text{рег(и)}}^{P_{\text{о(и)}} - P_2}, (h_{\text{рег(и)}}^{P_{\text{о(и)}} - P_2} + \Delta h_{\text{рег(и)}}^{P_{\text{о(и)}} - P_2})$$

) – использованные теплоперепады отсека проточной части турбины от точки отбора пара на регенерацию до последней ступени включительно (до давления пара в конденсаторе), соответственно при исходном значении $D_{o(i)}$ и новом ($D_{o(i)} + \Delta D_o$);

$$\delta \sum \Delta N_{IA}^{ПOT}$$

– изменение суммарных потерь мощности турбоагрегата при переходе с $N_{T(i)}$ на ($N_{T(i)} + \Delta N_T$).

Обозначив (1 –

$$K_{pez(u)}^N = \left(1 - \frac{\sum (D_{pez(u)} h_{iper(u)}^{P_{omg} - P_1})}{D_{o(u)} h_{o(u)}^{P_o - P_1} \eta_{oi(u)}^{P_o - P_1}} \right);$$

(1 –

$$K_{pez}^N = \left[1 - \frac{\sum [(D_{pez(u)} + \Delta D_{pez}) (h_{iper(u)}^{P_{omg} - P_1} + \Delta h_{iper}^{P_{omg} - P_1})]}{(D_{o(u)} + \Delta D_o) h_{o(u)}^{P_o - P_1} (\eta_{oi(u)}^{P_o - P_1} + \Delta \eta_{oi}^{P_o - P_1})} \right]$$

и приняв (с достаточной точностью в конечных результатах

$$K_{pez(u)}^N = K_{pez}^N$$

, после алгебраических преобразований, получим:

$$\Delta N_T = (N_{T(i)} +$$

$$\Delta N_T) - N_{T(i)} =$$

$$\Delta D_o h_{o(u)}^{P_o - P_1} \eta_{oi(u)}^{P_o - P_1}$$

(1 –

$$K_{pez(u)}^N$$

$$\frac{1}{860}$$

$$\cdot \left[\frac{\Delta \eta_{oi(u)}^{P_o - P_2}}{\eta_{oi(u)}^{P_o - P_2}} \left(\frac{D_{o(u)}}{\Delta D_o} + 1 \right) + 1 \right] \cdot \left(1 - \frac{\delta \sum \Delta N_{TA}^{ПOT}}{\Delta N_i} \right),$$

(9)

а

$$\Delta d_o = \frac{\Delta D_o}{\Delta N_T} = \frac{860}{h_{o(o)}^{P_o - P_2} \cdot \eta_{oi(u)}^{P_o - P_2} (1 - K_{пез(u)}^N) \left[\frac{\Delta \eta_{oi(u)}^{P_o - P_2}}{\eta_{oi(u)}^{P_o - P_2}} \left(\frac{D_{o(u)}}{\Delta D_o} + 1 \right) + 1 \right] \left(1 - \frac{\delta \sum \Delta N_{TA}^{ПOT}}{\Delta N_i} \right)},$$

(10)

где

$$\frac{\delta \sum \Delta N_{TA}^{ПOT}}{\Delta N_i}$$

– относительный прирост суммарных потерь мощности (механических и электрических) на единицу изменения внутренней мощности (N_i) турбоагрегата.

27. Из выражения (10) относительный прирост расхода свежего пара

d_o зависит в основном от располагаемого теплоперепада на турбину

$$h_{o(u)}^{P_o - P_2}$$

(от начальных параметров свежего пара до давления пара в конденсаторе), уровня внутреннего относительного КПД турбины

$$h_{o(u)}^{P_o - P_2}$$

, влияния изменения внутреннего относительного КПД турбины на ее мощность при изменении расхода свежего пара

$$\left[\frac{\Delta \eta_{oi(u)}^{P_o - P_2}}{\eta_{oi(u)}^{P_o - P_2}} \left(\frac{D_{o(u)}}{\Delta D_o} + 1 \right) + 1 \right]$$

Обозначив сомножитель

$$\left[\frac{\Delta \eta_{oi(u)}^{P_s - P_2}}{\eta_{oi(u)}^{P_s - P_2}} \left(\frac{D_{o(u)}}{\Delta D_o} + 1 \right) + 1 \right]$$

= A, получим:

$$\Delta d_o = \frac{860}{h_{oi(o)}^{P_s - P_2} \cdot \eta_{oi(u)}^{P_s - P_2} (1 - K_{рез(u)}^N) \cdot A \cdot \left(1 - \frac{\delta \sum \Delta N_{IA}^{ПOT}}{\Delta N_i} \right)}, \quad (10')$$

28 При условии сохранения неизменным количества отпускаемого тепла $Q_{отб} = \text{const}$ относительный прирост расхода свежего пара зависит от влияния на мощность турбины изменения расхода пара в отбор при отклонении энтальпии отбираемого пара. Сомножитель A в выражении (10') представляется как:

$$A = \left[\frac{\Delta \eta_{oi(u)}^{P_s - P_2}}{\eta_{oi(u)}^{P_s - P_2}} \left(\frac{D_{o(u)}}{\Delta D_o} + 1 \right) + 1 - \frac{D_{отб(u)} h_{i(u)}^{P_s - P_2} \cdot \Delta i_{отб} \cdot K_1}{\Delta D_o h_{i(u)}^{P_s - P_2} (i_{отб(u)} - \bar{i}_{возв(u)}) (1 - K_{рез(u)}^N)} \right],$$

где $D_{отб(u)}$ — количество отбираемого пара (при исходных условиях);

Δ

$i_{отб}$ — изменение энтальпии отбираемого пара;

$i_{отб(u)}$,

$\bar{i}_{возв(u)}$

— энтальпия соответственно отбираемого пара и возвращаемого в схему конденсата отобранного пара.

29. Ниже приводятся примеры, поясняющие физическую сущность определения поправки к расходу свежего пара через относительный прирост мощности.

30. При отклонении начальных параметров свежего пара и давления пара в конце процесса его расширения в проточной части турбины поправка к мощности (при условии $D_o = \text{const}$) в общем виде определяется изменением использованного теплоперепада на турбину

Δ

h_i . Например, для конденсационной турбины эта поправка выражается в виде:

$$\Delta N_T = \frac{D_{o(u)} \cdot \Delta h_i - [\sum (D_{pez} h_{ippe}^{P_{змс}-P_2}) - \sum (D_{pez(u)} h_{ippe(u)}^{P_{змс}-P_2})]}{860} \cdot \left(\frac{\delta \sum \Delta N_{TA}^{ПОТ}}{\Delta N_i} \right),$$

или поскольку суммы произведений

$$\sum (D_{pez} h_{ippe}^{P_{змс}-P_2}) \text{ и } \sum (D_{pez(u)} h_{ippe(u)}^{P_{змс}-P_2})$$

по расчетам практически равны:

$$\Delta N_T = \frac{D_{o(u)} \cdot \Delta h_i}{860} \cdot \left(\frac{\delta \sum \Delta N_{TA}^{ПОТ}}{\Delta N_i} \right), \quad (11)$$

где

$$\sum (D_{pez} h_{ippe}^{P_{змс}-P_2}), \sum (D_{pez(u)} h_{ippe(u)}^{P_{змс}-P_2})$$

– сумма произведений расхода пара в регенеративный отбор на использованный теплоперепад группы ступеней от точки отбора до последней ступени включительно соответственно при исходных и измененных параметрах пара перед турбиной.

31. Поправка к расходу свежего пара для сохранения исходного значения мощности турбоагрегата составляет:

$$\begin{aligned} \Delta D_o = \Delta d_o \Delta N_T &= \frac{860 \cdot D_{o(u)} \cdot \Delta h_i \left(1 - \frac{\delta \sum \Delta N_{TA}^{ПОТ}}{\Delta N_i} \right)}{h_{o(o)}^{P_o-P_2} \cdot \eta_{oi(u)}^{P_o-P_2} (1 - K_{pez(u)}^N) \cdot A \cdot \left(1 - \frac{\delta \sum \Delta N_{TA}^{ПОТ}}{\Delta N_i} \right) \cdot 860} = \\ &= D_{o(u)} \frac{\Delta h_i}{h_{o(o)}^{P_o-P_2} \cdot \eta_{oi(u)}^{P_o-P_2} (1 - K_{pez(u)}^N) \cdot A}. \end{aligned} \quad (11')$$

32. Из выражения (11'), в рассмотренном примере поправка

ΔD_o пропорциональна отношению изменения использованного теплоперепада к использованному теплоперепаду на турбину в целом (при исходных параметрах пара перед турбиной) и обратно пропорциональна сомножителям $(1 - K_{pez(u)}^N)$ и A .

33. При дополнительном отпуске тепла (пара) от турбины или подводе его в тепловую схему турбоагрегата поправка к мощности турбины (при $D_o = \text{const}$) в общем

виде зависит от изменения расхода пара через соответствующие отсеки проточной части турбины. Например, при дополнительном отпуске тепла (пара) от турбины поправка к внутренней мощности выражается как:

$$\Delta N_{i \text{ о.с.}} = \frac{\Delta D_{\text{отс}} \cdot h_i^{P_{\text{отс}} - P_2} \cdot K_1}{860},$$

а к мощности турбоагрегата –

$$\Delta N_{\text{т.а.}} = \frac{\Delta D_{\text{отс}} \cdot h_i^{P_{\text{отс}} - P_2} \cdot K_1}{860} \left(1 - \frac{\delta \sum \Delta N_{\text{т.а.}}^{\text{пот}}}{\Delta N_i} \right),$$

где

Δ

$D_{\text{отс}}$ – значение, на которое изменился расход пара через отсек проточной части турбины, включающий ступени турбины от точки отбора пара до последней ступени включительно. В данном примере это количество по абсолютному значению равно количеству отобранного пара (

Δ

$D_{\text{отс}} = -$

Δ

$D_{\text{отб}})$;

$h_i^{P_{\text{отс}} - P_2}$

– использованный теплоперепад отсека проточной части турбины от параметров пара в точке отбора до параметров за последней ступенью включительно (в конденсаторе);

K_1 – коэффициент, учитывающий влияние на мощность вторичных изменений расходов пара через отсеки из-за изменения режима работы регенеративных подогревателей при осуществлении дополнительного отпуска тепла, изменения теплоперепада на последнюю ступень турбины.

34. Поправка к расходу свежего пара для сохранения исходного значения мощности турбоагрегата в данном примере составит:

$$\Delta D_o = \Delta d_o \Delta N_{\text{т}} = \left| \frac{860 \cdot \Delta D_{\text{отс}} \cdot h_i^{P_{\text{отс}} - P_2} \cdot K_1 \left(1 - \frac{\delta \sum \Delta N_{\text{т.а.}}^{\text{пот}}}{\Delta N_i} \right)}{h_{o(o)}^{P_o - P_2} \cdot \eta_{oi(u)}^{P_o - P_2} (1 - K_{\text{рег}(u)}^N) \cdot A \cdot \left(1 - \frac{\delta \sum \Delta N_{\text{т.а.}}^{\text{пот}}}{\Delta N_i} \right) \cdot 860} \right| =$$

$$= \Delta D_{\text{отб}} \frac{h_{\text{отб}}^{P_{\text{отб}} - P_2} \cdot K_1}{h_{\text{отб}}^{P_{\text{отб}} - P_2} \cdot \eta_{\text{отб}}^{P_{\text{отб}} - P_2} (1 - K_{\text{рез}}^N) \cdot A} \quad (12)$$

или

$$\Delta D_o = \Delta D_{\text{отб}} \frac{h_{\text{отб}}^{P_{\text{отб}} - P_2} \cdot K_1}{h_{\text{отб}}^{P_{\text{отб}} - P_2} \cdot \eta_{\text{отб}}^{P_{\text{отб}} - P_2} (1 - K_{\text{рез}}^N) \cdot A} \quad (12')$$

где

$$h_{\text{отб}}^{P_{\text{отб}} - P_2}$$

– использованный теплоперепад на турбину в целом при исходных значениях

$$\eta_{\text{отб}}^{P_{\text{отб}} - P_2}$$

35. Из выражения (12'), в рассмотренном примере при дополнительном отпуске тепла (пара) от турбины поправка к расходу свежего пара (для сохранения исходного значения N_T) определяется количеством дополнительно отпущенного пара и отношением использованных теплоперепадов отсека турбины от точки отбора пара до последней ступени включительно к средневзвешенному теплоперепаду турбины в целом. Это тождественно определению поправки с помощью "коэффициентов ценности отбираемого пара (тепла)".

36. На практике значение

$$\Delta$$

D_o для конденсационных, теплофикационных турбин, турбин с противодавлением (при режиме $D_{\text{отб}} = 0$) определяется по имеющемуся значению

$$\sum \Delta N_m$$

из соотношения

$$\frac{\Delta D_o}{D_o} = \frac{\sum \Delta N_m}{N_m}$$

или

$$\Delta D_o = D_o \frac{\sum \Delta N_m}{N_m}$$

. Это справедливо, когда на рассматриваемом участке зависимость $D_o = f(N_T)$

представляется прямо пропорциональной, то есть значения $D_{\text{хх}} = 0$, а $D_o = d_o N_T$ (где

$$\Delta$$

$d_o = d_o$). При не соблюдении зависимости появляется ошибка в поправке, равная D_{xx}

$$\frac{\sum \Delta N_m}{N_m}$$

, поскольку

$$\frac{\Delta D_o}{D_{xx} + \Delta d_o N_m} = \frac{\sum \Delta N_m}{N_m} \text{ и } \Delta D_o = D_{xx} \frac{\sum \Delta N_m}{N_m} + \Delta d_o \sum \Delta N_m$$

Истинное значение

$$\Delta D_o = \Delta d_o \sum \Delta N_m$$

37. Ошибка находится в прямой взаимосвязи со значением D_{xx} , и в отдельных примерах – для турбин с противодавлением и теплофикационных, конденсационных с дроссельным парораспределением – эта ошибка является существенной.

38. При определении значения Δ
 D_o для сохранения исходных значений N_T и $Q_{отб}(D_{отб})$ при дополнительном отпуске тепла (пара) от турбины или подвода его от внешнего источника в схему турбоагрегата широкое распространение в практике используется коэффициент ценности отбираемого пара (тепла), представляющий в общем виде отношение соответственно:

$$\frac{\Delta D_o}{D_{отм}} = \xi \text{ и } \frac{\Delta Q_o}{Q_{отм}} = \xi'$$

или

$$\Delta D_o = \xi \cdot \Delta D_{отб}, \Delta Q_o = \xi' \cdot \Delta Q_{отб}.$$

Сущность "коэффициента ценности отбираемого пара (тепла)" поясняется ниже.

39. При исходных, номинальных условиях без дополнительного отбора пара (тепла) мощность конденсационного турбоагрегата выражается как:

$$N_{т(и)} = \frac{h_{o(u)}^{P_o - P_i} \cdot \eta_{oi(u)}^{P_o - P_i} (1 - K_{рег(u)}^N) \cdot A}{860} \left(1 - \frac{\sum D_{рег} h_{iпп}^{P_{опп} - P_i}}{D_{o(u)} h_{i(u)}^{P_o - P_i}} \right) - \sum \Delta N_{ТА}^{пот}$$

или

$$N_{T(и)} = \frac{\Delta D_{o(u)} \cdot h_{i(u)}^{P_s - P_2} (1 - K_{рез(u)}^N)}{860} - \sum \Delta N_{ТА}^{ПОГ} .$$

(13)

40. При дополнительном отпуске пара

Δ

$D_{отб}$, но неизменном исходном значении $D_{o(и)}$ мощность турбины уменьшится. Для восстановления исходного значения $N_{T(и)}$ расход свежего пара на турбину изменяется на искомое значение

Δ

D_o . Выражение мощности турбоагрегата через расход пара и теплоперепады для примера $D_{отб} = D_{отс}$ имеет вид:

$$N_T = N_{T(и)} = \frac{(D_{o(u)} + \Delta D_o) \cdot (h_{i(u)}^{P_s - P_2} + \Delta h_i^{P_s - P_2}) \left(1 - \frac{(\sum D_{рез} + \Delta D_{рез})(h_{i(рез(u))}^{P_{отс} - P_2} + \Delta h_i^{P_{отс} - P_2})}{(D_o + \Delta D_o)(h_{i(u)}^{P_s - P_2} + \Delta h_i^{P_s - P_2})} \right)}{860} - \frac{\Delta D_{отс} \cdot h_i^{P_{отс} - P_2} \cdot K_1}{860} - \sum \Delta N_{ТА}^{ПОГ} .$$

или

$$N_T = N_{T(и)} = \frac{(D_{o(u)} + \Delta D_o) \cdot (h_{i(u)}^{P_s - P_2} + \Delta h_i^{P_s - P_2}) (1 - K_{рез}^N)}{860} - \frac{\Delta D_{отс} \cdot h_i^{P_{отс} - P_2} \cdot K_1}{860} - \sum \Delta N_{ТА}^{ПОГ} .$$

(13')

41. Принимая без существенного ущерба в точности конечного результата

$$K_{рез(u)}^N = K_{рез}^N$$

и осуществляя необходимые алгебраические преобразования после приравнивания выражений (13) и (13'), получим:

$$\frac{\Delta D_o}{\Delta D_{отс}} = \frac{h_i^{P_{отс} - P_2} \cdot K_1}{h_{i(u)}^{P_s - P_2} \cdot (1 - K_{рез}^N) \left[\frac{\Delta h_i^{P_s - P_2}}{h_{i(u)}^{P_s - P_2}} \left(\frac{\Delta D_{o(u)}}{\Delta D_o} + 1 \right) + 1 \right]} = \xi ,$$

(14)

или

$$\frac{\Delta D_o}{\Delta D_{отб}} = \frac{h_i^{P_{змд}-P_2} \cdot K_1}{h_{i(u)}^{P_2-P_2} \cdot \eta_{oi(u)}^{P_2-P_2} \cdot (1-K_{pez}^N) \left[\frac{\Delta \eta_{oi}}{\eta_{oi(u)}^{P_2-P_2}} \left(\frac{\Delta D_{o(u)}}{\Delta D_o} + 1 \right) + 1 \right]} = \xi, \quad (14/)$$

или

$$\frac{\Delta D_o}{\Delta D_{отб}} = \frac{h_i^{P_{змд}-P_2} \cdot K_1}{h_{i(u)}^{P_2-P_2} \cdot (1-K_{pez}^N) A} = \xi \quad (14//)$$

42. Из выражений (14/) и (14//), значение "коэффициента ценности отбираемого пара (тепла)" зависит в основном от отношения

$$\frac{h_i^{P_{змд}-P_2} \cdot K_1}{h_{i(u)}^{P_2-P_2} \cdot (1-K_{pez}^N)}$$

или

$$\frac{h_i^{P_{змд}-P_2} \cdot K_1}{h_{i(u)}^{P_2-P_2} \cdot \eta_{oi(u)}^{P_2-P_2} \cdot (1-K_{pez}^N)}$$

при заданном значении D_o , от изменения

$$\Delta h_i^{P_o-P_2} (\Delta \eta_{oi}^{P_o-P_2})$$

при переходе с D_o на $D_o +$

$$\Delta D_o.$$

43. При сопоставлении формулы (12') для подсчета значения

$$\Delta D_o \text{ через}$$

$$\Delta d_o($$

$$\Delta D_o =$$

$$\Delta$$

$$d_o$$

$$\Delta$$

N_T) для дополнительного отпуска пара (тепла) от турбины с выражением (14'')

наблюдается их полная идентичность.

44. В существующих в настоящее время методах определения "коэффициентов ценности отбираемого пара (тепла)" для практических расчетов величина

$$\Delta h_i^{P_o-P_2} (\Delta \eta_{oi}^{P_o-P_2})$$

пренебрегается. Допущение оправдано (не приведет к существенным неточностям в конечном результате) при относительно небольших значениях

Δ

D_o и пологом протекании зависимости

$$\eta_{\alpha}^{P_o - P_1}$$

$= f(D_o)$. Оценить заранее влияние этих факторов на конечный результат не всегда представляется. Поэтому в рассмотренном примере (при дополнительном отпуске (подводе) пара, тепла) определение поправки

Δ

D_o через относительный прирост

Δ

d_o предпочтительнее, так как более полно учитывается влияние необходимых факторов без предварительного их анализа.

45. "Коэффициент ценности отбираемого пара (тепла)", когда изменение значения [(

Δ

$$i_o -$$

Δ

$$\bar{i}_{n,e}$$

$$) + K_{пп} ($$

Δ

$$i''_{пп} -$$

Δ

$$i'_{пп}]) \text{ пренебрегается, определяется как:}$$

$$\xi' \frac{\Delta Q_o}{\Delta Q_{отб}} = \xi \frac{[(i_o - \bar{i}_{n,e}) + K_{пп}(i''_{пп} - i'_{пп})]}{(i_{отб} - \bar{i}_{возвр})}.$$

Подставляя в формулу (4)

$$\Delta D_o = \Delta d_o \cdot \Delta N_T$$

, получим в общем виде:

$$\begin{aligned} \Delta Q_3 = D_{o(n)} [(\Delta i_o - \Delta \bar{i}_{n,e}) + K_{пп} (\Delta i''_{пп} - \Delta i'_{пп})] + \\ + \Delta d_o \sum \Delta N_T [(i_{o(n)} - \bar{i}_{n,e(u)}) + K_{пп} (i''_{пп(n)} - i'_{пп(n)})] + \\ + \Delta d_o \sum \Delta N_T [(\Delta i_o - \Delta \bar{i}_{n,e}) + K_{пп} (\Delta i''_{пп} - \Delta i'_{пп})], \end{aligned} \quad (15)$$

или, принимая для упрощения

$$\Delta d_o \approx \Delta d_{o(n)},$$

$$\Delta Q_3 (\Delta Q_o) = D_{o(n)} [(\Delta i_o - \Delta \bar{i}_{n,e}) + K_{пп} (\Delta i''_{пп} - \Delta i'_{пп})] +$$

$$+ \Delta q_{o(n)} \sum \Delta N_T + \delta \Delta q_{o(n)} \sum \Delta N_T .$$

(15')

46. Когда энтальпия свежего пара и пара после промперегрева и зависимости $i'_{пп} = f(D_o)$ и

$\bar{i}_{n,e}$
 $= f(D_o)$ не изменяются или сохраняется равенство

$$\Delta i_o =$$

$$\Delta \bar{i}_{n,e}$$

и

$$\Delta i''_{пп} =$$

$$\Delta i'_{пп},$$

$$\Delta Q_3 (\Delta Q_o) =$$

$$\Delta q_{o(n)} \sum \Delta N_T$$

. (15'')

47. При подсчете поправок к расходу свежего пара

$$\Delta D_o$$

и тепла

$$\Delta Q_o (\Delta Q_3)$$

по заданным

$$\sum \Delta N_T$$

$$\Delta$$

$$d_o,$$

$$\Delta$$

q_o обращает на себя внимание то, что значение

$$\Delta$$

D_o изменения условий работы, параметров пара подсчитывается как

$$\Delta$$

$$D_o =$$

$$\Delta$$

$$d_o$$

$$\sum \Delta N_T$$

. В то же время поправка к расходу тепла по аналогичного вида формуле

$$\Delta$$

$$Q_3 ($$

$$\Delta$$

$$Q_o) =$$

$$\Delta$$

$$q_o$$

$$\sum \Delta N_T$$

определяется только в частном примере, сказанном выше.

48. Во всех других примерах учитывается влияние на расход тепла, изменения соответствующих энтальпий пара (воды), то есть поправку к расходу тепла в абсолютных значениях определяется по формулам (4) или (15'), а в относительных единицах – по формулам (5) – (5'').

49. К подсчету поправок к мощности турбоагрегата при $D_o = \text{const}$, $Q_{отб}(D_{отб}) = \text{const}$.

50. Суммарная поправка к мощности турбоагрегата в общем виде содержит отдельные поправки, отражающие изменение использованных теплоперепадов на группы ступеней (отсеки) или турбину в целом и отклонение расходов пара через отдельные отсеки проточной части при изменении того или иного условия работы турбоагрегата и параметров пара и записывается как:

$$\sum \Delta N_T = \sum \Delta N_T^{\Delta h} + \sum \Delta N_T^{\Delta D_{отб}}$$

или в соответствии со сложившейся практикой в более развернутой форме:

$$\sum \Delta N_T = \Delta N_T^{P_o} + \Delta N_T^{T_o} + \Delta N_T^{T_{nn}} + \Delta N_T^{P_n} + \Delta N_T^{P_r} + \Delta N_T^{P_2} + \Delta N_T^{\Delta D_{n,a}} + \Delta N_T^{\Delta T_{n,a}} + \Delta N_T^{\Delta T_{o,a}} + \Delta N_T^{D_{cmB}} + \Delta N_T^{\Delta D_{cmC}} + \Delta N_T^{\Delta h_i} + \Delta N_T^{\Delta h_{ex}},$$

где

$$\Delta N_T^{P_o}, \Delta N_T^{T_o}, \Delta N_T^{T_{nn}}, \Delta N_T^{P_n}, \Delta N_T^{P_r}, \Delta N_T^{P_2}$$

– поправки на отклонение соответственно давления и температуры свежего пара, температуры пара после промперегрева, давления в регулируемых производственном и теплофикационном отборах и давления отработавшего пара;

$$\Delta N_T^{\Delta D_{n,a}}, \Delta N_T^{\Delta T_{n,a}}, \Delta N_T^{\Delta T_{o,a}}$$

– поправки на отклонение соответственно расхода и нагрева в ПВД питательной воды и нагрева в подогреватель низкого давления (далее – ПНД) основного конденсата;

$$\Delta N_T^{D_{cmB}}$$

– поправка на дополнительный отбор пара от турбины или прием пара (тепла) от постороннего источника;

$$\Delta N_T^{\Delta D_{cmC}}, \Delta N_T^{\Delta h_i}$$

— поправки на дополнительное изменение соответственно расхода пара через отсеки проточной части турбины и использованного теплоперепада отсеков (группы ступеней) из-за отклонений условий помимо упомянутых выше;

$$\Delta N_T^{\Delta h_{ex}}$$

– поправка на изменение потерь с выходной скоростью на последней ступени проточной части турбины.

51. Указанные поправки, определяются с помощью специальных расчетов. Экспериментальным путем определяются поправки на отклонение давления пара в конденсаторе (

$$\Delta$$

$$N_T^{P_2}$$

) и в некоторых примерах на отклонение давления пара в регулируемых отборах (

$$\Delta$$

$$N_T^{P_n}$$

,

$$\Delta N_T^{Pr}$$

).

52. Для сокращения объема работ при расчетах поправок без существенного ущерба в точности конечного результата целесообразны допущения, которые рассматриваются в главе 2 настоящих Методических указаний, либо которые очевидны при применении формул, рекомендуемых для расчетов.

Подробные указания по расчету каждой поправки к мощности изложены далее в соответствующих разделах. В главе 2 настоящих Методических указаний отмечаются общие моменты, характерные для большинства расчетов.

53. В процессе расчета первоначально определяется поправка к внутренней мощности

$$\Delta$$

N_i , переход к поправке к мощности турбоагрегата

$$\Delta$$

N_T осуществляется по формуле:

$$\Delta N_T = \Delta N_i - \sum \Delta N_{TA}^{пот}$$

или

$$\Delta N_T = \Delta N_i \left(1 - \frac{\delta \sum \Delta N_{TA}^{пот}}{\Delta N_i} \right). \quad (16)$$

54. В практических расчетах поправок с достаточной точностью можно принять

$$\frac{\delta \sum \Delta N_{TA}^{пот}}{\Delta N_i}$$

= 0,01 для всего диапазона нагрузок. Тогда:

$$\Delta$$

$$N_T =$$

$$\Delta$$

$$N_i (1 - 0,01) =$$

$$\Delta$$

$$N_i 0,99. (16')$$

55. При расчетах поправок к мощности турбоагрегата (отсека) на отклонение начальных параметров пара, в частности, целесообразны следующие допущения.

56. Мощность турбоагрегата без регулируемых отборов пара при исходных начальных параметрах пара выражается как:

$$N_{T(и)} = \frac{D_{o(u)} h_{i(u)}^{P_2 - P_2} - \sum (D_{p \in z(u)} h_{i(u)}^{P_{\text{отс}} - P_2})}{860} - \sum \Delta N_{TA}^{ПOT};$$

при изменившихся параметрах пара:

$$N_T = \frac{D_{o(u)} (h_{i(u)}^{P_2 - P_2} + \Delta h_i) - [\sum (D_{p \in z(u)} h_{i(u)}^{P_{\text{отс}} - P_2})]}{860} - (\sum \Delta N_{TA}^{ПOT} + \delta \sum N_{TA}^{ПOT}).$$

57. Изменение мощности турбоагрегата (поправка к мощности) составит:

$$\Delta N_T = N_T - N_{T(и)} = \frac{D_{o(u)} \Delta h_i - [\sum (D_{p \in z(u)} h_{i(u)}^{P_{\text{отс}} - P_2}) - \sum (D_{p \in z(u)} h_{i(u)}^{P_{\text{отс}} - P_2})]}{860} - \delta \sum N_{TA}^{ПOT}$$

или

$$\Delta N_T = \frac{\Delta h_i - (\sum (D_{p \in z(u)} h_{i(u)}^{P_{\text{отс}} - P_2}) - \sum (D_{p \in z(u)} h_{i(u)}^{P_{\text{отс}} - P_2}))}{860} (1 - \frac{\delta \sum N_{TA}^{ПOT}}{\Delta N_i}),$$

где

Δh_i – изменение использованного теплоперепада на турбину (от состояния пара перед турбиной до давления пара в конденсаторе);

$$\sum (D_{p \in z(u)} h_{i(u)}^{P_{\text{отс}} - P_2}), \sum (D_{p \in z(u)} h_{i(u)}^{P_{\text{отс}} - P_2})$$

– сумма произведений расхода пара в регенеративный отбор на соответствующий использованный теплоперепад группы ступеней (отсека) от точки отбора пара до последней ступени включительно соответственно при изменившемся и исходных начальных параметрах пара.

58. При отклонении начальных параметров пара произведение $D_{\text{рег}}$

$$h_{i(u)}^{P_{\text{отс}} - P_2}$$

и следовательно, сумма этих сомножителей изменяются незначительно, поскольку отклонение энтальпии пара в точках отбора в общем приводит к противоположным изменениям значений $D_{\text{рег}}$ и

$$h_{i1}^{P_{\text{омб}} - P_2}$$

практически в одинаковом размере. Например, при отклонении температуры свежего пара на 20 °С (для конденсационной турбины без промперегрева) разница [

$$\sum$$

$$(D_{\text{рег}}$$

$$h_{i1}^{P_{\text{омб}} - P_2}$$

$$) -$$

$$\sum$$

$$(D_{\text{рег(и)}}$$

$$h_{i(u)}^{P_{\text{омб}} - P_2}$$

)] составляет 0,2 - 0,3%

$$\sum$$

$$(D_{\text{рег(и)}}$$

$$h_{i(u)}^{P_{\text{омб}} - P_2}$$

). Не учитывая это значение неточность в конечном результате не более 0,03 - 0,04%.

Поэтому в дальнейших расчетах принимается:

$$\sum$$

$$(D_{\text{рег}}$$

$$h_{i1}^{P_{\text{омб}} - P_2}$$

$$) =$$

$$\sum$$

$$(D_{\text{рег(и)}}$$

$$h_{i(u)}^{P_{\text{омб}} - P_2}$$

$$).$$

Тогда:

$$\Delta N_T = \frac{D_{o(u)} \Delta h_i}{860} \left(1 - \frac{\delta \sum N_{TA}^{\text{пот}}}{\Delta N_i} \right)$$

или

$$\Delta N_T = \frac{D_o \Delta h_i}{860} 0,99$$

(17)

59. Для турбоагрегатов, имеющих зависимости расхода свежего пара от мощности (конденсационные турбины и теплофикационные, работающие на конденсационном

режиме), более удобным считается выражение поправки к мощности в относительных единицах (% или в долях):

$$\frac{\Delta N_m}{N_{m(u)}} = \frac{D_{o(u)} \Delta h_i^{P_s - P_z} \cdot 0.99 \cdot 860}{860 \cdot D_{o(u)} \Delta h_{i(u)}^{P_s - P_z} (1 - K_{рег}^N) \eta_{ЭМ}} = \frac{\Delta h_i^{P_s - P_z} \cdot 0.99}{\Delta h_{i(u)}^{P_s - P_z} (1 - K_{рег}^N) \eta_{ЭМ}}, \quad (17')$$

а при постоянстве внутреннего относительного коэффициент полезного действия (далее – КПД) турбины:

$$\frac{\Delta N_m}{N_{m(u)}} = \frac{\Delta h_o^{P_s - P_z} \cdot 0.99}{\Delta h_{o(u)}^{P_s - P_z} (1 - K_{рег}^N) \eta_{ЭМ}}. \quad (17'')$$

60. Выражение $(1 -$

$K_{рег}^N$

) для различных турбоагрегатов (исключая турбины с противодавлением) зависит в основном от давления пара в верхнем регенеративном отборе (от уровня температуры питательной воды за ПВД), а конструктивные особенности турбины влияют на это значение несущественно.

61. Для турбин с противодавлением выражение $(1 -$

$K_{рег}^N$

) относится к значению противодавления.

62. На рисунке 2 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям, приведены зависимости усредненных (для различных типов турбин) значений выражения $(1 -$

$K_{рег}^N$

) от давления пара в 1 верхнем регенеративном отборе пара, которые могут быть использованы при расчетах поправок. Для типа теплофикационная турбина с противодавлением (далее – P) при отличии противодавления от указанных на рисунке 2 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям, значение выражения $(1 -$

$K_{рег}^N$

) определяется с помощью интерполирования.

63. Для турбин с регулируемыми отборами пара типов теплофикационная турбина с двумя регулируемыми отборами пара на парового теплофикацию (далее – T), теплофикационная турбина с регулируемым отбором пара на парового потребителя (далее – $П$) и теплофикационная турбина с двумя регулируемыми отборами пара на парового потребителя и на теплофикацию (далее – $ПТ$) мощность при исходных начальных параметрах пара в общем виде составит:

$$N_{T(И)} = \frac{D_{o(u)} h_{i(u)}^{P_o - P_2} - \sum (D_{пер(u)} h_{i(u)}^{P_{омс} - P_2}) - \sum (D_{омс(u)} h_{i(u)}^{P_2 - P_2}) K_1}{860} - \sum N_{ТА}^{ПOT}$$

,

где

$$h_{i(u)}^{P_o - P_2}$$

– использованный теплоперепад от параметров регулируемого отбора до параметров за последней ступенью турбины (в конденсаторе),

а при изменившихся параметрах пара:

$$N_T = \frac{D_{o(u)} (h_{i(u)}^{P_o - P_2} - \Delta h_{i(u)}^{P_o - P_2}) - \sum (D_{пер(u)} h_{i(u)}^{P_{омс} - P_2}) - \sum (D_{омс(u)} h_{i(u)}^{P_2 - P_2}) K_1}{860} - (\sum \Delta N_{ТА}^{ПOT} + \delta \sum \Delta N_{ТА}^{ПOT})$$

64. Изменение мощности турбоагрегата (поправка) при условии, что $D_{отб} = \text{const}$,

$$K_1^1$$

$$= K_1;$$

$$\sum$$

$$(D_{пер}$$

$$h_{i(u)}^{P_{омс} - P_2}$$

$$) =$$

$$\sum$$

$$(D_{пер(и)}$$

$$h_{i(u)}^{P_{омс} - P_2}$$

$$),$$

$$1 - \frac{\delta \sum N_{ТА}^{ПOT}}{\Delta N_i}$$

$$= 0,99$$

и

$$h_{i(u)}^{P_o - P_2}$$

$$=$$

$$h_{i(u)}^{P_o - P_2}$$

$$+$$

$$\Delta h_i^{P_o - P_2}$$

, составит:

$$\Delta N_T = N_T - N_{T(н)} = \frac{[D_{o(u)} \Delta h_i^{P_o - P_2} - \sum (D_{отб(u)} \Delta h_i^{P_o - P_2}) K_1]}{860} \cdot 0,99$$

или

$$\Delta N_T = D_{o(н)} \Delta h_i^{P_o - P_2} \cdot \left[1 - \sum \left(\frac{D_{отб} \Delta h_i^{P_o - P_2} K_1}{D_o \Delta h_i^{P_o - P_2}} \right) \right] \frac{0,99}{860} .$$

(18)

65. Для сохранения постоянного отпуска тепла из регулируемых отборов при отклонении начальных параметров пара расход пара регулируемого отбора изменяется на значение:

$$\Delta D_{отб} = \frac{\Delta i_{отб}}{(i_{отб} - t_{возвр})} D_{отб}$$

66. При работе турбоагрегата по электрическому графику изменение расхода пара в регулируемый отбор при неизменном значении D_o обеспечивается соответствующим изменением расхода пара через отсеки проточной части турбины, расположенные за регулируемым отбором пара. Поправка к мощности турбоагрегата:

$$\Delta N_T = \{ D_{o(н)} \Delta h_i^{P_o - P_2} - [\sum [(D_{отб(н)} + \Delta D_{отб}) (h_{i(u)}^{P_o - P_2} + \Delta h_i^{P_o - P_2}) K_1] - \sum D_{отб(н)} h_{i(u)}^{P_o - P_2}] \} \frac{0,99}{860} .$$

67. После соответствующих алгебраических преобразований и с учетом, что значение произведения величин

$$\Delta D h_i$$

К пренебрежимо мало, получим:

$$\Delta N_T = D_{o(u)} \cdot \Delta h_i^{P_o - P_2} \left[1 - \sum \left(\frac{D_{отб(u)} \Delta h_i^{P_o - P_2} K_1}{D_{o(u)} \Delta h_i^{P_o - P_2}} \right) \right] \frac{0,99}{860} - \sum (\Delta D_{отб} h_i^{P_o - P_2} K_1) \frac{0,99}{860} .$$

(18')

68. Для турбин с регулируемыми отборами пара в приведенных выше формулах под изменением использованного теплоперепада на турбину в целом (

$$\Delta h_i^{P_o - P_2}$$

) подразумевается сумма изменений использованных теплоперепадов отсеков (частей) проточной части турбины, на которые условно разделена вся проточная часть турбины. Количество отсеков (частей) определяется как $n + 1$, где n – число регулируемых отборов пара. Под изменением теплоперепада от точки регулируемого отбора до последней ступени турбины (

$$\Delta h_i^{P_o - P_2}$$

) подразумевается сумма изменений использованных теплоперепадов отсеков (частей), расположенных за рассматриваемым регулируемым отбором пара.

Например, для турбины с регулируемыми производственным и теплофикационным отборами пара

$$\Delta h_i^{P_o - P_2}$$

=

$$\Delta$$

$$h_{i\text{чвд}} +$$

$$\Delta$$

$$h_{i\text{чсд}} +$$

$$\Delta$$

$$h_{i\text{чнд}}, \text{ для производственного отбора пара}$$

$$\Delta h_i^{P_o - P_2}$$

=

$$\Delta$$

$$h_{i\text{чсд}} +$$

$$\Delta$$

$$h_{i\text{чнд}}, \text{ для теплофикационного отбора}$$

$$\Delta h_i^{P_o - P_2}$$

=

$$\Delta$$

$$h_{i\text{чнд}}.$$

В данном примере турбина условно разделена на три отсека: часть высокого давления (далее - ЧВД) включает в себя проточную часть от стопорного клапана до регулируемого производственного отбора пара; часть среднего давления (далее - ЧСД)

– проточную часть от камеры производственного регулируемого отбора пара до теплофикационного регулируемого отбора пара; часть низкого давления (далее - ЧНД) – от камеры регулируемого теплофикационного отбора пара до последней ступени включительно.

69. Для турбин с одним регулируемым отбором пара разделение следующее: ЧВД – от стопорного клапана до регулируемого отбора пара и ЧНД – от регулируемого отбора пара до последней ступени включительно.

70. При наличии характеристик (отдельных отсеков или частей) турбины, расположенных за регулируемыми отборами пара) зависимости внутренней мощности отсека от расхода пара на входе в него, по которым определяется относительный прирост расхода пара по мощности

$$\Delta d_{\text{отс}} = \frac{\Delta D}{\Delta N_i}$$

, последний член в выражении (18/) представляется в виде:

$$\frac{(\Delta D_{\text{отс}} h_i^{P_s - P_2} K_1)}{860} 0,99 = \sum \frac{\Delta D_{\text{отс}}}{\Delta d_{\text{отс}}} .$$

71. В общем виде:

$$\Delta N_T = \frac{D_o h_i^{P_s - P_2} \left[1 - \sum \left(\frac{D_{\text{отс}(u)} \Delta h_i^{P_s - P_2} K_1}{D_{o(u)} \Delta h_i^{P_s - P_2}} \right) \right] 0,99}{860} - \sum \frac{\Delta D_{\text{отс}}}{\Delta d_{\text{отс}}^{P_{\text{отс}} - P_2}}$$

(18//)

72. Для турбин с двумя регулируемыми отборами пара:

$$\sum \frac{\Delta D_{\text{отс}}}{\Delta d_{\text{отс}}^{P_{\text{отс}} - P_2}} = \frac{\Delta D_{\text{отс}}}{\Delta d_{\text{чсд}} + \Delta d_{\text{чнд}}} = \frac{\Delta D_{\text{отс}}^n}{\Delta d_{\text{чнд}}^n} ,$$

$$\Delta N_T = \frac{D_o h_i^{P_s - P_2} \left[1 - \frac{D_{\text{отс}}^n \Delta h_i^{P_s - P_2}}{D_o \Delta h_i^{P_s - P_2}} - \frac{D_{\text{отс}}^m \Delta h_i^{P_s - P_2}}{D_o \Delta h_i^{P_s - P_2}} \right] 0,99}{860} - \frac{\Delta D_{\text{отс}}^n}{\Delta d_{\text{чсд}} + \Delta d_{\text{чнд}}} - \frac{\Delta D_{\text{отс}}^m}{\Delta d_{\text{чнд}}} .$$

(18///)

73. Когда отсутствуют данные по внутреннему относительному КПД отсеков (частей) турбины для расчета значения

$$\Delta h_i^{P_s - P_2}$$

, поправку к мощности и для турбин с регулируемыми отборами пара выражают в относительных единицах

$$\frac{\Delta N_m}{N_m}$$

. Представив N_T в виде:

$$N_T = \frac{D_o h_{i(u)}^{P_o-P_2} (1-K_{pez}^N) \left[1 - \sum \left(\frac{D_{отб}}{D_o} \frac{\Delta h_{i(u)}^{P_o-P_2} K_1}{\Delta h_{i(u)}^{P_o-P_2} (1-K_{pez}^N)} \right) \right]}{860} \eta_{эм}$$

и, обозначив,

$$\frac{\Delta h_i^{P_o-P_2} \cdot K_1}{\Delta h_i^{P_o-P_2}} = a, \quad \frac{\Delta h_i^{P_o-P_2} \cdot K_1}{h_{i(u)}^{P_o-P_2} (1-K_{pez}^N)} = b,$$

после алгебраических преобразований получим:

1) при $D_{отб} = \text{const}$

$$\frac{\Delta N_m}{N_m} = \frac{\Delta h_i^{P_o-P_2} \left[1 - \sum \left(\frac{D_{отб}}{D_o} a \right) \right] 0,99}{\Delta h_{i(u)}^{P_o-P_2} (1-K_{pez}^N) \left[1 - \sum \left(\frac{D_{отб}}{D_o} b \right) \right] \eta_{эм}} ;$$

(19)

2) при $Q_{отб} = \text{const}$

$$\frac{\Delta N_m}{N_m} = \frac{\Delta h_i^{P_o-P_2} \left[1 - \sum \left(\frac{D_{отб}}{D_o} a \right) \right] 0,99}{\Delta h_{i(u)}^{P_o-P_2} (1-K_{pez}^N) \left[1 - \sum \left(\frac{D_{отб}}{D_o} b \right) \right] \eta_{эм}} - \sum (\Delta D_{отб} \cdot b) \frac{1}{D_j \left[1 - \sum \left(\frac{D_{отб}}{D_o} b \right) \right] \eta_{эм}} 0,99$$

(19')

или

$$\frac{\Delta N_m}{N_m} = \frac{\Delta h_i^{P_o-P_2} \left[1 - \sum \left(\frac{D_{отб}}{D_o} a \right) \right] 0,99}{\Delta h_{i(u)}^{P_o-P_2} (1-K_{pez}^N) \left[1 - \sum \left(\frac{D_{отб}}{D_o} b \right) \right] \eta_{эм}} - \frac{\Delta i_{отб} \sum \left(\frac{D_{отб}}{D_o} b \right) 0,99}{(i_{отб} - \bar{i}_{возв}) \left[1 - \sum \left(\frac{D_{отб}}{D_o} b \right) \right] \eta_{эм}} | .$$

(19'')

74. Коэффициент b при отсутствии данных для его прямого вычисления определяется из диаграммы режимов турбины с учетом выражения (12'), принимая $h_i^{P_{отб}-P_2} = h_i^{P_o-P_2}$

и, без существенной неточности в конечном результате, $A = 1$ (см. в пунктах 180-193 настоящих Методических указаний).

75. Коэффициент a можно представить в виде:

$$a = \frac{\Delta h_{i(u)}^{P_s - P_2} \cdot K_1}{\Delta h_{i(u)}^{P_s - P_2}} = \frac{\Delta h_{i(u)}^{P_s - P_2} \cdot \left(\frac{h_o^{P_s - P_2} \eta_{oi}^{P_s - P_2}}{h_{o(u)}^{P_s - P_2} \cdot \eta_{oi}^{P_s - P_2}} - 1 \right) \cdot K_1}{\Delta h_{i(u)}^{P_s - P_2} \cdot \left(\frac{h_o^{P_s - P_2} \eta_{oi}^{P_s - P_2}}{h_{o(u)}^{P_s - P_2} \cdot \eta_{oi}^{P_s - P_2}} - 1 \right)}.$$

или при практическом равенстве

$$\eta_{oi}^{P_s - P_2} = \eta_{oi(u)}^{P_s - P_2}, \quad \eta_{oi}^{P_s - P_2} = \eta_{oi(u)}^{P_s - P_2}$$

$$a = b(1 - K_{pse}^N) = \frac{\left(\frac{h_o^{P_s - P_2}}{h_{o(u)}^{P_s - P_2}} - 1 \right)}{\left(\frac{h_o^{P_s - P_2}}{h_{o(u)}^{P_s - P_2}} - 1 \right)}, \quad (20)$$

где

$$h_o^{P_s - P_2}, h_o^{P_s - P_2} \text{ и } h_{o(u)}^{P_s - P_2}, h_{o(u)}^{P_s - P_2}$$

– располагаемые теплоперепады соответственно при изменившихся и исходных параметрах пара; с индексом (

$$P_p^c$$

– P_2) – от состояния пара перед соплами 1 ступени за камерой отбора до состояния в конденсаторе, с индексом (

$$P_o^c$$

– P_2) – от состояния пара перед соплами 1 ступени турбины до состояния в конденсаторе.

76. Для турбины с двумя регулируемыми отборами пара типов П и Т:

1) для отбора П

$$h_o^{P_s - P_2} = h_o^{P_s - P_m} + h_o^{P_s - P_2}$$

и

$$h_{o(u)}^{P_s - P_2} = h_{o(u)}^{P_s - P_m} + h_{o(u)}^{P_s - P_2}$$

;

2) для отбора теплофикационной турбины с регулируемым отбором пара на теплофикацию (далее – Т)

$$h_{o(P_2)}^{P_2-P_2} = h_{o(P_2)}^{P_2-P_2}$$

и

$$h_{o(u)}^{P_2-P_2} = h_{o(u)}^{P_2-P_2}$$

;

$$\sum \left(\frac{D_{отб}}{D_o} \cdot a \right) = \frac{D_n}{D_o} \cdot a_n + \frac{D_m}{D_o} \cdot a_m.$$

77. Располагаемые теплоперепады определяются по *is*-диаграмме в соответствии с заданными условиями и изменениями начальных параметров пара согласно рисунку 3в, приложения 3 к настоящим Методическим указаниям. Выражение (1 –

$$K_{рег}^N$$

) принимается по рисунку 2 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям, когда известны значения давлений пара в 1 регенеративном отборе.

78. Значение поправки к мощности турбоагрегата при отклонении начальных параметров пара и $D_o = \text{const}$ пропорционально изменению использованного теплоперепада на турбину (отсек)

$$\Delta$$

h_1 . Анализ показывает, что основными составляющими, формирующими это изменение при переходе со значений $P_{o(и)}$ (

$$P_{o(u)}^c$$

), $t_{o(и)}$ (

$$t_{o(u)}^c$$

) на новые P_o (

$$P_o^c$$

), t_o (

$$t_o^c$$

), являются изменения:

1) располагаемого теплоперепада турбины (отсека)

$$\Delta h_o^{P_o^c-P_2}$$

, определяемого от состояния пара перед соплами 1-й ступени турбины (отсека)

$$\Delta h_o^{P_o^c-P_2}$$

по средневзвешенному давлению пара (перед соплами 1-й ступени)

$P_o^{P_c}$

и начальной энтальпии пара i_o ;

2) потерь от влажности пара – для доли теплоперепада, расположенного ниже линии $X = 1$ (где X – степень сухости пара)

$$\Delta \eta_{oi(x)}^{P_s - P_2}$$

;

3) КПД регулирующей 1-й ступени турбины (отсека) за счет отклонения параметра

$$\frac{u}{c_o}$$

, вследствие изменения располагаемого теплоперепада на эту ступень

$$\Delta \eta_{oi(p,cm)}^{P_s - P_2}$$

,

где u – окружная скорость вращения рабочего диска регулирующей ступени;

c_o – теоретическая скорость истечения пара из сопл регулирующей ступени.

79. Принимая во внимание перечисления подпунктов 2 и 3 пункта 81, и что

$$\frac{\Delta h_i^{P_s - P_2}}{h_{i(u)}^{P_s - P_2}} = \frac{\Delta h_i^{P_s - P_2}}{h_{i(u)}^{P_s - P_2}}$$

, можно записать:

$$\frac{\Delta h_i^{P_s - P_2}}{h_{i(u)}^{P_s - P_2}} = \frac{\Delta h_o^{P_s - P_2}}{h_{o(u)}^{P_s - P_2}} + \frac{\Delta \eta_{oi(x)}^{P_s - P_2}}{\eta_{oi(u)}^{P_s - P_2}} + \frac{\Delta \eta_{oi(p,cm)}^{P_s - P_2}}{\eta_{oi(u)}^{P_s - P_2}} \quad (21)$$

,

где

$$\frac{\Delta \eta_{oi(x)}^{P_s - P_2}}{\eta_{oi(u)}^{P_s - P_2}}$$

и

$$\frac{\Delta \eta_{oi(p,cm)}^{P_s - P_2}}{\eta_{oi(u)}^{P_s - P_2}}$$

– поправки, учитывающие влияние на значение

$$\Delta h_i^{P_s - P_2}$$

изменения соответственно потерь от влажности пара и КПД регулирующей ступени (за счет изменения параметра

$$\frac{u}{c_o}$$

).

80. При практических расчетах, когда изменения давления и температуры пара перед соплами 1-й ступени вызывают изменение потерь от влажности пара, удобнее

изменение располагаемого теплоперепада турбины (отсека) и значения потерь от влажности определять одновременно, то есть представляя, что:

$$\frac{\Delta h_i^{P_s-P_2}}{h_{i(u)}^{P_s-P_2}} = \frac{\Delta h_{ox}^{P_s-P_2}}{h_{ox(u)}^{P_s-P_2}} + \frac{\Delta \eta_{oi(p.cm)}^{P_s-P_2}}{\eta_{oi(u)}^{P_s-P_2}} .$$

(22)

81. Когда процесс расширения пара протекает полностью в зоне перегретого пара, при расчетах поправок используется соотношение:

$$\frac{\Delta h_i^{P_s-P_2}}{h_{i(u)}^{P_s-P_2}} = \frac{\Delta h_o^{P_s-P_2}}{h_{o(u)}^{P_s-P_2}} + \frac{\Delta \eta_{oi(p.cm)}^{P_s-P_2}}{\eta_{oi(u)}^{P_s-P_2}} ,$$

(23)

В примерах, когда изменение располагаемого теплоперепада на регулируемую ступень несущественно, принимается

$$\Delta \eta_{oi(p.cm)}^{P_s-P_2}$$

= 0.

82. Методика определения значений

$$\frac{\Delta h_{ox}^{P_s-P_2}}{h_{ox(u)}^{P_s-P_2}} , \quad \frac{\Delta h_o^{P_s-P_2}}{h_{o(u)}^{P_s-P_2}} ,$$

и

$$\frac{\Delta \eta_{oi(p.cm)}^{P_s-P_2}}{\eta_{oi(u)}^{P_s-P_2}}$$

приводится в пунктах 195-277 настоящих Методических указаний.

83. К подсчету поправок к мощности теплофикационного турбоагрегата при работе его по тепловому графику при $Q_{отб} = \text{const}$

При работе теплофикационных турбин по тепловому графику заданной является тепловая нагрузка отборов – количество отпускаемого от турбины тепла или (реже) количества отбираемого пара. Отклонение тех или иных условий работы турбоагрегата, параметров пара перед турбиной и регулируемых отборов при неизменном расходе свежего пара на турбину приводит к изменению как мощности турбоагрегата, так и количества отпускаемого тепла (пара). Для сохранения неизменной заданной тепловой нагрузки отборов необходимо соответствующее изменение расхода свежего пара. Таким образом, при отклонении условий работы, параметров пара поправки вносятся к значениям мощности и расхода свежего пара (тепла). В общем виде поправка к расходу свежего пара на турбину составляется:

$$\sum \Delta D_o = \sum \frac{\Delta D_{отб}}{(1 - K_{рег}^D)} \quad (24)$$

Поправка к мощности турбоагрегата определяется двумя составляющими, учитывающими изменение мощности вследствие:

1) изменения условий, параметров пара без корректировки мощности на отклонения количества отпускаемого тепла (пара)

$$\Delta N_{т(1)};$$

2) изменения расхода свежего пара для обеспечения неизменного количество отпускаемого тепла (пара)

$$\Delta N_{т(2)}.$$

$$\sum \Delta N_t = \Delta N_{т(1)} + \Delta N_{т(2)}.$$

84. Выражение (1-

$K_{рег}^N$
) учитывает связь

$$\Delta D_{отб}^c$$

ΔD_o , коэффициент

$$K_{рег}^N = \frac{\sum D_{рег}}{D_o},$$

где
 $\sum$

$D_{рег}$ – сумма расходов пара на регенеративные подогреватели из отсека проточной части от стопорного клапана до рассматриваемого регулируемого отбора (включая расход пара на регенеративный подогреватель, подключенный к регулируемому отбору).

85. При отсутствии прямых данных для расчета выражение (1 –

$K_{рег}^N$
) определяется по рисунку 4 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям, когда известны давления пара в 1 регенеративном отборе пара и температура конденсата (питательной воды), поступающего в регенеративный подогреватель,

подключенный к рассматриваемому регулируемому отбору или к первому (по ходу конденсата, воды) подогревателю, относящемуся к данному отсеку.

86. При отклонении начальных параметров пара поправка к мощности в относительных единицах при работе турбоагрегата по тепловому графику и неизменном расходе тепла в отбор в общем виде выражается как:

$$\frac{\Delta N_m}{N_m} = \frac{\Delta h_{ох}^{P_2 - P_1}}{\Delta h_{ох}^{P_2 - P_1} (1 - K_{рег}^N)} \left\{ \frac{\left[1 - \sum \left(\frac{D_{отб}}{D_o} a \right) \right]}{\left[1 - \sum \left(\frac{D_{отб}}{D_o} b \right) \right]} \right\} \frac{0,99}{\eta_{зм}} - \frac{\Delta D_{отб} \cdot 0,99}{(1 - K_{рег}^D) \cdot \Delta d_o^{P_2 - P_1} \cdot N_m} \cdot$$

(25)

87. Для турбин типа Р

$$\frac{\Delta N_m}{N_m} = \frac{\Delta h_{ох}^{P_2 - P_1} \cdot 0,99}{\Delta h_{ох}^{P_2 - P_1} (1 - K_{рег}^N) \cdot \eta_{зм}} - \frac{\Delta D_{пр} (\Delta D_{отб})}{\Delta d_o \cdot (1 - K_{рег}^D) \cdot N_m}$$

(25')

88. В выражениях (25) и (25')

$\Delta d_o^{P_2 - P_1}$

и

Δd_o

– относительные приросты расхода пара на входе на единицу мощности соответственно отсека турбины от стопорного клапана до рассматриваемого регулируемого отбора и турбины в целом, сомножитель $(1 - K_{рег}^N$

) учитывает расходы пара на регенеративные подогреватели, относящиеся к данным отсекам турбины.

89. Значения

$\Delta d_o^{P_2 - P_1}$

и

Δd_o

принимаются по зависимостям $N_{\text{отс}} = f(D_{\text{отс}})$ и $N_T = f(D_o)$, построенным либо по результатам тепловых испытаний, либо по данным теплового расчета турбины (отсека). Кроме этого, с достаточной точностью значения

$\Delta d_o^{P_2 - P_1}$

могут быть найдены из диаграммы режимов турбины (в пунктах 132-136 настоящих Методических указаний).

90. К определению отношений

$$\frac{\Delta h_{ox}^{P_s - P_2}}{h_{ox(u)}^{P_s - P_2}} = \frac{\Delta h_o^{P_s - P_2}}{h_{o(u)}^{P_s - P_2}}$$

и

$$\frac{\Delta \eta_{oi(p,cm)}^{P_s - P_2}}{\eta_{oi(u)}^{P_s - P_2}}$$

при расчете поправок на отклонение начальных параметров пара.

Под термином "начальные параметры пара" здесь и далее подразумеваются либо давление и температура свежего пара перед стопорным клапаном турбины (P_o, t_o), либо давление и температура (энтальпия) пара перед регулирующим паровпуск органом отдельного отсека (части) турбины ($P_{отб}, t_{отб}, i_{отб}$).

91. Для конденсационных турбин без промперегрева пара или отдельных отсеков (частей) теплофикационных турбин и турбин с промперегревом пара в процессе расширения пара заканчивается в области влажного пара.

92. При изменении начальных параметров пара происходит изменение располагаемого теплоперепада на турбину (отсек) и смещение процесса расширения пара в область большей или меньшей влажности пара, что приводит к увеличению или уменьшению потерь энергии пара от его влажности, то есть к изменению его работоспособности.

93. В настоящих Методических указаниях учет изменения располагаемого теплоперепада и потерь от влажности рекомендуется осуществлять одновременно по формуле:

$$\begin{aligned} \frac{\Delta h_{ox}^{P_s - P_2}}{h_{ox(u)}^{P_s - P_2}} &= \frac{\left[h_i^{P_s - x_1} + h_i^{x_1 - x_2} \left(\frac{1 + x_2}{2} \right) \right] - \left[h_{i(u)}^{(x_1 - x_2)u} \left(\frac{1 + x_2(u)}{2} \right) \right]}{\left[h_{i(u)}^{(P_s - x_1)u} + h_{i(u)}^{x_1 - x_2} \left(\frac{1 + x_2(u)}{2} \right) \right]} = \\ &= \frac{h_i^{P_s - x_1} + h_i^{x_1 - x_2} \left(\frac{1 + x_2}{2} \right)}{h_{i(u)}^{(P_s - x_1)u} + h_{i(u)}^{x_1 - x_2} \left(\frac{1 + x_2(u)}{2} \right)} - 1, \end{aligned} \quad (26)$$

где

$$h_i^{P_s - x_1}, h_i^{x_1 - x_2}, h_{i(u)}^{(P_s - x_1)u}$$

и

$$h_{i(u)}^{(x_1 - x_2)u}$$

— использование теплоперепада турбины (отсека) по предварительно принятому процессу расширения пара соответственно от состояния пара перед соплами 1-й

ступени турбины (отсека) до пересечения линии расширения пара с линией степени сухости пара $x = x_1 = 1$ и от этой точки до точки пересечения с линией $x = x_2$ при новых и исходных начальных параметрах пара (рисунок 3, а – 3, д приложения 3 к настоящим Методическим указаниям).

94. Процесс расширения пара в турбине (отсеке) строится в i - s -диаграмме на основании принимаемых значений КПД

$$\eta_{oi}^{P_s - P_2} = \eta_{oi(u)}^{P_s - P_2}$$

. Начальная точка процесса определяется пересечением линий $i = i_0$ и $P =$

$$P_0^c$$

, конечная – пересечением линий энтальпии пара $i = i_{x2}$ и степени сухости $x = x_2$ в конце процесса расширения. Значение i_{x2} находится по выражению:

$$i_{x2} = i_0 - h_o^{P_s - P_2} \cdot \eta_{oi}^{P_s - P_2},$$

где

$$h_o^{P_s - P_2} = i_0 - i_{2t}$$

– располагаемый теплоперепад;

i_{2t} – энтальпия пара в конце теоретического процесса расширения пара, определяемая пересечением линии энтропии пара по состоянию пара перед соплами 1-й ступени

$$s_o^c$$

с линией давления пара в конце процесса расширения – давления отработавшего пара $P = P_2$.

Заданный процесс расширения пара представляется прямой линией, соединяющей начальную и конечную точку процесса.

В точке пересечения линии расширения пара с линией $x = x_1 = 1$ находится энтальпия пара i_{x1} .

95. Определяются теплоперепады при исходных параметрах пара в зоне перегретого пара

$$h_{i(u)}^{(P_s - x_1)u}$$

$$= i_{o(i)} - i_{x1(i)} \text{ и в зоне влажного пара}$$

$$h_{i(u)}^{(x_1 - x_2)u}$$

$$= i_{x1(i)} - i_{x2(i)}, \text{ при новых параметрах пара соответственно}$$

$$h_i^{P_s - x_1}$$

$$= i_0 - i_{x1},$$

$$h_i^{x_1-x_2}$$

$$= i_{x1} - i_{x2}.$$

96. Когда процесс расширения пара в турбине (отсеке) происходит полностью в области перегретого пара, при расчете поправок учитывают изменение располагаемых теплоперепадов от состояния пара перед соплами 1-й ступени турбины (отсека):

$$\frac{\Delta h_o^{P_o^c - P_2}}{h_{o(u)}^{P_o^c - P_2}} = \frac{(i_o - i_{2t}) - (i_{o(u)} - i_{2t(u)})}{i_{o(u)} - i_{2t(u)}} = \frac{i_o - i_{2t}}{i_{o(u)} - i_{2t(u)}} - 1 \quad .$$

(26')

97. На рисунках 3, а -3, д приложения 3 к настоящим Методическим указаниям, иллюстрируется нахождение необходимых теплоперепадов для расчета поправок с использованием i -диаграммы. Принято, что

$$P_o^c = P_{o(u)}^c$$

$$\text{и } P_2 = P_{2(u)}.$$

98. Величины давления при исходных и измененных начальных параметрах пара могут быть и не равны.

99. На рисунке 3, в приложения 3 к настоящим Методическим указаниям, иллюстрируется определение необходимых теплоперепадов теплофикационной турбины с двумя регулируемыми отборами пара типа ПТ.

Относительное изменение теплоперепада для турбин этого типа составляет:

$$\frac{\Delta h_{ок}^{P_o^c - P_2}}{h_{ок(u)}^{P_o^c - P_2}} = \frac{(h_{ичс} + h_{ичс} + h_{ичн})}{h_{i(u)чсд} + h_{i(u)чсд} + h_{i(u)чнд}} - 1 \quad ,$$

где,

$$h_{ичнд} = (i_o - i_{2тчнд}) \eta_{октн}^{P_o^c - P_2} ; i_{2тчнд} = i_o$$

$$h_{ичсд} = (i_{2чнд} - i_{2тчсд}) \eta_{октн}^{P_o^c - P_2} ; i_{2чнд} = i_{2тчнд} - h_{ичнд} ;$$

$$h_{ичнд(х)} = (i_{2чнд} - i_{2тчнд}) \eta_{октн}^{P_o^c - P_2} ; i_{2чнд} = i_{2чнд} - h_{ичнд(х)} ;$$

$$h_{ичнд} = (i_{2чнд} - i_{х1}) + (i_{х1} - i_{2чнд}) \left(\frac{1 + x_2}{2} \right).$$

Аналогично определяются теплоперепады и для исходных условий (с индексом i).

100. Давления

$$P_n^c$$

и

$$P_m^c$$

находятся по зависимостям

$$P_n^c = f(D_{\text{чсд}}^{\text{ex}})$$

и

$$P_m^c = f(D_{\text{чнд}}^{\text{ex}})$$

конкретных турбин, а при их отсутствии используются аналогичные зависимости однотипных турбин (с однотипным регулированием паровпуска в отсек), представленные в относительных единицах:

$$\frac{P_n^c}{P_n} = f\left(\frac{D_{\text{чсд}}^{\text{ex}}}{D_{\text{чсдмзкл}}^{\text{ex}}}\right); \quad \frac{P_m^c}{P_m} = f\left(\frac{D_{\text{чнд}}^{\text{ex}}}{D_{\text{чндмзкл}}^{\text{ex}}}\right).$$

101. Значения КПД ЧВД, ЧСД, ЧНД (от состояния пара перед соплами 1-й ступени) принимаются постоянными при изменениях параметров свежего пара и равными соответственно 0,80 - 0,83; 0,75 - 0,85; 0,70 - 0,80 (большие значения – при больших расходах пара на входе в отсек).

102. Расчет влияния на основную поправку изменения внутреннего относительного КПД регулирующей ступени турбины (отсека) сводится к определению отношения:

$$\frac{\Delta \eta_{oi(p.ст)}^{P_2^c - P_1}}{\eta_{oi(u)}^{P_2^c - P_1}} = \frac{\Delta N_{p.ст}}{N_m},$$

где

Δ

$N_{p.ст}$ – изменение мощности регулирующей ступени только за счет отклонения ее КПД, которое определяется как:

$$\Delta N_{p.ст} = \frac{D_{oi(u)} \cdot h_{o.p.ст(u)} \cdot \Delta \eta_{oi(p.ст)} \cdot 0,99}{860},$$

(27)

где $h_{o.p.ст(u)}$ – располагаемый теплоперепад на регулируемую ступень при исходных параметрах пара

$P_{oi(u)}^c$

, $i_{o(i)}$, $P_{p.ст(i)}$;

$\Delta \eta$

$oi(p.ст)$ – изменение внутреннего относительного КПД регулирующей ступени за счет отклонения параметра

$\frac{u}{c_o}$

при изменении располагаемого теплоперепада на данную ступень при переходе с исходных на новые параметры пара (

$$P_o^c, i_o).$$

103. Для определения значения

$$\Delta \eta$$

необходимы зависимости

$$\eta$$

$$\eta = f\left(\frac{u}{c_o}\right)$$

$$\frac{u}{c_o}$$

) или при заданных соответствующих геометрических параметрах ступени и скорости вращения ротора турбины

$$\eta$$

$$\eta = f(h_{o.p.ст}).$$

104. На рисунке 5, а и 5, б приложения 3 к настоящим Методическим указаниям, иллюстрируются зависимости внутреннего относительного КПД одновенечной, а на рисунке 6 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям, двухвенечной регулирующей ступеней от располагаемого теплоперепада на ступень, построенные на основании специальных расчетов. Эти зависимости могут быть использованы для оценки изменения КПД

$$\Delta \eta$$

при отклонениях $h_{o.p.ст}$.

Наиболее резкое изменение КПД регулирующей ступени наблюдается при отклонениях перепадов от оптимального значения в сторону уменьшения.

105. К определению коэффициента ε по диаграмме режимов турбины при сопоставлении выражения (12') с выражением

$$\varepsilon = \frac{\Delta h_i^{P_o - P_2} \cdot K_1}{h_{i(u)}^{P_o - P_2} \cdot (1 - K_{рег}^N)},$$

определяется, что при

$$A = 1 \quad \varepsilon = \frac{\Delta D_o}{\Delta D_{отб}},$$

то есть данный коэффициент равен отношению изменения расхода свежего пара

$$\Delta$$

D_o , к заданному изменению расхода пара в отбор

$$\Delta$$

$D_{отб}$ при сохранении неизменной мощности турбины N_T .

106. На рисунке 7 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям, иллюстрируется определение коэффициента ϵ по диаграмме режимов для теплофикационных турбин с одним и двумя регулируемыми отборами пара (типа П, Т и ПТ).

107. Для турбины с одним регулируемым отбором пара по заданным значениям $N_{T(и)}$, $D_{отб(и)}$ по диаграмме режимов (рисунок 7а, приложения 3 к настоящим Методическим указаниям) определяется значение $D_{о(и)}$, (движение по точкам 1 – 2 – 3). Затем, задаваясь новым значением расхода пара в регулируемый отбор $D_{отб}$ при $N_{T(и)}$, находим новое значение расхода свежего пара D_o (движение по точкам 2 – 4 – 5). Вычисляются:

$$\Delta D_o = D_o - D_{о(и)}, \Delta D_{отб} = D_{отб} - D_{отб(и)} \text{ и } \epsilon_{П(Т)} = \frac{\Delta D_o}{\Delta D_{отб}}.$$

108. Для турбины с двумя регулируемыми отборами пара по заданным значениям $N_{T(и)}$, $D_{П(и)}$, $D_{T(и)}$ определяется значение $D_{о(и)}$ (движение по точкам 1 – 2 – 3 – 4, рисунок 7б приложения 3 к настоящим Методическим указаниям). Задаваясь новым значением $D_{П}$ при $N_{T(и)}$ и $D_{T(и)}$, находим значение

D_o^n (движение по точкам 1-2-3-5-6). Затем, принимая новое значение расхода пара в теплофикационный отбор D_T при $D_{П(и)}$ и $N_{T(и)}$, определяется значение расхода свежего пара $D_o^П$ (движение по точкам 1-2-7-8-9).

109. Коэффициент ϵ для производственного отбора равен:

$$\epsilon_{П} = \frac{D_o^n - D_{о(и)}}{D_n - D_{n(и)}};$$

для теплофикационного отбора:

$$\epsilon_{Т} = \frac{D_o^П - D_{о(и)}}{D_П - D_{П(и)}}.$$

110. Когда теплофикационный отбор на диаграмме режимов выражен в Гкал/ч, для нахождения коэффициента ϵ рекомендуется от значения расхода тепла перейти к расходу пара в отбор в т/ч:

$$D_T = \frac{Q_m}{i_n - \bar{t}_{\text{возв}}}. 10^3.$$

Аналогичным образом определяются необходимые значения вычисляется коэффициент ν .

111. По рисунку 8 приложения 3 настоящих Методических указаний, находятся необходимые значения для расчетов коэффициента ν для турбин с двойным теплофикационным отбором пара (турбины Т-50, Т-100, Т-175, Т-250) по диаграммам режимов двух типов (варианты 1 и 2).

112. В варианте 1 по заданным $Q_{T(и)}$ ($D_{T(и)}$), $N_{T(и)}$ и давлению в верхнем теплофикационном отборе $P_{ТВ(и)}$ определяется значение $D_{о(и)}$ (движение по точкам 1-2-3-4-5). Принимая новое значение Q_T (D_T), при значении $N_{T(и)}$ находим новое значение D_o (движение по точкам 6-7-8-9-10).

Далее определяется:

$$\epsilon_T = \frac{(D_o^m - D_{о(и)}) \cdot (i_n - \bar{t}_{\text{возв}})}{(Q_m - Q_{m(и)})}. 10^{-3}.$$

113. В варианте 2 для определения необходимых значений движение осуществляется по точкам 1-2-3-4-5 и 1-6-7-8-9.

114. К определению значения

$$\Delta d_{\phi}^{P_s - P_r}$$

по диаграмме режимов турбины

Относительный прирост расхода пара отсека турбины от стопорного клапана до рассматриваемого регулируемого отбора

$$\Delta d_{\phi \text{ отсек}}^{P_s - P_r}$$

рассчитывается с достаточной точностью по данным диаграммы режимов, на которых нанесены линии постоянных расходов пара на входе в часть (отсек) турбины, расположенной за регулируемым отбором (или на выходе из отсека, после которого осуществляется отбор пара). Например, для турбины с одним регулируемым отбором пара (типа П, Т) это расход на входе в часть низкого давления ЧНД

$$D_{\text{вход}}^{\text{ЧНД}}$$

, для турбин с двумя регулируемыми отборами пара – расход на выходе из части среднего давления

$$D_{\text{выход}}^{\text{СД}}$$

.

115. На рисунке 9, 10 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям, иллюстрируется определение значения относительного прироста расхода пара

$$\Delta d_{\phi}^{P_s - P_{r(и)}}$$

по диаграммам режимов турбин с одним и двумя отборами пара. Для турбины с одним отбором пара (типов П, Т) значение

$$\Delta d_o^{P_s - P_{n(и)}}$$

определяется по изменению расхода пара при заданном изменении мощности турбины и движении по линии

$$D_{\text{вых}}^{\text{ЧСД}}(u)$$

= const, соответствующей $N_{T(и)}$ и $D_{п(т)(и)}$ (точки 2 - 5). Значения $D_{о(и)}$ и D_o находятся (движением по точкам 1 - 2 - 3 и 4 - 5 - 6):

$$\Delta d_o^{P_s - P_{n(и)}} = \frac{D_o - D_{о(и)}}{N_m - N_{m(u)}}.$$

116. Для турбин с двумя регулируемыми отборами пара (типа ПТ) на диаграммах режимов имеются линии

$$D_{\text{вых}}^{\text{ЧСД}}$$

= const. Поэтому с достаточной точностью для расчета поправок значение

$$\Delta d_o^{P_s - P_{n(и)}}$$

определяется с использованием этих линий, как указано в пункте 118 настоящих Методических указаний. Значение

$$\Delta d_o^{P_s - P_{n(и)}}$$

для теплофикационного отбора находится следующим образом. По заданным значениям $D'_{п(и)}$, $N'_{T(и)}$ находятся значения

$$D_{\text{вых}}^{\text{ЧСД}}(u)$$

и $D'_{о(и)}$ (рисунок 9 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям) (движение по точкам 4 - 5 - 6); затем, задаваясь новым значением N_T (точка 7), в точке

пересечения координаты N_T и линии $D'_{п(и)}$ (точка 8) находится новое значение

$$D_{\text{вых}}^{\text{ЧСД}}$$

, а в точке 9 – расход свежего пара D_o . Определяются значения изменений:

1) расхода пара на выходе из ЧСД:

$$\Delta D_{\text{вых}}^{\text{ЧСД}} = D_{\text{вых}}^{\text{ЧСД}} - D_{\text{вых}}^{\text{ЧСД}}(u);$$

2) мощности турбины при отпуске пара из теплофикационного отбора в количестве

$$\Delta D_{\text{ЧСД}}^{\text{СБЛ}}$$

= D_T как:

$$D_T = D^{\text{сбл}}_{\text{сбл}(8)} - D^{\text{сбл}}_{\text{сбл}(u)} = \Delta D^{\text{сбл}}_{\text{сбл}}.$$

117. Определение значений $D_{o(u)}$ и D_o по заданным $N_{T(u)}$ и N_T по диаграммам режимов турбин Т-50, Т-100, Т-175, Т-250 для расчета

$$\Delta d_o^{P_o - P_m}$$

производится в точках пересечения координат N_T с линией $D_o = f(N_T)$ при работе по тепловому графику и заданном давлении в верхнем теплофикационном отборе $P_{\text{ТВ}}$ (рисунок 10 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям).

118. К выбору начальной точки процесса расширения пара в турбине при расчете поправок на отклонение начальных параметров

При расчете поправок на отклонение начальных параметров пара располагаемые теплоперепады предлагается определять по состоянию пара перед соплами 1-й ступени турбины (отсека), за регулирующим паровпуск органом (регулирующие клапаны, диафрагмы). Внутренний относительный КПД турбины (отсека) от состояния пара перед соплами 1-й ступени при изменении положения органов паровпуска, но неизменном расходе пара на входе в турбину (отсек) изменяется по причинам, указанным в пунктах 54-90 настоящих Методических указаний. Отдельный последующий учет влияния этих причин на мощность турбины при расчете поправок позволяет отношения

$$\frac{h_i}{h_{i(u)}}$$

и

$$\frac{\Delta h_i}{h_{i(u)}}$$

заменить соответствующими отношениями располагаемых теплоперепадов, то есть принять:

$$\frac{h_i^{P_o - P_2}}{h_{i(u)}^{P_o - P_2}} = \frac{h_o^{P_o - P_2}}{h_{o(u)}^{P_o - P_2}}; \quad \frac{\Delta h_i^{P_o - P_2}}{h_{i(u)}^{P_o - P_2}} = \frac{\Delta h_o^{P_o - P_2}}{h_{o(u)}^{P_o - P_2}}.$$

119. Фиксируемыми и заданными начальными параметрами пара, как правило, являются давление и температура свежего пара – перед стопорным клапаном турбины, температура пара после промперегрева – перед отсечными клапанами турбины, давление и температура (энтальпия) пара в камере регулируемого отбора – перед регулирующим паровпуск органом отсека (части).

120. Для расчета поправок при различных значениях D_o ($D_{\text{отс}}$) и заданных начальных исходных и отклоненных параметрах пара определяется начальная точка процесса расширения пара в турбине (отсеке) – состояние пара перед соплами 1-й

ступени с тем, чтобы при принятом значении P_2 найти искомые изменения теплоперепадов на турбину (отсек).

121. Методика нахождения начальной точки процесса расширения рассматривается в пунктах 126-216 настоящих Методических указаний.

Глава 3. Подсчет поправок на отклонение давления свежего пара перед стопорным клапаном турбины при $t_0 = \text{const}$

122. Поправка к мощности турбоагрегата при $D_0 = \text{const}$.

123. При расчетах поправки на отклонение P_0 для условия $D_0 = \text{const}$ рассматривается две зоны регулирования паровпуска – дроссельного и соплового, для которых получаются принципиально различные результаты при одном и том же отклонении P_0 .

124. При дроссельном регулировании паровпуска (при $D_0 = \text{const}$, $t_0 = \text{const}$) изменение значения P_0 приводит к отклонению значения давления перед соплами 1-й ступени

$$P_0^c$$

за счет изменения температуры пара

$$t_0^c$$

(вследствие дросселирования пара в органах паровпуска при $i_0 = \text{const}$):

$$P_0^c = P_{0(u)}^c \sqrt{\frac{T_0^c}{T_{0(u)}^c}},$$

где

$$T_0^c = t_0^c + 273 \text{ } ^\circ\text{K}.$$

При расчетах поправки для практических целей этим изменением можно пренебречь и считать, что располагаемый теплоперепад изменяется только за счет отклонения

$$t_0^c$$

.

125. В зоне с сопловым регулированием паровпуска отклонение P_0 при условии $D_0 = \text{const}$ приводит к изменению положения регулирующих клапанов и к изменению

степени дросселирования пара в них, что приводит к изменению средневзвешенного значения давления пара перед соплами 1-й ступени

P_o^c

Для заданных значений D_o , отклонение P_o на одно и то же значение дает различные отклонения

P_o^c

В результате при расчете поправок по отклонениям располагаемых теплоперепадов, определенных от состояния пара перед стопорным клапаном турбины появляется неточность, поскольку не во всех примерах выдерживаются соотношения:

$$\frac{P_o}{P_{o(u)}} = \frac{P_o^c}{P_{o(u)}^c}; \quad \frac{h_o^{P_s-P_2}}{h_{o(u)}^{P_s-P_2}} = \frac{h_o^{P_s^c-P_2}}{h_{o(u)}^{P_s^c-P_2}} \left(\frac{\Delta h_o^{P_s-P_2}}{h_o^{P_s-P_2}} = \frac{h_o^{P_s^c-P_2}}{h_{o(u)}^{P_s^c-P_2}} \right).$$

126. Для точных расчетов поправок в зоне соплового регулирования имеется зависимости

P_o^c

$= f(D_o)$ при различных значениях P_o ($P_o' > P_{o(и)} > P_o''$).

127. Средневзвешенное значение давления пара перед соплами 1-й ступени при заданных значениях P_o рассчитывается на основании данных диаграммы парораспределения – графической зависимости давления пара перед соплами 1-й ступени каждого сегмента (за регулирующим клапаном) $P_{кл}$ и давления за 1-й ступенью (в камере регулирующей ступени) $P_{р.ст}$ от расхода свежего пара (на входе в отсек) при номинальных (исходных) параметрах пара. Первоначально для этих условий рассчитывается зависимость

P_o^c

$= f(D_o)$. При расчете средневзвешенное значение давления

P_o^c

соответствует средневзвешенному значению теплоперепада на регулирующую ступень

:

$$h_{p.ст}^{св} = \frac{h_{свz}^I \cdot D_{свz}^I + h_{свz}^{II} \cdot D_{свz}^{II} + \dots + h_{свz}^n \cdot D_{свz}^n}{D_o},$$

,

где

$h_{свz}^I, h_{свz}^{II}, h_{свz}^n$

и

$$D_{сег}^I, D_{сег}^{II}, D_{сег}^n$$

– располагаемые теплоперепады на 1-ю ступень от состояния пара перед I, II и n-м – сегментами сопл и соответственно расходы пара через данные сегменты сопл.

128. Начальная точка в *is*-диаграмме при нахождении значения

$$h_{сег}$$

для каждого сегмента сопл определяется пересечением линии $i = i_o$ (соответствующей

$P_{o(и)}$ и $t_{o(и)}$) и с линией $P =$

$$P_{кл}^I$$

, а конечная – линией $s = s_{o(и)}$ (энтропии) и $P = P_{р.ст}$.

Значения

$$P_{кл}^I$$

и $P_{р.ст}$ находятся по диаграмме парораспределения для задаваемых значений D_o .

129. Расходы пара через сегменты сопл определяются либо непосредственно по зависимости $D_{сег}(G_{сег}) = f(D_o)$ теплового расчета парораспределения, либо при отсутствии этого графика, – по диаграмме парораспределения следующим образом:

1) определяется расход через I сегмент сопл (или I + II или I + II + III сегменты при одновременном открытии соответствующих клапанов), принимая, что $D_o =$

$$D_{сег}^I$$

(или $D_o =$

$$D_{сег}^{I+II}$$

, или $D_o =$

$$D_{сег}^{I+II+III}$$

) – до точки начала открытия следующего клапана; в точке открытия

$$D_{сег}^{I*}$$

$= D_o$.

2)

$$D_{сег}^I = D_{сег}^{I*} \sqrt{\frac{P_{кл}^{I2} - P_{р.ст}^2}{P_{кл}^{I*2} - P_{р.ст}^{*2}}} \sqrt{\frac{T_{сег}^{I*}}{T_{сег}^I}}$$

,

если

$$\frac{P_{р.ст}}{P_{кл}}$$

$> 0,546$ и

$$D_{сез}^I = D_{сез}^{I*} \frac{P_{кл}^I}{P_{кл}^{I*}} \sqrt{\frac{T_{сез}^{I*}}{T_{сез}^I}}$$

,

если

$$\frac{P_{р.см}}{P_{кл}}$$

≤

0,546,

где

$$P_{кл}^{I*}, P_{р.см}^*, T_{сез}^{I*}$$

– соответственно давление пара перед I (I + II или I + II + III) сегментом сопл, за соплами 1-й ступени – в камере регулирующей ступени, температура пара перед соплами сегмента, °K (по

$$P_{кл}^I$$

и i_0) в точке, соответствующей началу открытия следующего клапана $D_0 =$

$$D_{сез}^{I*}$$

,

$$P_{кл}^I, P_{р.см}, T_{сез}^I$$

– то же, но для задаваемого значения $D_0 >$

$$D_{сез}^{I*}.$$

3) определяется расход пара через II сегмент сопл, до точки начала открытия следующего клапана, как

$$D_{сез}^{II}$$

$$= D_0 -$$

$$D_{сез}^I$$

, в точке начала открытия клапана

$$D_{сез}^{II*} = D_{сез}^{II}$$

, далее как и для I сегмента – рассчитывают значения

$$D_{сез}^{II}$$

, задаваясь значением D_0 ;

4) производится расчет расходов для III и последующих сегментов таким же образом. Для последнего сегмента расход пара через него определяется как

$$D_{сез}^{n}$$

$$= D_0 -$$

$$D_{\text{сез}}^{n-1}$$

130. После определения

$$h_{\text{р.ст}}^{\text{сзв}}$$

по i -с-диаграмме находится значение

$$P_{\phi(u)}^c$$

в точке пересечения восходящего при $s = \text{const}$ от линии $P = P_{\text{р.ст}}$ отрезка, равного

$$h_{\text{р.ст}}^{\text{сзв}}$$

, с линией $i = i_0$, соответствующей исходным P_0 и t_0 .

131. Когда расчеты показывают, что средневзвешенное значение давления пара перед соплами 1-й ступени, определенное по формуле:

$$P_o^c = \frac{P_{\text{ка}}^I \cdot D_{\text{сез}}^I + P_{\text{ка}}^{II} \cdot D_{\text{сез}}^{II} + \dots + P_{\text{ка}}^n \cdot D_{\text{сез}}^n}{D_o},$$

,

существенно отличается от давления

$$P_o^c$$

только в зонах незначительного (менее чем на 1/3 по давлению) открытия регулирующих клапанов. При большем открытии клапанов эти давления практически совпадают.

132. Для определения значения давления пара перед соплами 1-й ступени при заданном отклонении P_0 и заданном значении D_0 производится пересчет зависимости

$$P_{\phi(u)}^c$$

= $f(D_{o(u)})$ из новое значение P_0 . Для этого пересчитывается диаграмма

парораспределения на измененные условия и вновь находится зависимость

$$P_o^c$$

= $f(D_0)$. Зависимость

$$P_o^c$$

= $f(D_0)$ получается и непосредственным пересчетом исходной зависимости

$$P_{\phi(u)}^c$$

= $f(D_{o(u)})$ минуя пересчет диаграммы парораспределения и другие промежуточные расчеты.

133. Значения давлений и расходов определяются по следующим формулам:

1) для конденсационных турбин и теплофикационных при конденсационном режиме:

$$P_o^c = P_{o(u)}^c \frac{P_o}{P_{o(u)}} \text{ и } D_o = D_{o(u)} \frac{P_o}{P_{o(u)}}$$

;

2) для турбин с противодавлением и регулируемыи отборами пара:

$$P_o^c = P_{o(u)}^c \frac{P_o}{P_{o(u)}} \text{ и } D_o = D_{o(u)} \sqrt{\frac{P_o^2 - P_p^2}{P_{o(u)}^2 - P_{p(u)}^2}},$$

где P_p – давление пара в регулируемом отборе пара или противодавление – для турбин типа P .

134. Построив графические зависимости

$$P_{o(u)}^c$$

$$= f(D_{o(u)}) \text{ и}$$

$$P_o^c$$

$$= f(D_o) \text{ для заданных отклонений } P_o \text{ (заданного отношения}$$

$$\frac{P_o}{P_{o(u)}}$$

), устанавливается связь между заданными значениями $P_{o(u)}$

$$P_{o(u)}$$

и P_o и искомыми значениями

$$P_{o(u)}$$

,

$$P_o^c$$

для искомого значения D_o . Иллюстрация приводится на рисунке 1, 2, 3 приложения 4 к настоящим Методическим указаниям, для конденсационной турбины, имеющей четыре сегмента сопл 1-й ступени (четыре регулирующих клапана).

135. На рисунке 2 приложения 4 к настоящим Методическим указаниям, представлены диаграмма парораспределения и средневзвешенное (по перепаду) значение давления пара перед соплами 1-й ступени при исходных параметрах пара, на рисунке 3 приложения 4 к настоящим Методическим указаниям, средневзвешенные значения давления

$$P_o^c, P_o^{c'}$$

и

$$P_o^{c'}$$

при значениях

$$P_o = P_{o(u)}$$

$$P_o = P_o' > P_{o(u)}$$

и

$$P_o = P_o'' < P_{o(u)}$$

136. На рисунке 3 приложения 4 к настоящим Методическим указаниям линией 0 – 1 – 2 – 3 – 4 изображена зависимость

$$P_o^c$$

= f(D_o) при исходных параметрах пара, линией 0 – 1' – 2' – 3' – 4' – при

$$P_o = P_o' > P_{o(u)}$$

, а линией 0 – 1'' – 2'' – 3'' – 4'' при

$$P_o = P_o'' < P_{o(u)}$$

137. Значения

$$P_o^c, P_o^c, D_o'$$

и

$$D_o''$$

для построения рассматриваемых зависимостей получены как:

$$P_o^c' = P_o^c \frac{P_o'}{P_{o(u)}} ; \quad D_o' = D_{o(u)} \frac{P_o'}{P_{o(u)}} ;$$

$$P_o^c'' = P_o^c \frac{P_o''}{P_{o(u)}} ; \quad D_o'' = D_{o(u)} \frac{P_o''}{P_{o(u)}} .$$

138. Линиями 0 – 1, 0 – 1', 0 – 1'' представлены зависимости

$$P_o^c$$

= f(D_o) при дроссельном регулировании, линиями 1 – 2 – 3 – 4, 1' – 2' – 3' – 4' и 1'' – 2'' – 3'' – 4'' – при сопловом регулировании паровпуска. Зона дроссельного паровпуска, находящаяся в пределах расходов пара 0 – D_{o1}, при P_o = P_{o(и)}, расширяется до значения

$$D_{o1}' = D_{o1(u)} \frac{P_o'}{P_{o(u)}}$$

, когда

$$P_o = P_o' > P_{o(u)}$$

, и суживается до

$$D_{o1}'' = D_{o1(u)} \frac{P_o''}{P_{o(u)}}$$

, когда

$$P_o = P_o^{//} < P_{o(u)}$$

.

При заданных значениях D_o давление пара

$$P_o^c$$

в этой зоне не зависит от изменения P_o .

139. В зоне соплового регулирования связь между значениями P_o и

$$P_o^c$$

при условии $D_o = \text{const}$ неоднозначна при одном и том же значении отклонения P_o от P_o

(и) отклонения значений

$$P_o^c$$

различны.

140. В приложении 1 к настоящим Методическим указаниям, приведены графики средневзвешенных значений давления пара перед соплами 1-й ступени, которые используются при расчете поправок для наиболее распространенных типов турбин отечественного производства. Эти графики построены при отклонении давления P_o на $\pm 10\%$ от $P_{o(i)}$. Определение зависимости

$$P_o^c$$

$= f(D_o)$ при меньших или больших отклонениях давления P_o производится путем пересчета исходной зависимости

$$P_{o(u)}^c$$

$= f(D_{o(i)})$ на новые условия рассмотренным выше методом.

141. При дроссельном регулировании паровпуска давление пара перед соплами 1-й ступени при $D_o (D_{ст}) = \text{const}$ практически не зависит от изменения давления пара перед стопорным клапаном (регулирующим паровпуск органом в отсек).

142. Располагаемый теплоперепад на турбину (отсек, цилиндр – при наличии промперегрева пара) изменяется незначительно вследствие отклонения температуры пара перед соплами 1-й ступени. Внутренние относительные КПД регулирующей ступени и турбины (отсека, цилиндра) в целом (без потерь от влажности пара) останутся без изменения.

143. Для расчета поправки к мощности в этой зоне работы турбины задаются значениями расхода свежего пара для данной зоны: минимальным $D_{\text{мин}}$, средним $D_{o($

сред) и максимальным $D_{o \text{ макс}}$ и, пользуясь зависимостью

$$P_o^c$$

$= f(D_o)$, находят значения

$$P_{\text{о.мин}}^c$$

,

$$P_{\text{о(сред)}}^c$$

,

$$P_{\text{о.макс}}^c$$

. Далее задаются значениями давления свежего пара

$$P_{\text{o2}}^I > P_{\text{o1}}^I > P_{\text{o(u)}} > P_{\text{o1}}^{II} > P_{\text{o2}}^{II}$$

и по *is*-диаграмме в точках пересечений линий этих давлений с линией $t = t_{\text{o(и)}} = \text{const}$

находят значения энтальпии

$$i_{\text{o2}}^I, i_{\text{o1}}^I, i_{\text{o(u)}} : i_{\text{o1}}^{II}, i_{\text{o2}}^{II}$$

, а в точках пересечений линий

$$P_{\text{о.мин}}^c$$

,

$$P_{\text{о(сред)}}^c$$

,

$$P_{\text{о.макс}}^c$$

и найденных энтальпий – значения энтропий

$$s_{\text{o2}}^{cI}, s_{\text{o1}}^{cI}, s_{\text{o(u)}}^c : s_{\text{o1}}^{cII}, s_{\text{o2}}^{cII}$$

.

144. За давление отработавшего пара P_2 принимается для:

- 1) турбин без промперегрева пара – давление отработавшего пара в конденсаторе;
- 2) турбин с промперегревом пара – давление за цилиндром высокого давления (далее – ЦВД), после которого пар направляется на перегрев, $P_{2\text{цвд}}$;
- 3) отсека – давление пара за отсеком турбины (в регулируемом отборе);
- 4) турбин типа Р – противодавление.

145. Давление пара в конденсаторе принимается по характеристике конденсатора для условия постоянства расхода W и температуры

$$t_1^e$$

охлаждающей воды при известных значениях $D_{\text{о мин}}$, $D_{\text{о(сред)}}$, $D_{\text{о макс}}$, а давление пара за ЦВД – по зависимости $P_{2\text{цвд}} = f(D_{\text{о}})$.

146. Для каждого заданного значения $P_{\text{о}}$ описанным в пунктах 93-107 настоящих Методических указаний способом определяются тепловые перепады, рассчитываются отношения

$$\frac{\Delta h_{\text{ок}}^{P_s^c - P_2}}{h_{\text{ок(u)}}^{P_s^c - P_2}}$$

или

$$\frac{\Delta h_{ox}^{P_s - P_2}}{h_{ox(u)}^{P_s - P_2}}$$

147. Поправки (%) определяются по следующим формулам:

1) для конденсационных и теплофикационных турбин без промперегрева при отсутствии отбора пара

$$\alpha_{N^s}^p = \frac{\Delta N_m^p}{N_{m(u)}} = \frac{\Delta h_{ox}^{P_s - P_2} \cdot 0,99}{h_{ox(u)}^{P_s - P_2} \cdot (1 - K_{рез}^N) \eta_{зм}} = \frac{\Delta h_{ox}^{P_s - P_2}}{h_{ox(u)}^{P_s - P_2}} \cdot B \cdot 10^2 ;$$

(28)

2) для теплофикационных турбин при заданных значениях $D_{отб}$

$$\alpha_{N^s}^p = \frac{\Delta N_m^p}{N_{m(u)}} = \frac{\Delta h_{ox}^{P_s - P_2} \cdot \left[1 - \sum \left(\frac{D_{отб}}{D_o} \cdot a \right) \right] \cdot 0,99}{h_{ox(u)}^{P_s - P_2} \cdot (1 - K_{рез}^N) \left[1 - \sum \left(\frac{D_{отб}}{D_o} \cdot b \right) \right] \eta_{зм}} = \frac{\Delta h_{ox}^{P_s - P_2}}{h_{ox(u)}^{P_s - P_2}} \cdot B \cdot \frac{[1 - C]}{[1 - D]} \cdot 10^2$$

; (28')

3) для теплофикационных турбин при $Q_{отб} = \text{const}$

$$\alpha_{N^s}^p = \frac{\Delta N_m^p}{N_{m(u)}} = \frac{\Delta h_{ox}^{P_s - P_2} \cdot \left[1 - \sum \left(\frac{D_{отб(u)}}{D_o} \cdot a \right) \right] \cdot 0,99}{h_{ox(u)}^{P_s - P_2} \cdot (1 - K_{рез}^N) \left[1 - \sum \left(\frac{D_{отб(u)}}{D_o} \cdot b \right) \right] \eta_{зм}} + \sum \left[\frac{\Delta i_{отб} \frac{D_{отб}}{D_o} \cdot b \cdot 0,99}{(i_{отб} - \bar{i}_{возв}) \left[1 - \frac{D_{отб}}{D_o} \cdot b \right] \cdot \eta_{зм}} \right] =$$

$$= \left[\frac{\Delta h_{ox}^{P_s - P_2}}{h_{ox(u)}^{P_s - P_2}} \cdot B \cdot \frac{[1 - C]}{[1 - D]} + E \right] \cdot 10^2 .$$

(28'')

148. При расчете поправок к мощности на отклонение давления свежего пара для турбин с промперегревом пара изменение теплоперепада ЦВД относится ко всему теплоперепаду на турбину, то есть в формулах (28), (28') и (28'') под отношением

$$\frac{\Delta h_{ox}^{P_s - P_2}}{h_{ox(u)}^{P_s - P_2}}$$

подразумевается отношение:

$$\frac{\Delta h_{ox}^{P_s - P_2 \text{ ЦВД}}}{h_{ox(u)}^{P_s - P_2 \text{ ЦВД}} + h_{ox(u)}^{P_{\text{пр}} - P_2}}$$

ИЛИ

$$\frac{\Delta h_{ox}^{P_s^c - P_{2UBJ}}}{h_{ox(u)}^{P_s^c - P_{2UBJ}} \left(1 + \frac{h_{ox(u)}^{P_{\pi\pi}^c - P_2}}{h_{ox(u)}^{P_s^c - P_{2UBJ}}} \right)},$$

где

$$h_{ox(u)}^{P_s^c - P_{2UBJ}}$$

$$h_{ox(u)}^{P_{\pi\pi}^c - P_2}$$

– теплоперепады на отсеки турбины (ЦВД и цилиндр среднего давления (далее – ЦСД) + ЧНД) по состоянию пара соответственно перед соплами 1-й ступени ЦВД и на выходе из ЦВД (на промперегрев), перед отсечными клапанами ЦСД и в конденсаторе турбины.

149. Начальная точка теплоперепада ЦВД

$$h_{ox(u)}^{P_s^c - P_{2UBJ}}$$

(рисунок 3д, приложения 3 к настоящим Методическим указаниям) находится на пересечении линий $P =$

$$P_{ox(u)}^c$$

и $i = i_{o(и)}$, конечная – на пересечении линий $P = P_{2(цвд)(и)}$ и

$$s_o^c$$

. Теплоперепад

$$h_{ox(u)}^{P_s^c - P_{2UBJ}}$$

$= i_{o(и)} - i_{2цвд}$. Начальная точка теплоперепада

$$h_{ox(u)}^{P_{\pi\pi}^c - P_2}$$

ЦСД+ЧНД определяется пересечением линий $P = P_{пп}^{//} + P_{оцсд(и)}$ и $t = t_{пп}^{//} = t_{оцсд(и)}$.

150. Теплоперепад ЦСД + ЧНД вычисляется как:

$$h_{ox(u)}^{P_{\pi\pi}^c - P_2} = (i_{оцсд(и)} - i_{х1(и)}) + (i_{х1(и)} - i_{2(и)}) \cdot \left(\frac{1 + x_{2(и)}}{2} \right).$$

Значения $i_{х1(и)}$, $i_{2(и)}$, $x_{2(и)}$ определяются по методике, приведенной в пунктах 195-227 настоящих Методических указаний.

151. Давление пара за ЦВД ($P_{2цвд(и)}$) и перед отсечными клапанами ЦСД ($P_{оцсд} = P_{пп(и)}^{//}$) определяется по зависимостям соответственно $P_{2цвд}(P_{пп}^{//}) = f(D_o)$ и $P_{оцсд}(P_{пп}^{//}) = f(D_o)$ согласно заданным значениям D_o .

152. Значения коэффициентов C , D и E , используемых при расчетах поправок, определяются по следующим формулам:

1) для турбин с одним регулируемым отбором пара типа П или Т (включая турбины Т-50, Т-100):

$$C = \sum \left(\frac{D_{отб}}{D_o} a \right) = \frac{D_{n(m)}}{D_o} a_{n(m)} ;$$

$$D = \sum \left(\frac{D_{отб}}{D_o} b \right) = \frac{D_{n(m)}}{D_o} b_{n(m)} ;$$

$$E = \sum \frac{\Delta i_{отб} \cdot \frac{D_{отб}}{D_o} \cdot b}{(i_{отб} - \bar{t}_{возв}) \left[1 - \frac{D_{отб}}{D_o} \cdot b \right]} \cdot \frac{\Delta i_{отб} \cdot \frac{D_{n(m)}}{D_o} \cdot b_{n(m)}}{(i_{отб} - \bar{t}_{возв}) \left[1 - \frac{D_{n(m)}}{D_o} \cdot b_{n(m)} \right]} ;$$

2) для турбин с двумя регулируемыми отборами пара типа ПТ:

$$C = \sum \left(\frac{D_{отб}}{D_o} a \right) = \frac{D_n}{D_o} a_n + \frac{D_m}{D_o} a_m ;$$

$$D = \sum \left(\frac{D_{отб}}{D_o} b \right) = \frac{D_n}{D_o} b_n + \frac{D_m}{D_o} b_m ;$$

$$E = \sum \frac{\Delta i_{отб} \cdot \frac{D_{отб}}{D_o} \cdot b}{(i_{отб} - \bar{t}_{возв}) \left[1 - \frac{D_{отб}}{D_o} \cdot b \right]} \cdot \frac{\Delta i_n \cdot \frac{D_n}{D_o} \cdot b_n}{(i_{отб} - \bar{t}_{возв}) \left[1 - \frac{D_n}{D_o} \cdot b_n \right]} + \frac{\Delta i_m \cdot \frac{D_m}{D_o} \cdot b_m}{(i_{отб} - \bar{t}_{возв}) \left[1 - \frac{D_m}{D_o} \cdot b_m \right]} .$$

При расчетах поправок для условий $Q_{отб} = \text{const}$ в приведенные формулы вместо отношения

$$\frac{D_{отб}}{D_o}$$

подставляется отношение

$$\frac{Q_{отб}}{Q_o}$$

.

153. При расчете поправок для турбин типа Р пользуются формулой (28). Когда процесс расширения происходит полностью в области перегретого пара, вместо отношения

$$\frac{\Delta h_{ох}^{P_c - P_2}}{h_{ох(u)}^{P_c - P_2}}$$

используется отношение

$$\frac{\Delta h_o^{P_s^c - P_2}}{h_o^{P_s^c - P_2}} \cdot$$

Расчет поправок рекомендуется выполнять для нескольких значений противодавления

$$P_2 = P_{\text{пр}}$$

$$P_2' > P_{2(u)} > P_2''$$

.

154. Расчет поправки к мощности при сопловом регулировании паровпуска.

В зоне соплового регулирования паровпуска изменение начального давления пара при $D_o = \text{const}$ приводит к изменению давления пара перед соплами 1-й ступени

$$P_o^c$$

и располагаемого теплоперепада на турбину (отсек) преимущественно вследствие изменения располагаемого теплоперепада на регулируемую (1-ю) ступень. Поэтому при расчете поправки для зоны соплового регулирования паровпуска учитывается влияние на мощность изменения КПД регулирующей ступени (

$$\frac{\Delta N_{\text{р.с.т.}}}{N_m} = \frac{\Delta \eta_{oi}^{P_o^c - P_2}}{\eta_{oi(u)}^{P_o^c - P_2}}$$

).

155. Рекомендуется следующий порядок расчета значений отклонения теплоперепадов на турбину, отсек (

$$\frac{\Delta h_{ox}^{P_s^c - P_2}}{h_{ox(u)}^{P_s^c - P_2}}, \frac{\Delta h_o^{P_s^c - P_2}}{h_o^{P_s^c - P_2}}$$

).

156. Задаются значениями давления перед стопорным клапаном турбины (перед регулирующим органом отсека турбины)

$$P_{o2}' > P_{o1}' > P_{o(u)} > P_{o1}'' > P_{o2}''$$

.

157. Например,

$$P_{o2}'$$

$$= 1,1 * P_{o(u)};$$

$$P_{o1}'$$

$$= 1,05 * P_{o(u)},$$

$$P_{o1}''$$

$$= 0,95 * P_{o(u)};$$

$$P_{o2}''$$

$$= 0,9 * P_{o(u)}.$$

158. На графиках, изображающих зависимости

P_o^c
 $= f(D_o)$ при $P_o =$
 P_{o2}'
 $= 1,1 * P_{o(u)}$ и $P_o =$
 P_{o2}''
 $= 0,9 * P_{o(u)}$, строят зависимости
 P_o^c
 $= f(D_o)$ для давлений свежего пара
 P_{o1}'
 $= 1,05 * P_{o(u)}$ и
 P_{o1}''
 $= 0,95 * P_{o(u)}$ (данные для этого получаются путем пересчета исходной кривой $P_{o(u)} = f(D_{o(u)})$ на эти условия).

159. Имея для давлений

$$P_{o2}', P_{o1}', P_{o(u)}, P_{o1}'', P_{o2}''$$

зависимости

$$P_{o2}^{c'}$$

$$= f(D_o),$$

$$P_{o1}^{c'}$$

$$= f(D_o), P_{o(u)} = f(D_o),$$

$$P_{o1}^{c''}$$

$$= f(D_o),$$

$$P_{o2}^{c''}$$

$$= f(D_o), \text{ по заданным значениям } D_o \text{ находят значения}$$

$$P_{o2}^{c'}, P_{o1}^{c'}, P_{o(u)}^c, P_{o1}^{c''}, P_{o2}^{c''}$$

причем в соответствующих зонах эти значения определяются для одного и того же значения D_o .

160. Значения D_o выбираются таким образом, чтобы для каждого заданного P_o фиксировались характерные точки по

$$P_o^c$$

для каждого сегмента сопл: начало работы сегмента (начало открытия соответствующего регулирующего клапана); частичное открытие регулирующего клапана, при котором получается минимальное средневзвешенное значение давления пара перед соплами при работе рассматриваемого сегмента

$$P_{o\text{нач}}^c$$

, начало работы последующего сегмента (начало открытия последующего клапана), частичное открытие последующего регулирующего клапана и так до максимального открытия регулирующего клапана последнего сегмента сопл.

Например, на рисунке 2 приложения 4 к настоящим Методическим указаниям, показаны зависимости

$$\begin{aligned} P_o^c &= f(D_o) \text{ при } P_o = P_{o(u)}, \\ P_{o1}' &= 1,05 * P_{o(u)} \text{ и} \\ P_{o1}'' &= 0,95 * P_{o(u)} \text{ для соплового регулирования паровпуска двумя сегментами сопл. Точки 1, 2, 3, 4 и 5; } 1', 2', 3', 4' \text{ и } 5'; 1'', 2'', 3'', 4'' \text{ и } 5'' \text{ являются характерными и учитываются при выборе значений } D_o. \text{ При расчете поправки для} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_{o1}' &= 1,05 * P_{o(u)} \text{ значения} \end{aligned}$$

$$P_{o(u)}^c$$

и

$$P_o^{c'}$$

определяют при равных расходах D_o , соответствующих их значениям в точках 1', 2', 3, 4, 3', 4', 5, а значения

$$P_{o1}''$$

и

$$P_{o(u)}^c$$

при

$$P_{o1}''$$

$$= 0,95 * P_{o(u)} - \text{в точках } 1, 2, 3'', 4'', 3, 4, 5''.$$

161. В точках пересечения линий заданных давлений $P =$

$$P_{o1}'$$

$$, P = P_{o(u)}, P =$$

$$P_{o1}''$$

с линией $t =$

$$t_{o(u)}$$

по is -диаграмме находят значения энтальпий

$$i'_{o1}, i_{o(u)}, i''_{o1}$$

.

162. Начальная точка для определения значений теплоперепадов находится на пересечении соответствующих линий начальной энтальпии пара

$$i'_{o1}, i_{o(u)}, i''_{o1}$$

и давления пара перед соплами 1-й ступени

$$P_{o1}', P_{o(u)}, P_{o1}''$$

.

163. Для каждого принятого значения D_o по is -диаграмме описанным в пунктах 195-227 настоящих Методических указаний, способом определяются теплоперепады:

1) для исходных (номинальных) значений $P_{o(u)}, i_{o(u)} (t_{o(u)})$,

$$P_o'$$

и заданных

$$P'_{o1}, i'_{o1} (t_{o(u)})$$

,

$$P'_{o1}$$

;

2) для исходных и заданных значений

$$P_{o1}'', i_{o1}'', P_{o1}''$$

рассчитывается отношение

$$\frac{\Delta h_{ox}^{P_o' - P_2}}{h_{ox(u)}^{P_o' - P_2}}$$

или

$$\frac{\Delta h_o^{P_o' - P_2}}{h_o(u)^{P_o' - P_2}}$$

.

Аналогичным способом определяются теплоперепады и рассчитываются их изменения для условий

$$P_{o2}'$$

$$= 1,1*$$

$$P_{o(u)}$$

$$\begin{aligned} & \text{и} \\ & F_{o2}'' \\ & = 0,9 * \\ & P_{o(u)} \end{aligned}$$

164. Одновременно с расчетами изменений теплоперепадов на турбину (отсек) по i -диаграмме определяются располагаемые теплоперепады на 1-ю (регулирующую) ступень от начальной точки до давления в камере регулирующей ступени $P_{p.ст}$ при исходных ($h_{p.ст(и)}$) и измененных давлениях свежего пара ($h'_{p.ст}$, $h''_{p.ст}$). Давление пара $P_{p.ст}$ определяется по зависимости $P_{p.ст} = f(D_o)$ при выбранных для расчета поправки значениях D_o .

165. По зависимости

$\eta_{oi p.ст} = f(h_{p.ст})$ (рисунки 5а, 5б, 6 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям) применительно к соответствующему типу регулирующей ступени по значениям $h_{p.ст(и)}$ и $h'_{p.ст}$, $h_{p.ст(и)}$ и $h''_{p.ст}$ оценивается изменение КПД регулирующей ступени $\Delta \eta$

$\eta_{oi p.ст}$. Поправку к мощности

Δ

$N_{p.ст}$ вследствие такого изменения КПД определяется по формуле (27).

166. В приложении 2 к настоящим Методическим указаниям, представлены построенные по результатам специальных расчетов графики поправок к мощности турбины (отсека) (

$$\frac{\Delta N_{p.ст}}{N_{п}}$$

или

Δ

$N_{p.ст}$) вследствие изменения КПД регулирующей ступени

$\eta_{oi p.ст}$

при отклонении давления свежего пара на

$\pm$

10 % номинального и условии постоянства расхода пара на турбину (отсек)

практически для всех существующих основных типов турбин отечественного

производства. Графики дают представление о значении данной поправки и характере ее зависимости от рассмотренных факторов, и они могут быть использованы при расчетах

поправки к мощности турбоагрегата на отклонение давления свежего пара (перед отсеком). Для определения значения рассматриваемой поправки при отклонении давления на значение, отличающееся от

$\pm 10\%$, принятых при построении графиков приложения 2 к настоящим Методическим указаниям, рекомендуется построить новые линии

$$\frac{\Delta N_{p.см}}{N_m} = j \left(\frac{D_o}{D_{о\lambda\lambda\lambda\lambda\lambda\lambda}} \right)$$

или

$$\Delta N_{p.ст} = j \left(\frac{D_o}{D_{о\lambda\lambda\lambda\lambda\lambda\lambda}} \right)$$

для заданного (искомого) отклонения давления с использованием метода интерполяции. Необходимые значения для построения этих линий определяются как:

$$\left(\frac{\Delta N_{p.см}}{N_m} \right)_{\Delta P_s} = \left(\frac{\Delta N_{p.см}}{N_m} \right)_{0,1 \cdot P_{o(u)}} \frac{\Delta P}{1 \pm \frac{\Delta P}{P_{o(u)}}};$$

$$D_{o(\Delta P_s)} = D_o \frac{1 \pm \frac{\Delta P}{P_{o(u)}}}{1 \pm 0,1};$$

где

$$\frac{\Delta N_{p.см}}{N_m}$$

– значение поправки при отклонении давления пара на

$\pm 10\%$ от исходного (номинального), определяется по упомянутой кривой поправок для заданных значений расходов пара D_o ;

Δ

P – заданное значение отклонения давления, для которого определяется поправка.

167. Поправки к мощности (в %) при отклонении начального давления пара в зоне соплового регулирования рекомендуется рассчитывать по формулам:

1) для конденсационных и теплофикационных турбин без промперегрева пара при отсутствии отбора пара, турбин типа Р:

$$\alpha_{N^p}^p = \frac{\Delta N_m^{P_s}}{N_{m(u)}} = \left(\frac{\Delta h_{ох}^{P_s - P_2}}{h_{ох(u)}^{P_s - P_2}} \cdot B + \frac{\Delta N_{p.см}}{N_m} \right) \cdot 10^2;$$

(29)

2) для теплофикационных турбин при заданных значениях $D_{отб} = \text{const}$:

$$\alpha_{N^s}^p = \frac{\Delta N_m^{P_s}}{N_{m(u)}} = \left(\frac{\Delta h_{ох}^{P_s - P_2}}{h_{ох(u)}^{P_s - P_2}} \cdot B \frac{(1-C)}{(1-D)} + \frac{\Delta N_{p.см}}{N_m} \right) \cdot 10^2 ;$$

(29/)

3) для теплофикационных турбин при заданных значениях $Q_{отб} = \text{const}$:

$$\alpha_{N^s}^p = \frac{\Delta N_m^{P_s}}{N_{m(u)}} = \left(\frac{\Delta h_{ох}^{P_s - P_2}}{h_{ох(u)}^{P_s - P_2}} \cdot B \frac{(1-C)}{(1-D)} + \frac{\Delta N_{p.см}}{N_m} + E \right) \cdot 10^2 .$$

(29//)

168. В формулах (29), (29/), (29//) и далее поправка

$$\frac{\Delta N_{p.см}}{N_m}$$

выражена в долях.

169. Для турбин с промперегревом пара в формулах (29), (29/) и (29//) под отношением

$$\frac{\Delta h_{ох}^{P_s - P_2}}{h_o^{P_s - P_2}}$$

подразумевается отношение

$$\frac{\Delta h_o^{P_s - P_2 \text{ UBJ}}}{h_{o(u)}^{P_s - P_2 \text{ UBJ}} \left(1 + \frac{h_{ох(u)}^{P_s' - P_2}}{h_{o(u)}^{P_s - P_2 \text{ UBJ}}} \right)}$$

.

170. Когда расширение пара происходит в области перегретого пара, то отношение

$$\frac{\Delta h_{ох}^{P_s - P_2}}{h_{ох(u)}^{P_s - P_2}}$$

заменяется отношением

$$\frac{\Delta h_o^{P_s - P_2}}{h_{o(u)}^{P_s - P_2}} .$$

171. Способы определения отдельных сомножителей, входящих в выражения

$$B = \frac{0,99}{(1 - K_{рег}^N) \eta_{зм}}, C = \sum \left(\frac{D_{отб}}{D_o} a \right), D = \sum \left(\frac{D_{отб}}{D_o} b \right).$$

рассматриваются выше.

172. При определении коэффициента a (по формуле 20), когда поправка определяется при неизменном расходе пара в отбор ($D_{отб} = \text{const}$), отношение

$$\frac{\Delta h_o^{P_s - P_2}}{h_o^{P_s - P_2}}$$

заменяется отношением располагаемых теплоперепадов от состояния пара перед регулирующими органами (в камере регулируемого отбора)

$$\frac{\Delta h_o^{P_s - P_2}}{h_{o(u)}^{P_s - P_2}}$$

, то есть

$$a = \frac{b(1 - K_{pzz}^N) \left(\frac{h_o^{P_s - P_2}}{h_{o(u)}^{P_s - P_2}} - 1 \right)}{\left(\frac{h_o^{P_s - P_2}}{h_{o(u)}^{P_s - P_2}} - 1 \right)}.$$

173. Это положение используется и при расчете поправок для условия $Q_{отб} = \text{const}$, поскольку при $D_o = \text{const}$ изменение расхода пара в отбор, соответствующее изменению расхода пара на входе в отсек, расположенный за регулируемым отбором, как правило, не вызывает существенного изменения давления пара перед соплами его 1-й ступени (за регулирующим паровпуск органом).

174. Применительно к теплофикационным турбинам с одним регулируемым отбором пара типа П или Т (включая турбины типа Т-50, Т-100 и другой производительности) коэффициент a определяется как:

$$a_{п(т)} = \frac{b_{п(т)} (1 - K_{pzz}^N) \left(\frac{h_o^{P_{п(т)} - P_2}}{h_{o(u)}^{P_{п(т)} - P_2}} - 1 \right)}{\left(\frac{h_o^{P_s - P_2}}{h_{o(u)}^{P_s - P_2}} - 1 \right)}.$$

175. Для турбин с двумя регулируемыми отборами пара типа ПТ коэффициент a определяется для каждого отбора:

$$a_{\Pi} = \frac{b_n (1 - K_{\text{пез}}^N) \left(\frac{h_o^{P_n - P_2}}{h_{o(u)}^{P_n - P_2}} - 1 \right)}{\left(\frac{h_o^{P_s - P_2}}{h_{o(u)}^{P_s - P_2}} - 1 \right)}$$

ИЛИ

$$a_{\Pi} = \frac{b_n (1 - K_{\text{пез}}^N) \left(\frac{h_{o, \text{чсд}} + h_{o, \text{чнд}}}{(h_{o, \text{чсд}} + h_{o, \text{чнд}})_u} - 1 \right)}{\left(\frac{h_{o, \text{чсд}} + h_{o, \text{чсд}} + h_{o, \text{чнд}}}{(h_{o, \text{чсд}} + h_{o, \text{чсд}} + h_{o, \text{чнд}})_u} - 1 \right)};$$

$$a_{\text{Т}} = \frac{b_m (1 - K_{\text{пез}}^N) \left(\frac{h_o^{P_m - P_2}}{h_{o(u)}^{P_m - P_2}} - 1 \right)}{\left(\frac{h_o^{P_s - P_2}}{h_{o(u)}^{P_s - P_2}} - 1 \right)}$$

ИЛИ

$$a_{\text{Т}} = \frac{b_m (1 - K_{\text{пез}}^N) \left(\frac{h_{o, \text{чнд}}}{h_{o, \text{чнд}(u)}} - 1 \right)}{\left(\frac{h_{o, \text{чсд}} + h_{o, \text{чсд}} + h_{o, \text{чнд}}}{(h_{o, \text{чсд}} + h_{o, \text{чсд}} + h_{o, \text{чнд}})_u} - 1 \right)}.$$

176. Коэффициент $b_{\text{Т}}$ приводится в пунктах 181-194 настоящих Методических указаний.

177. Из рисунка 3г, приложения 3 к настоящим Методическим указаниям, для теплофикационных турбин типа ПТ:

$$h_{o, \text{чвд}} = i_o - i_{2\text{т.чвд}};$$

$$h_{o, \text{чсд}} = i_{2\text{т.чвд}} - i_{2\text{т.чсд}};$$

$$h_{o, \text{чнд}} = i_{2\text{т.чсд}} - i_{2\text{т.чнд}};$$

$$h_{o, \text{чвд}(и)} = i_{o(и)} - i_{2\text{т.чвд}(и)};$$

$$h_{o, \text{чсд}(и)} = i_{2\text{т.чвд}(и)} - i_{2\text{т.чсд}(и)};$$

$$h_{o, \text{чнд}(и)} = i_{2\text{т.чсд}(и)} - i_{2\text{т.чнд}(и)}.$$

178. При определении теплоперепадов на ЧНД ($h_{o, \text{чнд}}$) для расчетов коэффициента a влиянием изменения влажности пара можно пренебречь.

179. При построении в is -диаграмме процессов расширения пара при исходных и измененных его начальных параметрах внутренние относительные коэффициенты полезного действия ЧВД, ЧСД и ЧНД принимаются одинаковыми и равными:

η

$$\eta_{oi.чвд(и)} =$$

η

$$\eta_{oi.чвд} = 0,8 - 0,85;$$

η

$$\eta_{oi.чсд(и)} =$$

η

$$\eta_{oi.чсд} = 0,65 - 0,85;$$

η

$$\eta_{oi.чнд(и)} =$$

η

$$\eta_{oi.чнд} = 0,65 - 0,85.$$

180. Максимальные значения указанных КПД соответствуют отношению

$$\frac{D_{отс}}{D_{отс(и)}}$$

1 - 0,8, а минимальные

$$\frac{D_{отс}}{D_{отс(и)}}$$

0,3 - 0,35.

181. Аналогичным образом определяются теплоперепады для турбин, имеющих один регулируемый отбор пара.

182. Отношение

$$\frac{\Delta i_{отб}}{i_{отб} - \bar{i}_{возв}}$$

, входящее в приведенное ранее выражение E , целесообразно определять в процессе расчета изменения теплоперепадов

$$\left(\frac{\Delta h_{ох}^{P_s^c - P_2}}{h_{ох(u)}^{P_s^c - P_2}}, \frac{\Delta h_o^{P_s^c - P_2}}{h_{o(u)}^{P_s^c - P_2}} \right).$$

183. Отклонение энтальпии пара в регулируемом отборе при изменении начальных параметров пара находится как:

$$\Delta i_{отб} = \Delta i_o - (h_o^{P_s^c - P_2} - h_{o(u)}^{P_s^c - P_2}) \eta_{oi}^{P_s^c - P_2},$$

где

Δ

$i_o = i_o - i_{o(и)}$ – изменение начальной энтальпии при отклонении начальных параметров пара;

$$h_{o(u)}^{P_1-P_2} = i_{o(и)} - i_{отб(и)}, h_o^{P_1-P_2} = i_o - i_{отб}$$

– располагаемые теплоперепады от состояния пара перед соплами 1-й ступени до давления пара в камере регулируемого отбора соответственно при исходных и измененных параметрах пара;

$i_{отб(и)}$ и $i_{отб}$ – энтальпии пара в отборе при теоретическом процессе расширения пара; определяются по is -диаграмме в точке пересечения линии $P = P_{отб}$ соответственно с линией $s =$

$$s_{o(u)}^c$$

и $s =$

$$s_o^c$$

.

184. Разность ($i_{отб} -$

$$\bar{i}_{возв}$$

) принимается равной 530 – 550 ккал/кг.

185. Для теплофикационных турбин типа ПТ изменение энтальпии пара определяется по формулам:

1) в производственном отборе

$$\Delta i_{отб} = \Delta i_{п} = \Delta i_o - (h_{o.чвд} - h_{o.чвд(и)}) \eta_{oi.чвд};$$

2) в теплофикационном отборе

$$\Delta i_{отб} = \Delta i_{т} = \Delta i_o - (h_{o.чвд} - h_{o.чвд(и)}) \eta_{oi.чвд} - (h_{o.чсд} - h_{o.чсд(и)}) \eta_{oi.чсд}.$$

Аналогичным образом определяется значение

Δ

$i_{отб}$ и для турбин, имеющих один регулируемый отбор пара.

186. Значения мощности $N_{т(и)}$, для расчета составляющей

$$\frac{\Delta N_{рст}}{N_{т}}$$

, определяются по расходной характеристике или диаграмме режимов для принятых в расчете поправок значений D_o , D_{Π}

$$\left(\frac{D_n}{D_o} \right)$$

, D_T

$$\left(\frac{D_n}{D_o} \right)$$

при исходных параметрах пара.

187. При расчетах изменений теплоперепадов для турбин с промперегревом пара рекомендуется одновременно определять изменения энтальпий свежего пара

Δ

i_o , пара за ЦВД (на промперегрев)

$$\Delta i_{2\text{пвд}} = \Delta i'_{\text{пп}},$$

которые используются в дальнейшем при расчете поправки к расходу тепла на турбоагрегат:

Δ

$$i_o = i_o - i_{o(u)};$$

Δ

$$i'_{\text{пп}} =$$

Δ

$$i_o - ($$

$$h_o^{P_o^k - P_{2\text{цвд}}}$$

—

$$h_{o(u)}^{P_o^k - P_{2\text{цвд}}}$$

)

$$\eta_{oi}^{P_o^k - P_{2\text{цвд}}}$$

.

188. Значения

$$\eta_{oi}^{P_o^k - P_{2\text{цвд}}}$$

принимаются постоянными и равными примерно 0,82 - 0,85.

189. Поправка к мощности теплофикационного турбоагрегата при работе его по тепловому графику при $Q_{отб} = \text{const}$

Поправка к мощности (в %) для этого примера рассчитывается по формулам:

1) при работе в зоне соплового регулирования паровпуска в турбину (отсек):

$$\alpha_N^{P_s} = \frac{\Delta N_m^{P_s}}{N_{m(u)}} = \left(\frac{\Delta h_{ox}^{P_s - P_2}}{h_{ox(u)}^{P_s - P_2}} \cdot B \frac{(1-C)}{(1-D)} + \frac{\Delta N_{p.cm}}{N_m} + E' \right) \cdot 10^2 ;$$

(30)

2) при дроссельном регулировании паровпуска:

$$\alpha_N^{P_s} = \frac{\Delta N_m^{P_s}}{N_{m(u)}} = \left(\frac{\Delta h_{ox}^{P_s - P_2}}{h_{ox(u)}^{P_s - P_2}} \cdot B \frac{(1-C)}{(1-D)} + E' \right) \cdot 10^2 .$$

(30')

190. Изменение теплоперепадов на турбину (отсек) при расчетах поправок определяется в соответствии с пунктами 281-286 настоящих Методических указаний, применительно к соответствующей зоне регулирования паровпуска.

191. Входящий в выражения (30) и (30') коэффициент E' определяется как:

$$E' = \sum \frac{\Delta D_{отб}}{N_m (1 - K_{рег}^D) \Delta d_o^{P_s - P_c}} ,$$

$$\text{где } \Delta D_{отб} = D_{отб} \frac{\Delta i_{отб}}{i_{отб} - \bar{t}_{возв}} .$$

192. Сомножитель $(1 -$

$$K_{рег}^D$$

) определяется по кривым рисунка 4 приложения 3 к настоящим Методическим указаниям, в соответствии с температурой питательной воды или конденсата на входе в первый (по ходу воды) регенеративный подогреватель, относящийся к рассматриваемому отсеку (части) турбины и давлением пара в первом регенеративном отборе пара, относительный прирост по расходу пара

$$\Delta d_o^{P_s - P_c}$$

определяется в соответствии с пунктами 207-288 настоящих Методических указаний.

193 . Для турбин типа Р процесс расширения пара, как правило, протекает в области перегретого пара. Поэтому при расчетах поправки в формулах (30) и (30') отношение

$$\frac{\Delta h_{ox}^{P_s - P_2}}{h_{ox(u)}^{P_s - P_2}}$$

заменяется отношением

$$\frac{\Delta h_o^{P_s - P_2}}{h_{o(u)}^{P_s - P_2}}$$

, а сомножители $(1 - C)$ и $(1 - D)$ принимаются равными 1.

194. Для турбин типа Р выражение для определения E' имеет вид:

$$E' = \frac{\Delta D_{np}}{(1 - K_{рез}^D) \Delta d_o \cdot N_m},$$

где

ΔD_{np} – изменение расхода пара на выходе из турбины (противодавления) для обеспечения постоянного отпуска тепла;

$$\Delta D_{np} = D_{np} \frac{\Delta i_{np}}{i_{np} - \bar{t}_{возв}}.$$

195. Значения N_T принимаются по расходной характеристике (или диаграмме режимов) в соответствии с заданными значениями для расчета поправок D_o и $P_{пр}$ при исходных параметрах пара.

196. Результаты расчетов поправок к мощности, рассмотренные в пунктах 125-198 настоящих Методических указаний, рекомендуется свести в таблицы, по данным которых отроятся номограммы позволяющие определять значения поправок и для промежуточных (по сравнению с принятыми в расчетах) значений P_o , D_o ,

$$\frac{D_{отб}}{D_o}:$$

1) для конденсационных турбин:

$$\alpha_N^{P_s} = f(D_o, P_o);$$

2) для теплофикационных турбин с одним регулируемым отбором пара (включая турбины Т-50, Т-100 и другой производительности):

$$\alpha_N^{P_s} = f[D_o, P_o, \frac{D_{n(m)}}{D_o} \cdot (\frac{Q_{n(m)}}{Q_o})];$$

3) для теплофикационных турбин с двумя регулируемыми отборами пара:

$$\alpha_N^{P_s} = f[D_o, P_o, \frac{D_n}{D_o} \cdot (\frac{Q_n}{Q_o}), \frac{D_m}{D_o} \cdot (\frac{Q_m}{Q_o})];$$

4) для турбин с противодавлением типа Р:

$$\alpha_{N_o}^P = f(D_o, P_{пр}).$$

197. Поправки к расходу пара и тепла на турбоагрегат при $N_T = \text{const}$.

Для расчета данных поправок пользуются поправками к мощности, выраженными в абсолютных значениях (МВт, кВт)

$$\Delta N_m^P.$$

198. В пунктах 125-157 настоящих Методических указаний, приведены указания по расчету поправок к мощности в относительных единицах (в %). Поправки в абсолютных значениях составят:

$$\Delta N_m^P = N_T \frac{\alpha_N^P}{100},$$

(кВт, МВт).

199. Значения N_T определяются по расходным характеристикам или диаграммам режимов при исходных условиях их построения для задаваемых для расчета поправок расходов пара $D_o, D_{II} (Q_{II}), D_T (Q_T)$.

200. Расчет поправок производится для тех же значений

$$D_o, \frac{D_{II}}{D_o} \cdot \left(\frac{Q_{II}}{Q_o} \right), \frac{D_T}{D_o} \cdot \left(\frac{Q_T}{Q_o} \right),$$

для которых выполнен расчет поправок к мощности (см. в пунктах 125-157 настоящих Методических указаний).

201. В приводимых в дальнейшем формулах для расчета поправок величины

$$\Delta d_o, \Delta q_o, \Delta N_T, N_T, D_o, Q_o$$

имеют размерности соответственно т/(МВт*ч), Гкал/(МВт*ч), МВт, МВт, т/ч, Гкал/ч.

Поправка к расходу свежего пара (к расходу пара на входе в отсек).

202. Поправка к расходу свежего пара (на входе в отсек) вычисляется по выражениям:

1) в абсолютных значениях, т/ч:

$$\Delta D_o = -\Delta d_o \cdot \Delta N_m^P = -\Delta d_{o(н)} \frac{\Delta N_m^P}{\left(1 + \frac{\alpha_N^P}{100}\right)},$$

(31)

или

$$\Delta D_o = - \Delta d_{o(и)} \frac{\alpha_N^P}{(100 + \alpha_N^P)} N_{т(и)}; \quad (31/)$$

- в относительных единицах, %:

$$\alpha_{D_o}^P = \frac{\Delta D_o}{D_{o(u)}} = - \Delta d_{o(u)} \cdot \frac{\Delta N_m^P}{(1 + \frac{\alpha_N^P}{100}) \cdot D_{o(u)}} \cdot 10^2 \quad (32)$$

или

$$\alpha_{D_o}^P = - \Delta d_{o(u)} \cdot \frac{\alpha_N^P \cdot \Delta N_m^P}{(1 + \alpha_N^P) \cdot D_{o(u)}} \cdot 10^2. \quad (32')$$

203. Используемый в выражениях (31) – (32') относительный прирост по расходу свежего пара (на входе в отсек)

Δ

$d_{o(и)}$ рекомендуется определять в окрестностях значений D_o , $D_{п}$ и $D_T(Q_T)$, принятых при расчетах поправок, по расходным характеристикам $D_o = f(N_T)$ или диаграммам режимов – линия $D_o = f(N_T)$ при $D_{отб} = \text{const}$, – построенным для исходных (номинальных) параметров пара. Целесообразно рассматривать окрестности, ограниченные значениями мощности $N_{т(и)}$ и $(N_{т(и)} -$

ΔN_m^P

) (с учетом знака поправки). Когда рассматриваемая зависимость ($D_o = f(N_T)$)

представлена ломаной линией с прямолинейными отрезками, имеющими различные относительные приросты, например,

Δ

$d'_{o(и)}$ и

Δ

$d''_{o(и)}$, и в рассматриваемую окрестность значений (

ΔN_m^P

) входят участки этих отрезков (рисунок 4 приложения 4 к настоящим Методическим указаниям), то:

$$\Delta D_o = -(\Delta d'_{o(и)} \cdot \Delta N'_T + \Delta d''_{o(и)} \cdot \Delta N''_T) \frac{1}{(1 + \frac{\alpha_N^P}{100})},$$

где

Δ
 $d'_{o(i)}$ и
 Δ
 $d''_{o(i)}$ – относительные приросты отрезков, на которых располагаются соответственно начало окрестности (точка со значением $N_T = N_{T(i)}$) и ее окончание [точка с значением $N_T = (N_{T(i)} - \Delta N_{\pi}^{P_s})$];

$\Delta N_{\pi}^{P_s}$
 N'_T ,
 $\Delta N_{\pi}^{P_s}$
 N''_T – значение поправки
 $\Delta N_{\pi}^{P_s}$
, приходящееся на участок соответственно от заданной точки $N_{T(i)}$ до точки сопряжения отрезков $N_{T(c)}$, и от этой точки до точки $(N_{T(i)} - \Delta N_{\pi}^{P_s})$),

Δ
 $N'_T +$
 Δ
 $N''_T =$
 $\Delta N_{\pi}^{P_s}$
.

204. При расчетах поправок к расходу пара для теплофикационных турбин при условии $Q_{отб} = \text{const}$ или $D_{отб} = \text{const}$ используются табличные данные или номограммы поправок к мощности, рассчитанные для тех же условий.

205. Результаты расчетов поправок к расходу пара рекомендуется свести в таблицы, по данным которых строятся соответствующие номограммы, связывающие значения поправок со значениями отклонений давления свежего пара и с расходами свежего пара в регулируемые отборы, аналогично номограммам поправок к мощности (в пунктах 191-198 настоящих Методических указаний).

206. При выводе формул (4), (5), (5'), (5''), (5''') для расчета поправок к расходу тепла на турбоагрегат принимается, что $K_{пп} = K_{пп(и)}$. Отклонение начальных параметров пара перед турбиной вызывает изменение энтальпий пара в регенеративных отборах пара и расходов пара на подогреватели, что приводит и к изменению расхода пара на промперегрев $D_{пп}$. Таким образом, при $K_{пп}$

$\neq K_{пп(и)}$ и при более строгом расчете поправок в соответствующих формулах прибавляется (алгебраически) дополнительная поправка:

1) в формуле (4):

$$\Delta Q_{\Delta K_{пп}} = D_{о(и)} \Delta K_{пп} (i_{пп(и)}'' - \Delta i_{пп(и)}');$$

2) в формулах (5), (5'), (5''), (5'''):

$$\alpha_{\Delta K_{пп}} = \frac{\Delta K_{пп} (i_{пп(и)}'' - i_{пп(и)}')}{[(i_{о(и)} - \bar{t}_{н.с(и)}) + K_{пп(и)} (i_{пп(и)}'' - i_{пп(и)}')]}.$$

207. Значение

$\Delta K_{пп}$ для расчета данной дополнительной поправки определяется по выражению:

$$\Delta K_{пп} = (1 - K_{пп(и)}) \frac{\Delta i_{рег}}{500},$$

где

$\Delta i_{рег}$ – средневзвешенное отклонение энтальпии греющего пара регенеративных подогревателей (отборов) с давлением пара P

$\geq P_{2цвд} = P'_{пп}$, ккал/кг; отклонение энтальпии в каждом отборе определяется по i -диаграмме при расчетах отклонений теплоперепадов (рисунок 3д, приложения 3 к настоящим Методическим указаниям).

$$\Delta i^I_{рег} = (\bar{i}^I_{рег} - i^I_{рег(и)});$$

$$\Delta i^{II}_{рег} = (\bar{i}^{II}_{рег} - i^{II}_{рег(и)});$$

$$\Delta i_{рег} = \Delta i^I_{рег} \frac{\Delta \bar{t}^I_{н.с}}{\Delta \bar{t}^I_{н.с} + \Delta \bar{t}^{II}_{н.с}} + \Delta i^{II}_{рег} \frac{\Delta \bar{t}^{II}_{н.с}}{\Delta \bar{t}^I_{н.с} + \Delta \bar{t}^{II}_{н.с}},$$

где

$$\Delta \bar{t}_{нс}^I$$

$$\Delta \bar{t}_{нс}^{II}$$

– повышение энтальпии питательной воды в подогревателях, подключенных соответственно к I (P_I) и II (P_{II}) регенеративным отборам.

208. Расчеты показывают, что эта дополнительная поправка, в общем, незначительна. Например, при отклонении энтальпии свежего пара примерно на 6 ккал/кг дополнительная поправка составляет:

1) для конденсационных турбин примерно 0,05 %;

2) для теплофикационных турбин примерно

$$\frac{0,05}{1 - \frac{\sum Q_{отб}}{Q_0}} \%$$

209. Дополнительная поправка учитывается при детальных расчетах поправок, а для практических целей поправки к расходу тепла на турбоагрегат при отклонении давления свежего пара рекомендуется определять по приведенным ниже выражениям, полученным из формул (4), (5), (5'), (5''), (5'''):

1) в абсолютных значениях:

для турбин без промперегрева пара

$$\Delta Q_0 = \Delta Q_3 = D_{0(н)} (\Delta i_0 - \Delta \bar{t}_{нс}) + \Delta D_0 (i_{0(н)} - \bar{t}_{нс(н)})$$

или

$$\Delta Q_0 = \Delta Q_3 = D_{0(н)} (\Delta i_0 - \Delta \bar{t}_{нс}) - \Delta q_{0(н)} \cdot \frac{\alpha_N^P}{(1 + \alpha_N^P)} \cdot N_{т(н)},$$

(33)

для турбин с промперегревом пара

$$\Delta Q_0 = \Delta Q_3 = D_{0(н)} [(\Delta i_0 - \Delta \bar{t}_{нс}) + K_{пп} \Delta i'_{пп} + \Delta K_{пп} (i''_{пп(н)} - i'_{пп(н)})]$$

$$+ \Delta D_0 [(i_{0(н)} - \bar{t}_{нс(н)}) + K_{пп} (i''_{пп(н)} - i'_{пп(н)})]$$

или

$$\Delta Q_0 = \Delta Q_3 = D_{0(н)} [(\Delta i_0 - \Delta \bar{t}_{нс}) + K_{пп} \Delta i'_{пп} + \Delta K_{пп} (i''_{пп(н)} - i'_{пп(н)})] -$$

$$- \Delta q_{o(n)} \frac{\alpha_N^P}{(100 + \alpha_N^P)} N_{m(u)} ;$$

(34)

2) в относительных единицах, %:
для конденсационных турбин

$$\frac{\Delta Q_s}{Q_s} = \frac{\Delta Q_o}{Q_o} = (\alpha_{\Delta i} + \alpha_{\Delta D_s}) \cdot 10^2,$$

(35)

для теплофикационных турбин

$$\frac{\Delta Q_s}{Q_s} = (\alpha_{\Delta i} + \alpha_{\Delta D_s}) \cdot \frac{10^2}{\left(1 - \frac{\sum Q_{отс}}{Q_o}\right)}.$$

(36)

210. В формулах (35) и (36) под

$\alpha_{\Delta i}$

и

$\alpha_{\Delta D_s}$

подразумевается:

1) для турбин без промперегрева пара

$$\alpha_{\Delta D_s} = \frac{\Delta i_o - \Delta \bar{t}_{нс}}{\Delta i_{o(u)} - \Delta \bar{t}_{нс(u)}} ;$$

(37)

2) для турбин с промперегревом пара

$$\alpha_{\Delta i} = \frac{(\Delta i_o - \Delta \bar{t}_{нс}) + K_{nn} \Delta i'_{nn} + K_{nn} (i''_{nn(u)} - i'_{nn(u)})}{(\Delta i_{o(u)} - \Delta \bar{t}_{нс(u)}) + K_{nn} (i''_{nn(u)} - i'_{nn(u)})} ;$$

(37')

3) для конденсационных и теплофикационных турбин

$$\alpha_{\Delta D_s} = \frac{\Delta D_o}{D_o} = - \Delta d_{o(n)} \frac{\alpha_N^P \cdot N_{m(u)}}{(100 + \alpha_N^P) D_{o(u)}} = - \Delta q_{o(n)} \frac{\alpha_N^P \cdot N_{m(u)}}{(100 + \alpha_N^P) Q_{o(u)}}.$$

(38)

211. Изменение энтальпии питательной воды за последним (по ходу воды) ПВД

$\Delta \bar{t}_{нс}$

определяется как:

$$\Delta \bar{t}_{нс} = \bar{t}_{нс(D_{o(и)} + \Delta D_o)} - \bar{t}_{нс(D_{o(и)})}.$$

212. Значения энтальпии питательной воды

$$\bar{t}_{нс(D_{o(и)})}$$

и

$$\bar{t}_{нс(D_{o(и)} + \Delta D_o)}$$

, отвечающие расходам свежего пара соответственно $D_{o(и)}$ и $(D_{o(и)} +$

Δ

$D_o)$, определяются по зависимости

$$\bar{t}_{нс}$$

$$= f(D_o).$$

Методы определения значений

Δ

$$i_o,$$

Δ

$$i_{пп},$$

Δ

$K_{пп}$ рассматриваются в пунктах 157-189 настоящих Методических указаний.

213. Значения поправок к мощности или к расходу свежего пара, необходимые для расчета поправок к расходу тепла, определяются по соответствующим табличным данным их расчетов либо по номограммам для задаваемых значений P_o , D_o ,

$$\frac{D_n}{D_o} \cdot \left(\frac{Q_n}{Q_o} \right), \frac{D_m}{D_o} \cdot \left(\frac{Q_m}{Q_o} \right),$$

и $Q_{отб} = \text{const}.$

214. Результаты расчетов поправок к расходу тепла целесообразно свести в таблицы, по данным которых строятся соответствующие номограммы, связывающие значения поправок

$$\frac{\Delta Q_o}{Q_o}, \frac{\Delta Q_z}{Q_z},$$

Δ

$$Q_o =$$

Δ

Q_9 со значениями отклонений, давления свежего пара, с расходами свежего пара, тепла в регулируемые отборы при соответствующих условиях, аналогично номограммам поправок к мощности (в пунктах 191-198 настоящих Методических указаний).

Глава 4. Подсчет поправок на отклонение температуры свежего пара при $P_o = \text{const}$

215. Поправки к мощности турбоагрегата при $D_o = \text{const}$.

216. При отклонении температуры свежего пара для обеспечения исходного значения D_o регулирующие паровпуск клапаны перемещаются незначительно. Это приводит к несущественному (а в зоне соплового регулирования и к неоднозначному) изменению давления пара перед соплами 1-й ступени

P_o^c
, причем значение отклонения соизмеримо с точностью построения графиков
 P_o^c
 $= f(D_o)$.

217. При изменении температуры свежего пара влияние отклонения КПД регулирующей ступени (из-за изменения теплоперепада) на внутренний относительный КПД турбины в целом незначительно и в большинстве примеров не превышает 0,03 - 0,05 % при отклонении температуры на 10 °С. Поэтому при расчетах поправок для практических целей эти изменения учитывать нецелесообразно.

218. Начальные точки процесса расширения пара для определения значений теплоперепадов при исходной и заданных значениях температуры свежего пара находятся на пересечении линий $t = t_o = \text{const}$ с линиями $P = P_o = \text{const}$ в зоне соплового регулирования паровпуска, поскольку, как показывают расчеты, при незначительной разнице в значениях давлений

P_o^c
и P_o в этой зоне отношения теплоперепадов, определяемых от состояния пара по температуре t_o и давлениям

P_o^c
—
 $h_{ок}^{P_o^c - P_2}$
и P_o —
 $h_{ок}^{P_o - P_2}$

, практически равны, то есть:

$$\frac{\Delta h_{ок}^{P_o^c - P_2}}{h_{ок(u)}^{P_o^c - P_2}} = \frac{\Delta h_{ок}^{P_o - P_2}}{h_{ок(u)}^{P_o - P_2}} ;$$

$P =$
 P_o^c
 $= \text{const}$ – в зоне дроссельного регулирования.

Значение
 P_o^c
определяется по зависимости
 P_o^c
 $= f(D_o)$ для задаваемых значений расхода свежего пара D_o .

219. Рекомендуется следующий порядок расчета поправки к мощности на отклонение температуры свежего пара:

1) задаются значениями температур свежего пара, например

$$t_{o(u)}, t'_{o1} = t_{o(u)}$$

$$+ 10 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$t'_{o2} = t_{o(u)}$$

$$+ 20 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$t''_{o1} = t_{o(u)}$$

$$- 10 \text{ } ^\circ\text{C};$$

$$t''_{o2} = t_{o(u)}$$

$- 20 \text{ } ^\circ\text{C}$; принимаются значения давления P_2 (в соответствии с указаниями пунктов 125-157 настоящих Методических указаний);

2) принимаются значения расхода свежего пара в турбину (на входе в отсек) минимальное, среднее и максимальное для каждой зоны регулирования паровпуска;

3) для каждого принятого значения расхода свежего пара и каждого заданного значения температуры свежего пара определяются начальные точки процесса расширения пара, теплоперепады (в соответствии с пунктами 93-107 настоящих Методических указаний) на турбину (отсек) и вычисляются их относительные изменения;

4) определяются вспомогательные множители a , b , B и отдельные составляющие основных уравнений C , D , E в соответствии с пунктами 155-165 и пунктами 125-189 настоящих Методических указаний;

5) рассчитываются поправки (в %) к мощности по формулам:

для конденсационных и теплофикационных турбин без промперегрева пара при отсутствии отбора пара:

$$\alpha_N^{t_s} = \frac{\Delta N_m^{t_s}}{N_{m(u)}} = \frac{\Delta h_{ox}^{P_s - P_2}}{h_{ox(u)}^{P_s - P_2}} \cdot B \frac{(1-C)}{(1-D)} \cdot 10^2 ;$$

(39)

для теплофикационных турбин при заданных значениях $D_{отб} = \text{const}$:

$$\alpha_N^{t_s} = \frac{\Delta N_m^{t_s}}{N_{m(u)}} = \frac{\Delta h_{ox}^{P_s - P_2}}{h_{ox(u)}^{P_s - P_2}} \cdot B \frac{(1-C)}{(1-D)} \cdot 10^2$$

(39')

для теплофикационных турбин при заданных значениях $Q_{отб} = \text{const}$:

$$\alpha_N^{t_s} = \frac{\Delta N_m^{t_s}}{N_{m(u)}} = \frac{\Delta h_{ox}^{P_s - P_2}}{h_{ox(u)}^{P_s - P_2}} \cdot B \frac{(1-C)}{(1-D)} \cdot 10^2 + E \cdot 10^2 .$$

(39//)

220. При расчете поправок к мощности для турбин с промперегревом пара в формулы (39), (39'), (39//) вместо отношения

$$\frac{\Delta h_{ox}^{P_s - P_2}}{h_{ox(u)}^{P_s - P_2}}$$

подставляется

$$\frac{\Delta h_o^{P_s - P_2 \text{ IIБЛ}}}{h_{o(u)}^{P_s - P_2 \text{ IIБЛ}}} \left(1 + \frac{h_{ox(u)}^{P'_{\pi\pi} - P_2}}{h_{o(u)}^{P_s - P_2 \text{ IIБЛ}}} \right) .$$

221. Для турбин типа Р используется формула (39).

222. Когда расширение пара происходит полностью в области перегретого пара, то отношение

$$\frac{\Delta h_{ox}^{P_s - P_2}}{h_{ox(u)}^{P_s - P_2}}$$

заменяется отношением

$$\frac{\Delta h_o^{P_s - P_2}}{h_{o(u)}^{P_s - P_2}} .$$

223. Расчет поправок рекомендуется выполнять для нескольких значений противодавлений $P'_2 > P_{2(и)} > P''_2$ ($P_2 = P_{пр}$).

224. Результаты расчетов поправок к мощности рекомендуется сводить в таблицы, по данным которых строятся номограммы поправок, аналогичные приведенным в пунктах 191-198 настоящих Методических указаний.

225. Поправка немогнотности теплофикационного турбоагрегата при работе его по тепловому графику при $Q_{отб} = \text{const}$

Поправка (в %) к мощности для этого условия рассчитывается по формуле:

$$\alpha_N^{t_z} = \frac{\Delta N_m^{t_z}}{N_{m(u)}} = \left(\frac{\Delta h_{ox}^{P_s - P_2}}{h_{ox(u)}^{P_s - P_2}} \cdot B \frac{(1-C)}{(1-D)} + E' \right) \cdot 10^2. \quad (40)$$

226. Изменение теплоперепадов на турбину (отсек) при расчетах поправок определяется в соответствии с пунктами 217-225 настоящих Методических указаний.

Методы определения значений B , C и D приведены в пунктах 155-165, пунктах 125-189 настоящих Методических указаний.

227. Коэффициент E' формулы (40) вычисляется по выражению, приведенному в пунктах 191-198 настоящих Методических указаний, все указания этого раздела, относящиеся к вычислению коэффициента E' и его отдельных сомножителей, распространяются и на настоящий раздел.

228. Поправка (в %) для турбин типа Р определяется по формуле:

$$\alpha_N^{t_z} = \frac{\Delta N_m^{t_z}}{N_{m(u)}} = \left(\frac{\Delta h_o^{P_s - P_2}}{h_{o(u)}^{P_s - P_2}} \cdot B + E' \right) \cdot 10^2. \quad (40')$$

229. Поправка к расходу пара и тепла на турбоагрегат при $N_T = \text{const}$.

Поправки к расходу свежего пара (к расходу пара на входе в отсек) и тепла на турбоагрегат рассчитываются по формулам (31) - (36), в которых поправки к мощности на отклонение давления свежего пара

$$\alpha_{N_o}^P$$

,

$$\Delta N_m^{P_o}$$

заменяются соответствующими поправками к мощности на отклонение температуры свежего пара

$$\alpha_{N_o}^P$$

,

$$\Delta N_m^{P_o}$$

.

230. Все указания в пунктах 203-216 настоящих Методических указаний, по расчету поправок и определению входящих в формулы отдельных величин распространяются и на настоящий раздел.

Глава 5. Подсчет поправок на отклонение температуры пара после промперегрева ($t_{\text{пп}} = t'_{\text{пп}} = t_{\text{о цсд}}$)

231. Поправка к мощности турбоагрегата при $D_o = \text{const}$.

232. При изменении температуры пара после промперегрева, на неизменном расходе свежего пара и расходе пара на промперегрев давление пара после промперегрева $P'_{\text{пп}} = P_{\text{о цсд}}$ (перед ЦСД) изменится и составит:

$$P'_{\text{пп}} = P_{\text{о цсд}} = P_{\text{о цсд(и)}} \sqrt{\frac{t_{\text{о цсд}} + 273}{t_{\text{о цсд(и)}} + 273}}.$$

В результате изменяется и давление пара за ЦВД, новое значение которого определяется как $P_{2\text{цвд}} = P_{\text{о цсд}} +$

Δ

$P_{\text{пп(и)}}$ (здесь пренебрегли несущественным отклонением значения

Δ

$P_{\text{пп(и)}}$).

233. Изменение теплоперепада на турбину в целом определяется изменением теплоперепадов как на часть турбины до промперегрева – ЦВД, так и после промперегрева – ЦСД + ЧНД. В общем виде данное изменение выражается как:

1) в абсолютных значениях, ккал/кг;

$$\Delta h_{\text{ох}}^{P_o^* - P_2} = \Delta h_{\text{ох}(t_{\text{пп}})}^{P_{\text{пп}}^* - P_2} + \Delta h_{\text{ох}(P_{\text{пп}})}^{P_{\text{пп}}^* - P_2} + \Delta h_{\text{ох}(P_{2\text{цвд}})}^{P_o^* - P_{2\text{цвд}}};$$

2) в относительных единицах (долях)

$$\frac{\Delta h_{\text{ох}}^{P_o^* - P_2}}{h_{\text{ох}(u)}^{P_o^* - P_2}} = \frac{\Delta h_{\text{ох}(t_{\text{пп}})}^{P_{\text{пп}}^* - P_2}}{h_{\text{ох}}^{P_o^* - P_2}} + \frac{\Delta h_{\text{ох}(P_{\text{пп}})}^{P_{\text{пп}}^* - P_2}}{h_{\text{ох}}^{P_o^* - P_2}} + \frac{\Delta h_{\text{ох}}^{P_o^* - P_{2\text{цвд}}}}{h_{\text{ох}}^{P_o^* - P_2}},$$

где

$$\Delta h_{\text{ох}(t_{\text{пп}})}^{P_{\text{пп}}^* - P_2}$$

– изменение теплового перепада отсека ЦСД + ЧНД только за счет отклонения температуры пара перед ЦСД от значения $t_{\text{оцсд(и)}}$ при условии

$$P_{\text{о цсд}} = P_{\text{о цсд(и)}} \text{ и } P_2 = P_{2(\text{и})};$$

$$\Delta h_{\text{ох}}^{P_{\text{нн}}^* - P_2}$$

– дополнительное изменение теплоперепада за счет отклонения давления пара перед ЦСД от значения $P_{\text{о цсд(и)}}$;

$$\Delta h_{\text{ох}}^{P_{\text{о}}^* - P_{2\text{цвд}}}$$

– изменение теплоперепада ЦВД за счет отклонения давления пара за ЦВД от значения $P_{2\text{ цвд(и)}}$;

$$h_{\text{ох}}^{P_{\text{о}}^* - P_2}$$

– теплоперепад на турбину в целом (от состояния пара перед соплами 1-й ступени).

234. Поправка к мощности при отклонении температуры пара после промперегрева определяется составляющими:

1) изменением теплоперепада на отсек ЦСД + ЧНД за счет изменения температуры пара $t''_{\text{пп}}$ при неизменном давлении пара перед ЦСД ($P''_{\text{пп}} = \text{const}$);

2) различием значений изменения теплоперепадов на ЦВД и отсек ЦСД + ЧНД за счет повышения давления пара $P''_{\text{пп}}$ (при $D_{\text{о}} = \text{const}$) и $P_{2\text{ цвд}}$ в результате изменения температуры после промперегрева (перед ЦСД);

3) различием расходов пара, выходящего из ЦВД (

$$D_{\text{цвд}}^{\text{еблх}}$$

) и направляемого на промперегрев ($D_{\text{пп}}$), в результате отбора пара после ЦВД на регенеративный подогреватель, а в ряде примеров и на собственные нужды энергоблока.

235. Поправка к мощности, учитывающая факторы, отмеченные в подпункте 2 и 3 пункта 236, представляется отдельной дополнительной поправкой, в общем виде составляющей:

$$\alpha_{N(\text{доп})}^{t_{\text{нн}}} = \frac{[D_{\text{цвд}}^{\text{еблх}} \cdot \Delta h_{\text{ох}}^{P_{\text{о}}^* - P_{2\text{цвд}}} + D_{\text{пп}} \cdot \Delta h_{\text{ох}}^{P_{\text{нн}}^* - P_2}] \cdot 0,99}{D_{\text{о}} \cdot h_{\text{ох}}^{P_{\text{о}}^* - P_2} (1 - K_{\text{рег}}^N)}.$$

236. Расчеты показывают, что эта дополнительная поправка незначительна: на

Δ

$t'_{пп} = 10 \text{ }^{\circ}\text{C}$ составляет

$\pm$

(0,025 - 0,03) % – и в дальнейшем при расчетах полной поправки ее целесообразно определять – в процентах

$\alpha_{N(\partial on)}^{t_{\text{сн}}}$

= 0,03

Δ

$t''_{пп}$, – в ДОЛЯХ

$\alpha_{N(\partial on)}^{t_{\text{сн}}}$

= -0,3

Δ

$t''_{пп}$

10^{-4} .

237. Рекомендуется следующий порядок расчета поправки к мощности на отклонение температуры пара после промперегрева:

1) для каждой зоны регулирования паровпуска задаются максимальным, средним и минимальным значениями расхода свежего пара D_o (обычно четыре-пять значений);

2) по зависимостям

P_o^c
= $f(D_o)$, $P_{2\text{цвд}}(P'_{пп}) = f(D_o)$, $P_{\text{оцсд}}(P''_{пп}) = f(D_o)$, соответственно заданным значениям D_o

определяются значения

$P_{o(u)}^c$

, $P_{2\text{цвд}(и)}(P'_{пп(и)})$, $P_{\text{оцсд}(и)}(P''_{пп(и)})$;

3) по исходным значениям

$P_{o(u)}^c$

,
 $t_{o(u)}$

, $P_{2\text{цвд}(и)}$ определяются теплоперепады на ЦВД

$h_{o(u)}$

(рисунок 3д, приложения 3 к настоящим Методическим указаниям и пунктах 142-183 настоящих Методических указаний);

4) задаются значениями температур пара после промперегрева, например $t''_{пп} = t''_{пп(и)}$
(и), $t''_{пп(1)} = t''_{пп(и)} + 10 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $t''_{пп(2)} = t''_{пп(и)} + 20 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $t''_{пп(3)} = t''_{пп(и)} - 10 \text{ }^{\circ}\text{C}$, $t''_{пп(4)} = t''_{пп(и)}$

-20 °С, для каждого из заданных значений D_o [соответствующего значения – $P_{\text{оцсд(и)}} (P_{\text{пп(и)}})$] и значений $t''_{\text{пп(и)}}$, $t''_{\text{пп(1)}}$, $t''_{\text{пп(2)}}$, $t''_{\text{пп(3)}}$, $t''_{\text{пп(4)}}$ по is -диаграмме определяют теплоперепады на отсек ЦСД + ЧНД и рассчитывают их изменения. Начальные точки теплоперепадов на отсек ЦСД + ЧНД (

$$h_{\text{ох}(t''_{\text{пп}})}^{P''_{\text{пп}} - P_2}$$

) находятся на пересечении линий $P = P_{\text{о цсд}} (P''_{\text{пп(и)}})$ и $t = t_{\text{о цсд}} (t''_{\text{пп(и)}})$;

5) вычисляются поправки (в %) к мощности по формулам:

для конденсационного режима

$$\alpha_N^{t''_{\text{пп}}} = \frac{\Delta N_m^{t''_{\text{пп}}}}{N_{m(u)}} = \left[\frac{\Delta h_{\text{ох}(t''_{\text{пп}})}^{P''_{\text{пп}} - P_2} \cdot B}{h_{\text{ох}(u)}^{P''_{\text{пп}} - P_2} + h_{\text{ох}(u)}^{P''_{\text{пп}} - P_2}} - 0,3 \cdot \Delta t_{\text{пп}}'' \cdot 10^{-4} \right] \cdot 10^2, \quad (41)$$

или

$$\alpha_N^{t''_{\text{пп}}} = \left[\frac{\Delta h_{\text{ох}(t''_{\text{пп}})}^{P''_{\text{пп}} - P_2} \cdot B}{h_{\text{ох}(u)}^{P''_{\text{пп}} - P_2} \left(\frac{h_{\text{ох}(u)}^{P''_{\text{пп}} - P_2}}{h_{\text{ох}(u)}^{P''_{\text{пп}} - P_2}} + 1 \right)} - 0,3 \cdot \Delta t_{\text{пп}}'' \cdot 10^{-4} \right] \cdot 10^2; \quad (41/)$$

для теплофикационных турбин при работе по электрическому графику

$$\alpha_N^{t''_{\text{пп}}} = \frac{\Delta N_m^{t''_{\text{пп}}}}{N_{m(u)}} = \left[\frac{\Delta h_{\text{ох}(t''_{\text{пп}})}^{P''_{\text{пп}} - P_2} \cdot B \left(1 - \frac{Q_m}{Q_o} a_m \right)}{h_{\text{ох}(u)}^{P''_{\text{пп}} - P_2} \left(\frac{h_{\text{ох}(u)}^{P''_{\text{пп}} - P_2}}{h_{\text{ох}(u)}^{P''_{\text{пп}} - P_2}} + 1 \right) \left(1 - \frac{Q_m}{Q_o} b_m \right)} + E - 0,3 \cdot \Delta t_{\text{пп}}'' \cdot 10^{-4} \right] \cdot 10^2; \quad (42)$$

для теплофикационных турбин при работе по тепловому графику

(42/)

238. Входящие в формулы (41) - (42/) теплоперепады на отсеки ЦВД, ЦСД + ЧНД и их изменения определяются в соответствии с пунктами 93-114 настоящих Методических указаний, прочие величины – в соответствии с пунктами 108-117 и пунктами 185-296 настоящих Методических указаний.

239. По результатам расчетов строится номограмма, связывающая значение поправки с отклонениями температуры пара после промперегрева, расходом свежего пара и для теплофикационных турбин – со значением отбора тепла.

240. Поправки к расходу пара и тепла на турбоагрегат при $N_T = \text{const}$

241. Поправка к расходу свежего пара рассчитывается по формулам:

1) в абсолютных значениях, т/ч:

$$\Delta D_o = - \Delta d_{o(n)} \cdot \frac{\Delta N_m^{t_{nn}}}{(1 + \frac{\alpha_N^{t_{nn}}}{100})} \quad (43)$$

или

$$\Delta D_o = - \Delta d_{o(n)} \cdot \frac{\alpha_N^{t_{nn}}}{(100 + \alpha_N^{t_{nn}})} \cdot N_{m(u)} ; \quad (43/)$$

2) в относительных единицах, %:

$$\alpha_{D_o}^{t_{nn}} = - \Delta d_{o(n)} \cdot \frac{\Delta N_m^{t_{nn}}}{(1 + \frac{\alpha_N^{t_{nn}}}{100}) D_{o(u)}} \cdot 10^2 \quad (44)$$

или

$$\alpha_{D_o}^{t_{nn}} = - \Delta d_{o(n)} \cdot \frac{\alpha_N^{t_{nn}} \cdot \Delta N_m^{t_{nn}}}{(1 + \alpha_N^{t_{nn}}) D_{o(u)}} \cdot 10^2 . \quad (44/)$$

242. Поправка к расходу тепла на турбоагрегат рассчитывается по следующим формулам:

1) в абсолютных значениях, Гкал/ч:

$$\Delta Q_o = \Delta Q_z = D_{o(n)} (K_{пп} \Delta i_{пп}^{//} - \Delta \bar{i}_{n.e}) + \Delta D_o [(i_{o(n)} - \bar{i}_{n.e(u)}) + K_{пп} (i_{пп(n)}^{//} - i_{пп(n)})]$$

или

$$\Delta Q_o = \Delta Q_z = D_{o(n)} (K_{пп} \Delta i_{пп}^{//} - \Delta \bar{i}_{n.e}) - \Delta q_{o(n)} \cdot \frac{\alpha_N^{t_{nn}}}{(100 + \alpha_N^{t_{nn}})} \cdot N_{m(u)}$$

; (45)

$$\Delta Q_o = \Delta Q_z = D_{o(n)} (K_{пп} \Delta i''_{пп} - \Delta \bar{t}_{н.с}) - \Delta q_{o(n)} \cdot \frac{\Delta N_m^{т.к.}}{(1 + \frac{\alpha_N^{т.к.}}{100})};$$

(45')

2) в относительных единицах, %:

для конденсационных турбин

$$\frac{\Delta Q_z}{Q_z} = (\alpha_{\Delta i} + \alpha_{\Delta D_o}) \cdot 10^2, \quad (46)$$

для теплофикационных турбин

$$\frac{\Delta Q_z}{Q_z} = (\alpha_{\Delta i} + \alpha_{\Delta D_o}) \cdot \frac{10^2}{\left(1 - \frac{Q_m}{Q_o}\right)}. \quad (46/)$$

243. В формулах (46), (46') обозначено:

$$\alpha_{\Delta i} = \frac{K_{пп} \cdot i''_{пп} - \Delta \bar{t}_{н.с}}{(i_{o(u)} - \bar{t}_{н.с(u)}) + K_{пп} (i''_{пп(u)} - i'_{пп(u)})}$$

;

$$\alpha_{\Delta D_o} = \frac{\Delta D_o}{D_{o(u)}} = - \Delta d_{o(n)} \cdot \frac{\alpha_N^{т.к.} \cdot N_m}{(100 + \alpha_N^{т.к.}) D_{o(u)}} = - \Delta q_{o(n)} \cdot \frac{\alpha_N^{т.к.} \cdot N_m}{(100 + \alpha_N^{т.к.}) Q_{o(u)}}$$

;

$$\Delta i''_{пп} = i''_{пп} - i''_{пп(n)}; \quad \Delta \bar{t}_{н.с} = \bar{t}_{н.с(D_o + \Delta D_o)} - \bar{t}_{н.с(D_{o(u)})}.$$

244. Значения поправок к мощности или к расходу свежего пара, необходимые для расчета поправок к расходу тепла, принимаются по данным таблиц расчетов поправок либо определяются для задаваемых с теми же интервалами значений $i''_{пп}$, D_o , и Q_T по соответствующим номограммам.

245. Результаты расчетов поправок к расходу тепла целесообразно свести в таблицы, по данным которых строятся номограммы поправок к расходу тепла

$$\frac{\Delta Q_o}{Q_o} \left(\frac{\Delta Q_s}{Q_s} \right) = f(t_{\text{шт}}, D_o, Q_T).$$

Глава 6. Поправки на отклонение давления отработавшего пара (пара в конденсаторе)

246. Поправка к мощности турбоагрегата на отклонение P_2 , как правило, определяется экспериментальным путем. При отсутствии экспериментальной поправки используются соответствующие данные расчетов изготовителя турбины.

247. В практике широкое распространение нашло представление этой поправки в виде сетки поправок – зависимости изменения мощности турбоагрегата от изменения P_2 :

$N = f(P_2)$ при постоянных расходах пара в конденсатор (в ЧНД) $D'_2 (D_{\text{чнд}}) = \text{const}$.

248. Сетка поправок рассчитывается по данным так называемой универсальной кривой поправок на отклонение P_2 , представляющей зависимость

$$\frac{\Delta N_m}{D'_2} = f\left(\frac{P_2}{D'_2}\right) \left[\frac{\Delta N_m}{D_{\text{чнд}}} = f\left(\frac{P_2}{D_{\text{чнд}}}\right) \right]$$

, которая определяется экспериментально или в результате специальных расчетов.

249. Здесь под расходом пара в конденсатор D'_2 подразумевается сумма расходов пара, вышедшего из последней ступени турбины D_2 и отобранного на первый по ходу конденсата регенеративный подогреватель низкого давления $D_{\text{пл}}$ ($D'_2 = D_2 + D_{\text{пл}}$).

250. На рисунке 1 а, приложения 5 к настоящим Методическим указаниям, иллюстрируется нахождение по сетке поправок изменения мощности турбины (отсека) при известном (неизменном) расходе отработавшего пара (на входе в ЧНД).

251. В общем виде значение поправки

$\Delta N_m^{P_2}$
определяется как:

$$\Delta N_m^{P_2} = \frac{\Delta N_m}{\Delta n} \cdot n$$

,
где

$$\frac{\Delta N_m}{\Delta n}$$

– изменение мощности на единицу длины (мм, см) оси

Δ

N (ось ординат), кВт/мм, кВт/см, МВт/см (указывается на графике при построении сетки поправок);

n – длина отрезка (интервала) по оси

Δ

N при движении по линии $D'_2 = \text{const}$ от точки $P_{2(u)}$ до точки P_2 , мм, см.

252. В ряде примеров на сетке поправок для зоны, расположенной между граничными линиями I-I и II-II, указывается значение поправки и мощности при отклонении давления отработавшего пара на $\pm 0,01$ кгс/см².

Для данной зоны поправка рассчитывается как:

$$\Delta N_{P_2} = \frac{\Delta N_m}{0,01} \cdot \Delta P_2,$$

(47)

где

$$\frac{\Delta N_m}{0,01}$$

– поправка при отклонении давления P_2 на 0,01 кгс/см², кВт*см²/кгс (МВт*см²/кгс);

Δ

P_2 – задаваемое значение отклонения давления пара P_2 кгс/см².

253. Изменение мощности при отклонении давления отработавшего пара определяется по данным "универсальной кривой" поправок. Для этого по известным исходным значениям $P_{2(u)}$ и $D'_{2(u)}$ и заданном давлении пара P_2 рассчитывают значения

$$\frac{P_{2(u)}}{D'_{2(u)}}$$

и

$$\frac{P_2}{D'_{2(u)}}$$

и, используя "универсальную кривую" поправок, определяют значения

$$\frac{\Delta N_m}{D'_2}$$

и

$$\left(\frac{\Delta N_m}{D'_2} \right)_{(u)}$$

(рисунок 1 б, приложения 5 к настоящим Методическим указаниям).

254. Поправка к мощности [в кВт (МВт)] рассчитывается (при условии $D'_2 = D'_{2(и)}$) как:

$$\Delta N_m^{P_2} = \left[\frac{\Delta N_m}{D'_2} - \left(\frac{\Delta N_m}{D'_2} \right)_{(и)} \right] \cdot D'_2.$$

(48)

255. В относительных единицах (в %) поправка к мощности рассчитывается по формуле:

$$\alpha_N^{P_2} = \frac{\Delta N_m^{P_2}}{N_{m(и)}} \cdot 10^2$$

(48')

256. Для построения номограмм поправок

$$\begin{aligned} \Delta N_m^{P_2} &= f(N_T, P_2); \\ \alpha_N^{P_2} &= f(N_T, P_2) \text{ или} \\ \Delta N_m^{P_2} &= f[D_{\text{чнд}}(D_2), P_2]; \\ \alpha_N^{P_2} &= f[D_{\text{чнд}}(D_2), P_2] \end{aligned}$$

рекомендуется следующая схема:

1) для конденсационных турбин и теплофикационных при конденсационном режиме задаются рядом значений мощности турбоагрегата (от минимально возможной до максимальной через равные интервалы);

2) по заданным значениям мощности турбоагрегата, используя соответствующие графические или аналитические зависимости, определяют расходы пара в конденсатор (в ЧНД) $D_2(D_{\text{чнд}})$ при исходном (номинальном) значении давления P_2 ;

3) для турбин с регулирующими отборами пара задаются значениями расходов пара на входе в ЧНД (в конденсатор) от минимально возможного до максимального;

4) для каждого значения расхода пара в конденсатор (на входе в ЧНД) задаются отклонения (через равные интервалы) давления отработавшего пара и, пользуясь сеткой поправок к мощности на отклонения P_2 либо "универсальной кривой" поправок, рассмотренными выше (в разделе 6 настоящих Методических указаний) способами определяются соответствующие значения

$$\Delta N_m^{P_2}$$

и

$\alpha_N^{P_2}$

257. Поправки к расходу свежего пара и тепла на турбоагрегат (при $N_T = \text{const}$)

258. Поправки к расходу свежего пара

 Δ

D_o (в т/ч) и тепла

 Δ

Q_o (

 Δ

Q_3) (в Гкал/ч) на турбоагрегат в абсолютных значениях рассчитываются по следующим формулам:

1) в общем виде

$$\Delta D_o^{P_2} = -\Delta d_{o(н)} \frac{\Delta N_{m_2}^{P_2}}{\left(1 + \frac{\Delta N_{m_2}^{P_2} - \Delta N_{m_1}^{P_2}}{N_{m_2} - N_{m_1}}\right)};$$

(49)

$$\Delta Q_o^{P_2} = \Delta Q_3 = -\Delta q_{o(н)} \frac{\Delta N_{m_2}^{P_2}}{\left(1 + \frac{\Delta N_{m_2}^{P_2} - \Delta N_{m_1}^{P_2}}{N_{m_2} - N_{m_1}}\right)};$$

(49')

2) при равенстве значений

$$\Delta N_{m_2}^{P_2} = \Delta N_{m_1}^{P_2}$$

(поправки в зоне граничных линий I-I и II-II):

$$\Delta D_o^{P_2} = -\Delta d_{o(н)} \cdot \Delta N_{m_2}^{P_2};$$

(50)

$$\Delta Q_o^{P_2} = \Delta Q_3 = -\Delta q_{o(н)} \cdot \Delta N_{m_2}^{P_2};$$

(50/)

3) при равенстве отношений

$$\frac{\Delta N_{m_2}^{P_2}}{N_{m_2}} = \frac{\Delta N_{m_1}^{P_2}}{N_{m_1}} = \alpha_N^{P_2} \cdot 10^2;$$

$$\Delta D_o^{P_2} = - \Delta d_{o(н)} \cdot \frac{\Delta N_m^{P_2}}{(1 + \frac{\alpha_N^{P_2}}{100})};$$

(51)

$$\Delta Q_o^{P_2} = \Delta Q_3 = - \Delta q_{o(н)} \cdot \frac{\Delta N_m^{P_2}}{(1 + \frac{\alpha_N^{P_2}}{100})}.$$

(51')

259. В относительных единицах (в %) эти поправки рассчитываются по следующим формулам:

1) к расходу пара для турбин конденсационных и с регулируемыми отборами пара:

$$\alpha_{D_o}^{P_2} = \frac{\Delta D_o^{P_2}}{D_{o(u)}} \cdot 10^2;$$

(52)

2) к расходу тепла:

для турбин без регулируемых отборов пара

$$\alpha_{Q_o}^{P_2} = \frac{\Delta Q_o^{P_2}}{Q_{o(u)}} \cdot 10^2;$$

(52')

для турбин с регулируемыми отборами пара

$$\alpha_{Q_o}^{P_2} = \frac{\Delta Q_3^{P_2} \cdot 10^2}{Q_{o(u)} (1 - \frac{\sum Q_{зм}}{Q_o})}.$$

(52'')

260. Значения входящих в формулы (52), (52'), (52'') величин

$\Delta D_o^{P_2}$ и $\Delta Q_o^{P_2}$, $\Delta Q_3^{P_2}$

определяются по выражениям (49) – (51').

261. Относительные приросты по расходу пара

Δ

$d_{o(и)}$ и расходу тепла

Δ

$q_{o(и)}$ при исходных условиях определяются в соответствии с пунктами 203-207 с настоящих Методических указаний.

262. Значения поправок к мощности, необходимые при построении номограмм поправок к расходу пара и тепла:

$$(\Delta D_o^{P_2}, \Delta Q_o^{P_2}) = f(N_T, P_2); (\alpha_{D_o}^{P_2}, \alpha_{Q_o}^{P_2}) = f(N_T, P_2)$$

или

$$\Delta D_o^{P_2}, \Delta Q_o^{P_2} = f(D_{\text{чнд}}, P_2);$$

$$\alpha_{D_o}^{P_2}, \alpha_{Q_o}^{P_2}, \alpha_{Q_o}^{P_2} = f(D_{\text{чнд}}, P_2)$$

принимаются либо непосредственно из таблиц расчетов, номограмм поправок к мощности (для всех принятых в расчетах значений $N, P_2, D_{\text{чнд}}$), либо определяются по номограммам поправок.

Глава 7. Поправки на отклонение температуры циркуляционной (охлаждающей) воды на входе в конденсатор

263. Для расчета данной поправки располагают значением изменения давления отработавшего пара при отклонении температуры охлаждающей воды от исходного значения. На практике это изменение удобно определять по характеристике конденсатора, представляющей графическую (аналитическую) зависимость

$$P_2 = f(D_2, t_1^e)$$

. Изменение давления в конденсаторе

$$\Delta P_2 = (P_{2(n)} - P_2)$$

(рисунок 1 приложения 6 к настоящим Методическим указаниям) определяют при условии постоянства расхода пара в конденсатор $D_2 = \text{const}$.

264. Получив для заданного изменения температуры

$$t_1^e$$

значения

$$\Delta$$

P_2 и пользуясь сеткой поправок к мощности или "универсальной кривой" поправок, рассмотренной в пунктах 248-258 настоящих Методических указаний, находят значения

$$\Delta N_m^{t_1^e}$$

. Основные положения по расчету данных для построения номограммы поправок

$$[\Delta N_m^{t_1^e} = f(N_T, t_1^e); \alpha_N^{t_1^e} = f(N_T, t_1^e)]$$

— для конденсационных турбин и

$$\Delta N_m^{t_1^e} = f[D_2(D_{\text{чнд}}), t_1^e];$$

$$\alpha_N^{t_1^e}$$

$$= f[D_2(D_{\text{чнд}}),$$

$$t_1^e]$$

– для теплофикационных турбин, изложенные в пунктах 248-258 настоящих Методических указаний, распространяются и на настоящий раздел.

265. Поправки к расходу свежего пара и тепла

Расчет настоящих поправок производится в соответствии с изложенными в пунктах 259-264 настоящих Методических указаний, по тем же формулам, в которые вместо поправок к мощности

$$\Delta N_m^{R_1}$$

,

$$\alpha_N^{R_1}$$

подставляются поправки

$$\Delta N_m^{t_1^e}$$

,

$$\alpha_N^{t_1^e}$$

.

Глава 8. Поправки на дополнительный отпуск тепла (пара) из нерегулируемых отборов

266. Поправки к мощности турбоагрегата (при постоянном расходе свежего пара или пара на входе в отсек).

267. При дополнительном отпуске пара (тепла) из нерегулируемого отбора турбины уменьшение мощности турбины определяется в основном значением изменения расхода пара через группу ступеней турбины (отсека), расположенных за точкой отбора пара, и теплоперепадом на эту группу ступеней. Кроме того, некоторое изменение мощности турбоагрегата вызывается отклонением режимов работы этой группы ступеней в связи с уменьшением расхода пара через нее.

268. Как показывает анализ процесса расширения пара в проточной части, дополнительный отбор пара (при неизменном значении расхода свежего пара в турбину или на входе в отсек) приводит к увеличению теплоперепада на предшествующую отбору ступень и уменьшению его на последнюю ступень турбины или отсека (при не прямо пропорциональном изменении давления пара перед последней ступенью и за ней). Теплоперепады на ступени, расположенные между ними, для конденсационных турбин практически остаются неизменными, поскольку отношение давлений пара за ступенью и перед нею при осуществлении отбора не изменяется.

269. Когда у турбин с регулируемым отбором пара или противодавлением отбор осуществляется из точки, расположенной выше регулируемого отбора, теплоперепады для промежуточных ступеней уменьшаются. Связанные с этим отклонения их экономичности при практических расчетах пренебрегаются.

270. Увеличение теплоперепада на ступень турбины, после которой осуществлен отбор пара, приводит к определенному изменению параметра ступени

$$\frac{u}{c_o}$$

, определяющего ее экономичность. Однако из-за ограниченности (по условиям прочности ступени) количества отбираемого пара изменение теплоперепада h на ступень и, следовательно, упомянутого параметра, равного

$$\frac{u}{c_o} = \frac{u}{K\sqrt{h}}$$

, ограничено определенными пределами, причем для параметра

$$\frac{u}{c_o}$$

эти пределы более узкие.

271. Учитывая, что ступени проточной части турбины, исключая регулирующие и последние (для турбин с конденсацией пара), проектируются для работы в зоне оптимального, наивысшего значения КПД ступени, в которой он изменяется несущественно при относительно большом отклонении параметра

$$\frac{u}{c_o}$$

[пологая зона зависимости

$$\eta$$

$$= f\left(\frac{u}{c_o}\right)$$

$$\frac{u}{c_o}$$

)]. КПД этой и промежуточных ступеней принимаются неизменными при осуществлении дополнительного отбора пара.

272. Изменение мощности турбоагрегата

$$\Delta N_{\text{м}}^{\text{см}}$$

(в МВт), связанное с изменением теплоперепада на предшествующую отбору ступень турбины, определяется значением его изменения

$$\Delta$$

$h_{\text{ст}}$ и расходом пара, протекающего через эту ступень $D_{\text{ст}}$:

$$\Delta N_{\text{м}}^{\text{см}} = \frac{\Delta h_{\text{ст}} \cdot \eta_{\text{оисм}} \cdot D_{\text{ст}} \cdot 0,99}{860}$$

273. Изменение располагаемого теплоперепада на ступень определяется по *is*-диаграмме между точками пересечения:

1) линии предполагаемого (принимаемого) процесса расширения в проточной части турбины (отсека) и линии давления пара за ступенью при исходном режиме (без отбора пара) $P = P_{\text{ст(и)}}$;

2) линии энтропии $S = S_{\text{ст(и)}} = \text{const}$, проходящей через точку состояния пара за ступенью при исходном режиме (смотреть п. 1), и линии давления пара за ступенью при изменившемся режиме (при наличии дополнительного отбора пара) $P = P_{\text{ст}}$.

274. Давление пара за ступенью при наличии дополнительного отбора пара определяется по следующим формулам:

1) для конденсационных турбин (отсеков):

$$P = P_{\text{ст}} = P_{\text{ст(и)}} \left(1 - \frac{D_{\text{отб}}}{D_{\text{см}}} \right); \quad (54)$$

2) для соответствующих отдельных отсеков (частей) турбин с регулируемыми отборами пара или противодавлением (ЧВД, ЧСД):

$$P = P_{\text{ст}} = \sqrt{\left(1 - \frac{D_{\text{отб}}}{D_{\text{см}}} \right)^2 (P_{\text{см(и)}}^2 - P_{\text{п(м)}}^2) + P_{\text{п(м)}}^2} \quad (54/)$$

где $P_{\text{п(т)}}$ – давление пара за рассматриваемым отсеком (частью) турбины (противодавление), из которого осуществляется дополнительный отбор пара;

$\eta_{\text{oi ст}}$ – внутренний относительный КПД ступени, принимаемый равным η_{oi}

$\eta_{\text{oi}} = 0,83 - 0,87$, меньшее значение – для ступеней, работающих в области высоких давлений пара, большее – в области перегретого пара при относительно низких давлениях пара.

275. Расход пара через ступень определяется из материального баланса:

$$D_{\text{ст}} = D_{\text{o}} - \Delta D_{\text{отб}} - \Delta D_{\text{упл}} \quad (54//)$$

где Δ

$D_{отб}$ – сумма отборов пара из регулируемых и нерегулируемых отборов, расположенных выше (по давлению) точки дополнительного отбора пара, т/ч;

Δ
 $D_{упл}$ – протечки пара через концевые уплотнения, не входящие в указанные выше значения расходов

Δ
 $D_{отб}$.

276. Изменение мощности последней ступени турбины с конденсатором при дополнительном отборе пара вызывается уменьшением расхода пара и располагаемого теплоперепада на данную ступень, так и изменением ее экономичности, в основном вследствие отклонения потерь с выходной скоростью пара. Изменение мощности из-за уменьшения расхода пара через эту ступень входит в значение поправки (недовыработки мощности), связанное с уменьшением расхода пара на значение отбора на всем теплоперепаде от точки отбора до состояния пара за последней ступенью турбины.

277. Влияние на мощность турбоагрегата изменений теплоперепада и экономичности последней ступени турбины рекомендуется определять по сетке поправок к мощности на давление отработавшего пара (расчетной или экспериментальной). Для этого первоначально определяется давление отработавшего пара (за последней ступенью) P'_2 , при котором теплоперепад на эту ступень практически равняется исходному значению:

$$P'_2 = P_{2(и)} \left(1 - \frac{D_{отб}}{D_{2(и)}} \right) \quad (55)$$

278. Затем, пользуясь сеткой поправок к мощности, для нового значения расхода пара в конденсатор (в ЧНД) $D_2 = D_{2(и)} - D_{отб}$ определяют значение поправки к мощности при переходе от давления пара P'_2 до давления пара в конденсаторе, равного либо исходному $P_{2(и)}$, когда поправка рассчитывается для условия $P_2 = \text{const}$, либо определенному по характеристике конденсатора $P_2 = f(D_2$,

ξ_1^e
) для $D_2 = D_{2(и)} - D_{отб}$ при условии $W = \text{const}$,
 ξ_1^e
 $= \text{const}$.

Для примера с несколькими дополнительными отборами пара:

$$P'_2 = P_{2(и)} \left(1 - \frac{D_{отб}}{D_{2(и)}} \right) \quad (55')$$

$$D_2 = D_{2(и)} - \Delta D_{отб} \quad (55'')$$

279. Для отдельных отсеков (частей) турбин с регулируемыми отборами пара или противодавлением, из которых осуществляется дополнительный отбор пара, изменение мощности последней ступени рассматриваемого отсека с достаточной точностью можно определять, исходя из условий неизменности ее КПД, по выражению, аналогичному (53). Изменение теплоперепада на ступень определяется по *is*-диаграмме от давления пара за ступенью (отсеком) $P_{п(т)} = P_{п(т)(и)}$

$$\frac{P_{п(т)(и)}}{P_{ст(и)}}$$

до исходного значения давления $P_{п(т)(и)}$ и при исходном значении энтропии пара $S_{ст(и)} = \text{const}$.

280. Значения КПД принимаются

η

$\eta_{п.ст} = 0,80 \dots 0,85$; расход пара через последнюю ступень отсека $D_{п.ст}$, определяется как :

$$D_{п.ст} = D_{ст} - D_{отб}$$

Расход пара $D_{ст}$ определяется по выражению (54'), $D_{отб}$ – дополнительный отбор пара.

281. Вторичные факторы изменения мощности турбоагрегата (отсека):

1) перераспределение расходов пара на отдельные регенеративные подогреватели, связанного с изменением давления греющего пара в них

Δ

$$N'_{т(вт.ф)}$$

2) изменение расхода основного конденсата через нижестоящие подогреватели

Δ

$N''_{т(вт.ф)}$ при возврате в тепловую схему турбоустановки конденсата пара дополнительного отбора (обессоленной или химически очищенной воды) не в конденсатор, а в деаэратор или в линию основного конденсата перед ПНД, расположенным по ходу конденсата выше конденсатора.

282. Изменение мощности из-за вторичных факторов в общем виде выражается (в МВт) как:

$$\Delta N_{\text{Т(ВТ.Ф)}} = \frac{\Delta t'_{\text{н.с(о.к)}} \cdot D_{\text{н.с(о.к)}} \cdot h_{i(\text{отс})} \cdot 0,99}{(i_{\text{н}} - \bar{t}'_{\text{н.с(о.к)}}) \cdot 860}$$

(56)

$$\Delta N_{\text{Т(ВТ.Ф)}} = \sum \left(\frac{D_{\text{отс}} \cdot \Delta \bar{t}_{\text{о.к}} \cdot h_i^{P_{\text{отс}} - P_2} \cdot 0,99}{(i_{\text{н}} - \bar{t}'_{(\text{о.к})}) \cdot 860} \right),$$

(56')

где

$$\Delta \bar{t}_{\text{о.к}}$$

- повышение энтальпии основного конденсата в ПНД, через который проходит уменьшенный на значение $D_{\text{отб}}$ расход конденсата, ккал/кг;

$$h_i^{P_{\text{отс}} - P_2}$$

– использованный теплоперепад от состояния пара в камере регенеративного отбора на соответствующий ПНД до состояния за последней ступенью турбины (в конденсаторе)

$$h_i^{P_{\text{отс}} - P_2} = h_o^{P_{\text{отс}} - P_2} \cdot \eta_{oi}^{P_{\text{отс}} - P_2}$$

;

$$h_o^{P_{\text{отс}} - P_2}$$

– располагаемый теплоперепад от состояния пара в камере соответствующего отбора до давления пара в конденсаторе;

$$(i_{\text{н}} - \bar{t}'_{(\text{о.к})})$$

– разность энтальпий греющего пара и питательной воды (основного конденсата) на входе для соответствующего подогревателя (теплоиспользование), ккал/кг;

$$\Delta t'_{\text{н.с(о.к)}}$$

– изменение энтальпии питательной воды (основного конденсата) на входе в регенеративный подогреватель, следующий по ходу воды за точкой дополнительного отбора пара, ккал/кг;

$h_{i(\text{отс})}$ – использованный теплоперепад на группу (отсек) ступеней, заключенных между точкой дополнительного отбора пара и расположенным непосредственно выше нее по давлению регенеративным отбором, ккал/кг;

$$h_{i(\text{отс})} = h_{o(\text{отс})} \cdot \eta_{oi(\text{отс})}$$

283. Суммарная поправка к мощности турбоагрегата (в МВт) при дополнительном отпуске (отборе) пара выражается как:

1) для конденсационных турбоагрегатов (частей турбины):

$$\Delta N_m^{D_{змд}} = \frac{D_{омб} h_i^{P_{змд(а)} - P_{2(а)}} \cdot 0,99}{860} + \sum \left(\frac{D_{омб} \cdot \Delta \bar{t}_{о.к} h_i^{P_{змд} - P_2} \cdot 0,99}{(i_n - \bar{t}'_{о.к}) \cdot 860} \right) + \frac{D_{см} \Delta h_{i(см)}}{860} -$$

$$- \frac{\Delta \bar{t}_{н.с(о.к)} \cdot D_{н.с(о.к)} \cdot h_{i(омс)} \cdot 0,99}{(i_n - \bar{t}_{н.с(о.к)}) \cdot 860} - \Delta N_m^{P_2} \quad (57)$$

2) для отдельных отсеков (частей) турбин с регулируемыми отборами пара, противодавлением:

$$\Delta N_m^{D_{змд}} = \frac{D_{омб} h_i^{P_{змд(а)} - P_{н(м)у(а)}} \cdot 0,99}{860} + \sum \left(\frac{D_{омб} \cdot \Delta \bar{t}_{о.к} h_i^{P_{змд} - P_{н(м)у(а)}} \cdot 0,99}{(i_n - \bar{t}'_{о.к}) \cdot 860} \right) + \frac{D_{см} \Delta h_{i(см)}}{860} -$$

$$- \frac{\Delta \bar{t}_{н.с(о.к)} \cdot D_{н.с(о.к)} \cdot h_{i(омс)} \cdot 0,99}{(i_n - \bar{t}_{н.с(о.к)}) \cdot 860} - \frac{\Delta h_{н.см} \cdot \eta_{oi.н.см} \cdot D_{н.см} \cdot 0,99}{860} \quad (57')$$

284. Изменение мощности из-за вторичных факторов учитывается путем введения специальных коэффициентов к основным соответствующим составляющим.

285. Выражения (57) и (57') записываются как:

$$\Delta N_m^{D_{змд}} = \frac{D_{омб} h_i^{P_{змд(а)} - P_{2(а)}} \cdot 0,99}{860} \cdot K_{вт.ф}^{//} + \frac{D_{см} \Delta h_{i(см)}}{860} \cdot K_{вт.ф}^{' } - \Delta N_m^{P_2} \quad (57//)$$

$$\Delta N_m^{D_{змд}} = \frac{D_{омб} h_i^{P_{змд(а)} - P_{н(м)}} \cdot 0,99}{860} \cdot K_{вт.ф}^{//} + \frac{D_{см} \Delta h_{i(см)}}{860} \cdot K_{вт.ф}^{' } - \frac{\Delta h_{н.см} \cdot \eta_{oi.н.см} \cdot D_{н.см} \cdot 0,99}{860} \quad (57''/)$$

где

$$K_{вт.ф}^{//} = \left(1 - \frac{\Delta N_{м(вт.ф)}^{//} \cdot 860}{D_{омб} h_i^{P_{змд(а)} - P_{2(а)}} \cdot 0,99} \right)$$

;

$$K_{вт.ф}^{' } = \left(1 - \frac{\Delta N_{м(вт.ф)}^{' } \cdot 860}{\Delta h_{i(см)} \cdot D_{см}} \right)$$

286. При возврате конденсата дополнительного отбора (обессоленной или химически очищенной воды в том же количестве) в конденсатор турбины, в деаэратор или в линию основного конденсата перед последним (предпоследним) по ходу конденсата ПНД коэффициент $K'_{\text{вт.ф}}$ равняется соответственно 1,0; 0,9 и 0,93.

В расчетах рекомендуется принимать $K'_{\text{вт.ф}} = 0,95$.

287. В формулах (57) – (57''')

$$h_i^{P_{\text{см}(и)} - P_{2(и)}}$$

$$h_i^{P_{\text{см}(и)} - P_{\pi(и)}}$$

использованные теплоперепады от состояния пара в камере дополнительного отбора ($i_{\text{ст}}$) до состояния пара за последней ступенью турбины i_2 , отсека $i_{\pi(\text{т})}$ при исходных условиях.

288. Для конденсационных турбин без промперегрева или при осуществлении дополнительного отбора из точек, расположенных ниже (по давлению) промперегрева:

$$h_i^{P_{\text{см}(и)} - P_{2(и)}}$$

$$= i_{\text{ст}(и)} - i_{2(и)}.$$

289. Когда дополнительные отборы пара расположены выше точки промперегрева, то

$$h_i^{P_{\text{см}(и)} - P_{\pi(и)}}$$

$$= i_{\text{ст}(и)} - i_{2(и)} + (i'_{\text{пп}(и)} - i''_{\text{пп}(и)}).$$

290. Для отдельных отсеков турбин с регулируемым отбором пара значения использованных теплоперепадов

$$h_i^{P_{\text{см}(и)} - P_{\pi(и)}}$$

(в ккал/кг) определяются как:

1) для ЧВД (когда $P_{\text{ст}} > P_{\pi}$)

$$h_i^{P_{\text{см}(и)} - P_{\pi}}$$

$$= i_{\text{ст}(и)} - i_{\pi};$$

2) для ЧСД (когда $P_{\pi} > P_{\text{ст}} > P_{\text{т}}$)

$$h_i^{P_{\text{см}(и)} - P_{\pi}}$$

$$= i_{\text{ст}(и)} - i_{\text{т}}.$$

291. Поправка к мощности турбоагрегата (в МВт) при дополнительном отпуске пара из нерегулируемого отбора и сохранении неизменным значения регулируемого отбора пара (тепла) определяется как сумма поправок к мощности рассматриваемого ($\Delta N_{m(1)}^{D_{отб}}$)

)и последующих ($\Delta N_{m(2)}^{D_{отб}}$)

) отсеков:

$$\Delta N_m^{D_{отб}} = \Delta N_{m(1)}^{D_{отб}} + \Delta N_{m(2)}^{D_{отб}} \quad (58)$$

Поправка к мощности (в МВт) последующих отсеков составляет:

$$\Delta N_{m(2)}^{D_{отб}} = \sum (D_{отб} \cdot \frac{1}{d_{отб}})$$

Например, для турбины типа ПТ, когда дополнительный отбор пара выполнен из ЧВД ($P_{ст} > P_{п}$),

$$\Delta N_{m(2)}^{D_{отб}} = \frac{D_{отб}}{d_{чсд}} + \frac{D_{отб}}{d_{чнд}} = D_{отб} \left(\frac{1}{d_{чсд}} + \frac{1}{d_{чнд}} \right)$$

;

когда из ЧСД ($P_{ст} > P_{т}$)

$$\Delta N_{m(2)}^{D_{отб}} = D_{отб} \cdot \frac{1}{d_{чнд}}$$

292. Значения энтальпий пара, относительных приростов ($d_{чсд}$, $d_{чнд}$), необходимые для указанных выше расчетов, принимаются по данным тепловых испытаний (или типовых энергетических характеристик) соответствующих турбин, а при отсутствии их – по данным теплового расчета турбины (отсеков), проведенного заводом-изготовителем.

293. Знаки перед членами выражений (57) - (57^{///}) соответствуют непосредственному влиянию на мощность турбоагрегата этих составляющих.

294. Поправку к мощности турбоагрегата на дополнительный отбор (тепла) пара от турбины рекомендуется рассчитывать на среднее значение дополнительного отбора для нескольких задаваемых значений расхода свежего пара (3 – 4 значения, включая минимальные и максимальные расходы) и расхода тепла (пара) в регулируемые отборы (для теплофикационных турбин).

295. В дальнейшем, используя полученные значения

$$\Delta N_m^{D_{змс}}$$

, определяются удельные поправки (в МВт*ч/Гкал или МВт*ч/т) на единицу отпущенного тепла (расхода пара), Гкал/ч (т/ч):

$$\alpha_N^{D_{змс}} = \frac{\Delta N_m^{D_{змс}}}{D_{отб}} ; \alpha_N^{Q_{змс}} = \frac{\Delta N_m^{D_{змс}}}{Q_{отб}}$$

Строятся соответствующие зависимости

$$\alpha_N^{Q_{змс}} = f(D_o);$$

$$\alpha_N^{D_{змс}} = f(D_o)$$

или

$$\alpha_N^{Q_{змс}} = f[D_o, Q_{п(т)} (D_{п(т)})]$$

,

$$\alpha_N^{D_{змс}} = f[D_o, Q_{п(т)} (D_{п(т)})]$$

,

$$\alpha_N^{Q_{змс}} = f[D_o, Q_{п} (D_{п}), Q_{т} (D_{т})]$$

,

$$\alpha_N^{D_{змс}} = f[D_o, Q_{п} (D_{п}), Q_{т} (D_{т})]$$

.

296. При дополнительном отпуске тепла (пара) из нерегулируемых отборов от турбин с регулируемыми отборами пара или противодавлением и при работе их по тепловому графику поправку к мощности турбоагрегата определяется по выражениям:

1) для турбин типа Р:

$$\Delta N_{m(мех/эл)}^{D_{змс}} = \frac{D_{отб}}{d_o(1-K_{рег}^D)} - \Delta N_m^{D_{змс}} ; \quad (59)$$

2) для турбин типов П, Т (включая турбины Т-50, Т-100 и другие – этого типа), когда дополнительный отбор выполнен из камер, расположенных выше (по давлению) регулируемого отбора ($P_{ст} > P_{пт}$):

$$\Delta N_{m(мех/эл)}^{D_{змс}} = \frac{D_{отб}}{d_{о.чсд}(1-K_{рег.чсд}^{1D})} - \Delta N_m^{D_{змс}} ; \quad (59')$$

3) для турбин типа ПТ при дополнительном отборе пара из ЧВД ($P_{ст} > P_{п}$):

$$\Delta N_{m(mейл)}^{D_{эмс}} = \frac{D_{омб}}{d_{о.чсд}(1-K_{рег.чсд}^{1D})} - \Delta N_m^{D_{эмс}}$$

(59'')

4) при дополнительном отборе пара из ЧСД ($P_{ст} > P_T$):

$$\Delta N_{m(mейл)}^{D_{эмс}} = \frac{D_{омб}}{d_{о.чсд}(1-K_{рег.чсд}^D)} + \frac{D_{омб}}{d_{о.чсд}(1-K_{рег.чсд}^{1D})} - \Delta N_m^{D_{эмс}}$$

(59''')

297. Входящие и формулы (59) - (59''') значения поправок

$\Delta N_m^{D_{эмс}}$
определяются по формулам (59) - (60) для соответствующего примера, а сомножители $(1-K_{рег.чсд}^{1D})$

и
 $(1-K_{рег.чсд}^{1D})$

как:

$$(1-K_{рег.чсд}^{1D}) = \left(1 - \frac{\sum D'_{рег}}{D_o}\right)$$

,
где

$$\sum D'_{рег}$$

– сумма расходов пара на регенеративные подогреватели, относящиеся к ЧВД с давлением греющего пара выше давления пара в точке дополнительного отбора из ЧВД

;

$$(1-K_{рег.чсд}^{1D}) = \left(1 - \frac{\sum D'_{рег}}{D_{чсд}^{эк}}\right)$$

,
где

$$\sum D'_{рег}$$

- сумма расходов пара на регенеративные подогреватели, относящиеся к ЧСД с давлением греющего пара выше давления пара в точке дополнительного отбора из ЧСД

;

$$D_{чсд}^{эк}$$

– расход пара на входе в ЧСД.

298. Поправки к расходу свежего пара. При работе турбины по электрическому графику и дополнительном отборе пара (тепла) от турбины абсолютные значения поправок к расходу свежего пара (в т/ч) могут быть рассчитаны по выражениям:

$$\Delta D_o = -\Delta d_o \cdot \alpha_N^{Q_{змс}} \cdot Q_{отб} \quad (60)$$

или

$$\Delta D_o = -\Delta d_o \cdot \alpha_N^{Q_{змс}} \cdot D_{отб} \quad (61)$$

299. Удельные поправки на единицу отпущенного тепла, пара (в т/ч/(Гкал/ч); т/ч/(т/ч)) определяются как:

$$\alpha_N^{Q_{змс}} = \frac{\Delta D_o}{Q_{отб}} = -\Delta d_o \cdot \alpha_N^{Q_{змс}} \quad (62)$$

или

$$\alpha_{D_o}^{D_{змс}} = \frac{\Delta D_o}{D_{отб}} = -\Delta d_o \cdot \alpha_N^{D_{змс}} \quad (63)$$

где

$$\Delta d_o = \Delta d_{o(н)} = \frac{1}{\left[1 + \frac{(\alpha_{N_2}^{Q_{змс}} - \alpha_{N_1}^{Q_{змс}}) Q_{отб}}{N_{m_2} - N_{m_1}} \right]} \quad (64)$$

и

$$\Delta d_o = \Delta d_{o(н)} = \frac{1}{\left[1 + \frac{(\alpha_{N_2}^{D_{змс}} - \alpha_{N_1}^{D_{змс}}) D_{отб}}{N_{m_2} - N_{m_1}} \right]} \quad (64')$$

где

$$\alpha_N^{Q_{змс}}$$

$$\alpha_{D_o}^{D_{змс}}$$

— удельные значения поправок к мощности на дополнительный отпуск тепла (пара), МВт*ч/Гкал (МВт*ч/т); определяются либо по табличным данным расчетов,

рассмотренных в пунктах 107-199 настоящих Методических указаний, либо по графическим зависимостям, построенным с использованием данных этих расчетов;

$$\alpha_{N_2}^{Q_{змс}}, \alpha_{N_2}^{D_{змс}}, \alpha_{N_1}^{Q_{змс}}, \alpha_{N_1}^{D_{змс}}$$

– значения удельных поправок к мощности в окрестностях значения мощности турбоагрегата (интервал между точками $N_{T2} = N_{T(и)} +$

$$\Delta N_m^{D_{змс}}$$

и $N_{T1} = N_{T(и)}$), для которого определяется относительный прирост по расходу пара

$$\Delta$$

$d_{o(и)}$ (пункты 6-28 настоящих Методических указаний).

300. При незначительной разнице в значениях

$$\alpha$$

$$N_2 \text{ и}$$

$$\alpha$$

$$N_1 ($$

$$\alpha$$

$$N_2 -$$

$$\alpha$$

$$N_1$$

$$\leq$$

3 %) при расчетах поправок можно принимать $d_{o(и)} = d_o$ и значения поправок

вычислять по выражениям:

1) в абсолютных значениях, т/ч:

$$\Delta$$

$$D_o = -$$

$$\Delta$$

$$d_{o(и)}$$

$$- \alpha_N^{Q_{змс}}.$$

$$Q_{отб} \quad (60')$$

или

$$\Delta$$

$$D_o = -$$

$$\Delta$$

$$d_{o(и)}$$

$$- \alpha_N^{Q_{змс}}.$$

$$D_{отб}; \quad (61')$$

2) удельные значения поправок, т/ч/(Гкал/ч), т/ч/(т/ч):

$$\alpha_{D_o}^{Q_{эмс}} = \frac{\Delta D_o}{Q_{отб}} = -\Delta d_{o(н)} \cdot \alpha_N^{Q_{эмс}} \quad (62')$$

или

$$\alpha_{D_o}^{D_{эмс}} = \frac{\Delta D_o}{D_{отб}} = -\Delta d_{o(н)} \cdot \alpha_N^{D_{эмс}}. \quad (63')$$

301. При дополнительном отпуске тепла (пара) и работе теплофикационных турбин по тепловому графику поправки к расходу свежего пара вычисляются по выражениям:

1) в абсолютных значениях (т/ч) соответственно

$$\Delta D_o = \frac{Q_{отпл}}{(i_{отб} - \bar{i}_{созе})(1 - K_{пкз}^{1D})} \cdot 10^3 \quad (65)$$

или

$$\Delta D_o = \frac{D_{отпл}}{(1 - K_{пкз}^{1D})} ; \quad (66)$$

2) удельные значения поправок, т/ч/(Гкал/ч), т/ч/(т/ч):

$$\alpha_{D_o(нелт)}^{Q_{эмс}} = \frac{\Delta D_o}{Q_{отб}} = \frac{10^3}{(i_{отб} - \bar{i}_{созе})(1 - K_{пкз}^{1D})}$$

;

$$\alpha_{D_o(нелт)}^{D_{эмс}} = \frac{\Delta D_o}{D_{отб}} = \frac{1}{(1 - K_{пкз}^{1D})}$$

,

где

$$(1 - K_{пкз}^{1D}) = \left(1 - \frac{\sum D'_{пкз}}{D_o} \right)$$

;

где

$$\sum D'_{рег}$$

– сумма расходов пара на регенеративные подогреватели с давлением греющего пара выше давления пара в точке дополнительного отбора;

$$i_{отб},$$

$$\bar{i}_{возв}$$

– энтальпии соответственно отбираемого пара и возвращаемого в схему конденсата, ккал/кг.

302. Относительные удельные поправки к расходу свежего пара в %/(Гкал/ч), %/(т/ч) вычисляются по выражениям:

$$\alpha_{D_z(\%)}^{Q_{змс}} = \frac{\alpha_{D_z}^{Q_{змс}}}{D_o} \cdot 10^2$$

,

(67)

и

$$\alpha_{D_z(\%)}^{D_{змс}} = \frac{\alpha_{D_z}^{D_{змс}}}{D_o} \cdot 10^2$$

.

(67')

303. При расчете данных для построения графиков поправок к расходу свежего пара при дополнительном отпуске тепла, пара от турбины удобно задаваться теми же значениями расходов свежего пара и расходов тепла, пара в регулируемые отборы (для теплофикационных турбин), для которых выполнены соответствующие расчеты поправок к мощности (пункты 208-233 настоящих Методических указаний), и значения поправок к мощности непосредственно принимать из таблицы этих расчетов.

304. Поправки к расходу тепла на турбоагрегат.

Поправки к расходу тепла на турбоагрегат при работе турбины по электрическому графику и дополнительном отпуске тепла, пара из нерегулируемых отборов рассчитываются по формулам:

1) к полному (общему) расходу тепла, подводимому к турбоагрегату без промпрегрева пара, в абсолютных значениях, Гкал/ч:

$$\Delta Q_o = -\Delta q_o \cdot \alpha_N^{Q_{змс}} \cdot Q_{отб};$$

(68)

$$\Delta Q_o = -\Delta q_o \cdot \alpha_N^{D_{змс}} \cdot D_{отб};$$

(69)

2) удельные значения поправок, Гкал/ч/(Гкал/ч), Гкал/ч/(т/ч):

$$\alpha_{Q_3}^{Q_{змс}} = \frac{\Delta Q_3}{Q_{отб}} = -\Delta q_0 \cdot \alpha_N^{Q_{змс}} \quad (68')$$

$$\alpha_{Q_3}^{D_{змс}} = \frac{\Delta Q_3}{D_{отб}} = -\Delta q_0 \cdot \alpha_N^{Q_{змс}}; \quad (69/)$$

3) к расходу тепла на выработку электроэнергии турбоагрегатом без промперегрева пара в абсолютных значениях, Гкал/ч:

$$\Delta Q_3 = -\Delta q_0 \cdot \alpha_N^{Q_{змс}} \cdot Q_{отб} - Q_{отб} = -Q_{отб}(1 + \Delta q_0 \cdot \alpha_N^{Q_{змс}}); \quad (70)$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_3 &= -\Delta q_0 \cdot \alpha_N^{D_{змс}} \cdot D_{отб} - D_{отб} (i_{отб} - \bar{i}_{созс}) \cdot 10^{-3} = \\ &= -D_{отб} [(i_{отб} - \bar{i}_{созс}) \cdot 10^{-3} + \Delta q_0 \cdot \alpha_N^{D_{змс}}]; \end{aligned} \quad (71)$$

4) удельные значения поправок Гкал/ч/(Гкал/ч), Гкал/ч/(т/ч):

$$\alpha_{Q_3}^{Q_{змс}} = \frac{\Delta Q_3}{Q_{отб}} = -(1 + \Delta q_0 \cdot \alpha_N^{Q_{змс}}); \quad (70')$$

$$\alpha_{Q_3}^{D_{змс}} = \frac{\Delta Q_3}{D_{отб}} = [(i_{отб} - \bar{i}_{созс}) \cdot 10^{-3} + \Delta q_0 \cdot \alpha_N^{Q_{змс}}]. \quad (71')$$

305. Для турбоагрегатов с промперегревом пара, когда дополнительный отбор тепла (пара) осуществляется из точки, в которой давление пара выше или равно давлению пара на входе в промежуточный пароперегреватель ($P_{ст} = P_{отб} \geq P'_{пп}$), к формулам (68) - (71') добавляется изменение затрат тепла в промежуточном пароперегревателе:

1) в абсолютных значениях, Гкал/ч:

$$\Delta Q_{пп} = -[D_{отб}(i'_{пп(н)} - \bar{i}'_{пп(н)}) \cdot 10^3 - D_{пп(н)} \Delta i'_{пп}];$$

2) в удельных значениях, Гкал/ч/(Гкал/ч), (Гкал/ч/(т/ч):

$$\alpha_{Q_{\text{ок}}}^{Q_{\text{амс}}} = \frac{\Delta Q_{\text{амс}}}{Q_{\text{амс}}}; \alpha_{Q_{\text{ок}}}^{D_{\text{амс}}} = \frac{\Delta Q_{\text{амс}}}{D_{\text{амс}}},$$

где

Δ

$i'_{\text{пп}} = (i'_{\text{пп(и)}} - i'_{\text{пп}})$ – изменение энтальпии пара, направленного на промперегрев, из-за снижения давления пара на входе в промежуточный пароперегреватель вследствие уменьшения расхода пара $D_{\text{пп}}$ на значение $D_{\text{отб}}$, определяется по i -с-диаграмме в процессе расчета поправок к мощности.

306. Относительные приросты по расходу тепла при измененных условиях

Δ

q_0 и исходных

Δ

$q_{0(\text{и})}$ связаны один с другим, как и соответствующие значения относительных приростов по расходу свежего пара

Δ

d_0 и

Δ

$d_{0(\text{и})}$ по формулам (64) и (64').

307. Относительные приросты по расходу тепла

Δ

$q_{0(\text{и})}$ определяются либо непосредственно по соответствующим расходным характеристикам $Q_0 = f(N_T)$, либо расчетным путем, когда имеются относительные приросты по расходу свежего пара

Δ

$d_{0(\text{и})}$, как:

$$\Delta q_{0(\text{и})} = \Delta d_{0(\text{и})}(i_0 - \bar{i}_{\text{н.с}}) \cdot 10^{-3}, \quad (72)$$

а для турбин с промперегревом пара:

$$\Delta q_{0(\text{и})} = \Delta d_{0(\text{и})}[(i_0 - \bar{i}_{\text{н.с}}) + K_{\text{пп}}(i'_{\text{пп}} - i'_{\text{пп}})]. \quad 72')$$

308. Все указания пунктов 200-203 настоящих Методических указаний, по определению относительных приростов

Δ

$d_{0(\text{и})}$ и

Δ

d_o и их применению, рекомендации по расчету данных для построения графических зависимостей поправок распространяются и на настоящий раздел.

309. Относительные удельные значения поправок к расходу тепла, %/(Гкал/ч), (%/(т/ч)) вычисляются как:

1) к полному (общему) расходу тепла:

$$\alpha_{Q_o(74)}^{Q_{o\text{мд}}} = \frac{\alpha_{Q_o}^{Q_{o\text{мд}}}}{Q_o} \cdot 10^2$$

(73)

$$\alpha_{Q_o(74)}^{D_{o\text{мд}}} = \frac{\alpha_{Q_o}^{D_{o\text{мд}}}}{Q_o} \cdot 10^2$$

(73')

2) к расходу тепла на выработку электроэнергии:

$$\alpha_{Q_3(74)}^{Q_{3\text{мд}}} = \frac{\alpha_{Q_3}^{Q_{3\text{мд}}}}{Q_3} \cdot 10^2;$$

(74)

$$\alpha_{Q_3(74)}^{D_{3\text{мд}}} = \frac{\alpha_{Q_3}^{D_{3\text{мд}}}}{Q_3} \cdot 10^2.$$

(74')

Глава 9. Поправки на подвод тепла (пара) в схему турбоагрегата от внешнего источника

310. Поправки к мощности турбоагрегата при $D_o = \text{const}$.

311. Подвод тепла в схему турбоагрегата от внешнего источника приводит к изменению значений отборов пара непосредственно от турбины на регенеративные подогреватели и деаэратор. Эти изменения расходов пара зависят как от места подвода в тепловую схему внешнего теплоносителя, так и его начальной энтальпии, от количества теплоносителя, места его отвода из тепловой схемы (для обеспечения материального баланса $D_o = D_{\text{п.в}}$ или $D_o + D_{\text{пр}} = D_{\text{п.в}}$) и его энтальпии в точке отвода.

312. При составлении уравнений тепловых балансов для определения значений изменений расходов пара рассматриваются как подогреватели, к которым непосредственно подводится внешний теплоноситель, так и подогревателя, через которые в дальнейшем он прокачивается (до точки отвода его из схемы).

313. В общем виде изменение расхода пара на подогреватель определяется как:

1) при подводе к подогревателю от внешнего источника пара в количестве $D_{\text{подв}}$ с энтальпией $i_{\text{подв}}$:

$$\Delta D_{\text{отб}} = -D_{\text{подв}} \frac{(i_{\text{подв}} - \bar{t}_{\text{др}})}{(i_{\text{отб}} - \bar{t}_{\text{др}})}$$

(75)

2) при подводе внешнего теплоносителя в количестве $D_{\text{подв}}$ с энтальпией в линию основного конденсата (питательной воды) перед подогревателем:

$$\Delta D_{\text{отб}} = D_{\text{подв}} \frac{(\bar{t}_{\text{ок(нв)}} - \bar{t}_{\text{подв}})}{(i_{\text{отб}} - \bar{t}_{\text{др}})}$$

(75')

3) при прохождении через последующий подогреватель внешнего теплоносителя в количестве $D_{\text{подв}}$:

$$\Delta D_{\text{отб}} = D_{\text{подв}} \frac{(\bar{t}_{\text{ок(нв)}} - \bar{t}'_{\text{ок(нв)}})}{(i_{\text{отб}} - \bar{t}_{\text{др}})};$$

(75//)

где $i_{\text{отб}}$,

$\bar{t}_{\text{др}}$

– энтальпия соответственно греющего пара и конденсата греющего пара (дренажа) рассматриваемого подогревателя, ккал/кг;

$\bar{t}_{\text{ок(нв)}}; \bar{t}'_{\text{ок(нв)}}$

– энтальпия основного конденсата (питательной воды) соответственно на выходе из рассматриваемого подогревателя и на входе в него, ккал/кг.

314. После определения значений изменений расходов пара на соответствующие регенеративные подогреватели, деаэратор (изменения значений отборов пара от турбины), используя соответствующие формулы и указания в пунктах 177-199 настоящих Методических указаний, производят расчет поправок к мощности турбины при условии $D_0 = \text{const}$. Стоящие перед членами формул знаки изменяются на противоположные. По результатам расчетов аналогичным образом отроят графические зависимости поправок к мощности турбоагрегата.

315. Для определения удельных поправок к мощности

$\alpha_N^{D_{\text{подв}}}$

количество подведенного от внешнего источника тепла в схему турбоагрегата $Q_{\text{подв}}$ определяется как:

$$Q_{\text{подв}} = Q'_{\text{подв}} - Q_{\text{отв}} = D_{\text{подв}}$$

Δ

$i_{\text{подв}}$

$10^{-3} - D_{\text{отв}}$

$\bar{t}_{\text{отв}}$

10^{-3} (76)

или при равенстве расходов $D_{\text{подв}} = D_{\text{отв}}$

$$Q_{\text{подв}} = D_{\text{подв}}$$

$(i_{\text{подв}} -$

$\bar{t}_{\text{отв}}$

)

10^{-3} , (76')

где

$\bar{t}_{\text{отв}}$

— энтальпия внешнего теплоносителя в точке его отвода из схемы, ккал/кг.

316. Поправки к расходу свежего пара на турбоагрегат.

Указанные поправки к расходу свежего пара при условии $N_T = \text{const}$ рассчитываются по соответствующим формулам пункта 200-203 настоящих Методических указаний, в которые подставляются поправки к мощности турбоагрегата, рассчитанные для данного примера,

$$\Delta N_{\text{м}}^{D_{\text{св}}}, \alpha_N^{D_{\text{св}}}$$

(пунктах 208-212 настоящих Методических указаний).

317. Все указания по расчету поправок и определению необходимых значений, входящих в формулы, изложенные пунктах 234-238 настоящих Методических указаний, распространяются и на настоящий раздел. В значение поправки к расходу свежего пара в рассмотренном примере не включается расход пара от внешнего (постороннего) источника. При подводе от внешнего источника в тепловую схему турбоагрегата пара в количестве $D_{\text{подв}}$ поправка к расходу пара на турбоагрегат (поправка к расходу пара, включая расход от внешнего источника) определяется как:

1) в абсолютных значениях, т/ч:

Δ

$$D'_o = - \frac{\Delta d_o}{\Delta N_m^{D_{\text{кззз}}}} + D_{\text{подв}} \quad (77)$$

ИЛИ

$$D'_o = - \frac{\Delta d_o}{\Delta N_m^{D_{\text{кззз}}}} + D_{\text{подв}} = D_{\text{подв}} (1 - \frac{\Delta d_o}{\alpha_{N_m^{D_{\text{кззз}}}}}) \quad (77')$$

2) удельное значение поправки, т/ч/(т/ч):

$$\alpha_{D_o}^{D_{\text{кззз}}} = \frac{\Delta D'_o}{D_{\text{подв}}} = (1 - \Delta d_o \cdot \alpha_{N_m^{D_{\text{кззз}}}}); \quad (78)$$

3) относительное удельное значение поправки, %/(т/ч):

$$\alpha_{D_o(u)}^{D_{\text{кззз}}} \approx \frac{\Delta D'_o}{D_{\text{подв}} \cdot D_{o(u)}} \approx \frac{(1 - \Delta d_o \cdot \alpha_{N_m^{D_{\text{кззз}}}})}{D_{o(u)}} \cdot 10^2 \quad (78')$$

318. Поправки к расходу тепла на турбоагрегат, расчет поправок к расходу тепла на турбоагрегат при подводе в его тепловую схему от внешнего источника тепла и работе турбоагрегата по электрическому графику производится по следующим формулам:

1) в абсолютных значениях (Гкал/ч) к общему (или на выработку электроэнергии) расходу тепла:

$$\Delta Q_o = \Delta Q_z = -\Delta q_o \cdot \Delta N_m^{D_{\text{кззз}}} + D_{\text{подв}} \cdot (i_{\text{подв}} - \bar{t}_{\text{отс}}) \cdot 10^{-3} \quad (79)$$

ИЛИ

$$\Delta Q_0 = \Delta Q_3 = -\Delta q_0 \cdot \alpha_{N_m}^{Q_{\text{подв}}} \cdot Q_{\text{подв}} + Q_{\text{подв}} = Q_{\text{подв}} (1 - \Delta q_0 \cdot \alpha_{N_m}^{Q_{\text{подв}}});$$

(79')

2) удельные значения поправки, Гкал/(Гкал/ч):

$$\alpha_{Q_0(Q_3)}^{Q_{\text{подв}}} = \frac{\Delta Q_0(\Delta Q_3)}{D_{\text{подв}}} = (1 - \Delta q_0 \cdot \alpha_{N_m}^{Q_{\text{подв}}});$$

(80)

3) относительные удельные значения поправки, %/(Гкал/ч)

$$\alpha_{Q_0(Q_3)\%}^{Q_{\text{подв}}} = \frac{\Delta Q_0(\Delta Q_3)}{Q_{\text{подв}} \cdot Q_{O(u)} \cdot (Q_{3(u)})} = \frac{(1 - \Delta q_0 \cdot \alpha_{N_m}^{Q_{\text{подв}}})}{Q_{O(u)} \cdot (Q_{3(u)})} \cdot 10^2.$$

(80')

319. В формулы (79) - (80') подставляются поправки к мощности

$$\Delta N_m^{D_{\text{подв}}}$$

$$\alpha_N^{D_{\text{подв}}}$$

, полученные в результате рассмотренных выше расчетов. Все указания по определению относительных приростов

Δ

q_0 и

Δ

$q_{0(u)}$, получению данных для построения графических зависимостей поправок,

изложенные в пунктах 204-207 настоящих Методических указаний, распространяются и на настоящий раздел.

Приложение 1
к Методическим указаниям по расчету
поправок к расходу тепла
турбоагрегатами

**Графики средневзвешенных значений давления пара
перед соплами 1-й ступени турбины (отсека) при давлении
свежего пара $P_{o(u)}$; $1,1P_{o(u)}$ и $0,9P_{o(u)}$**

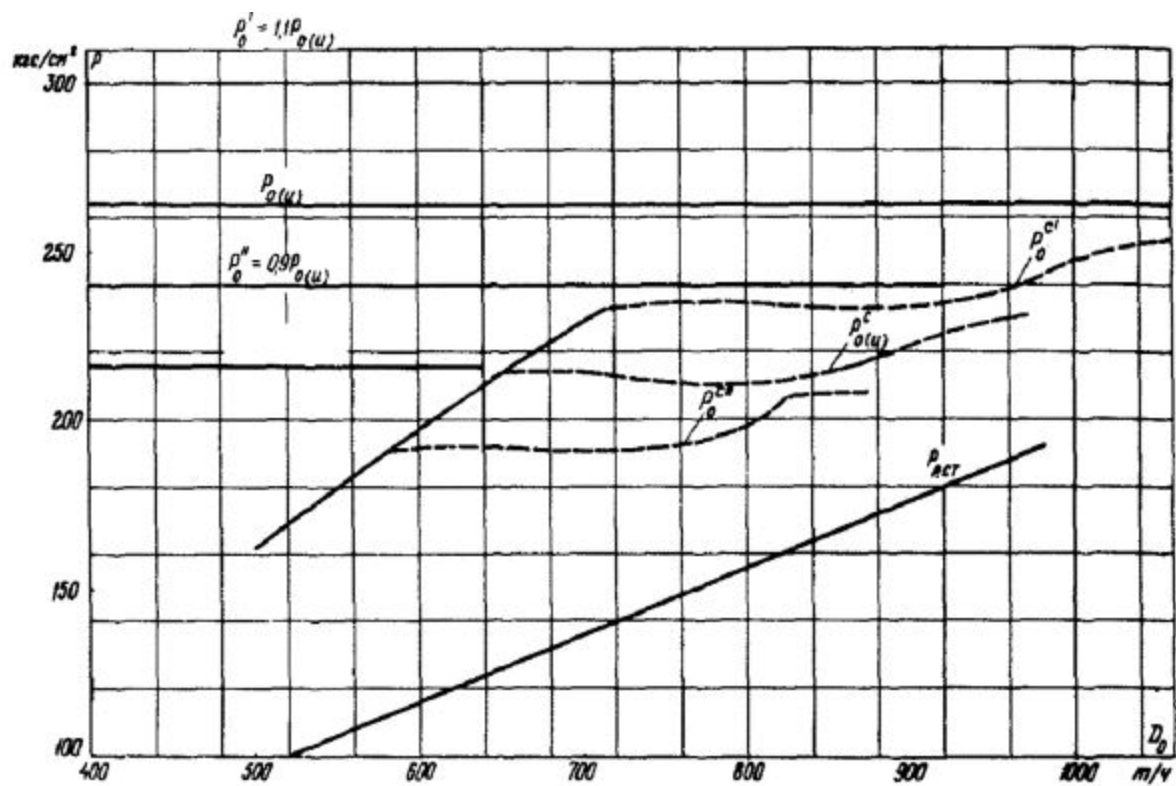


Рисунок 1- Турбина К-300-240 ЛМЗ

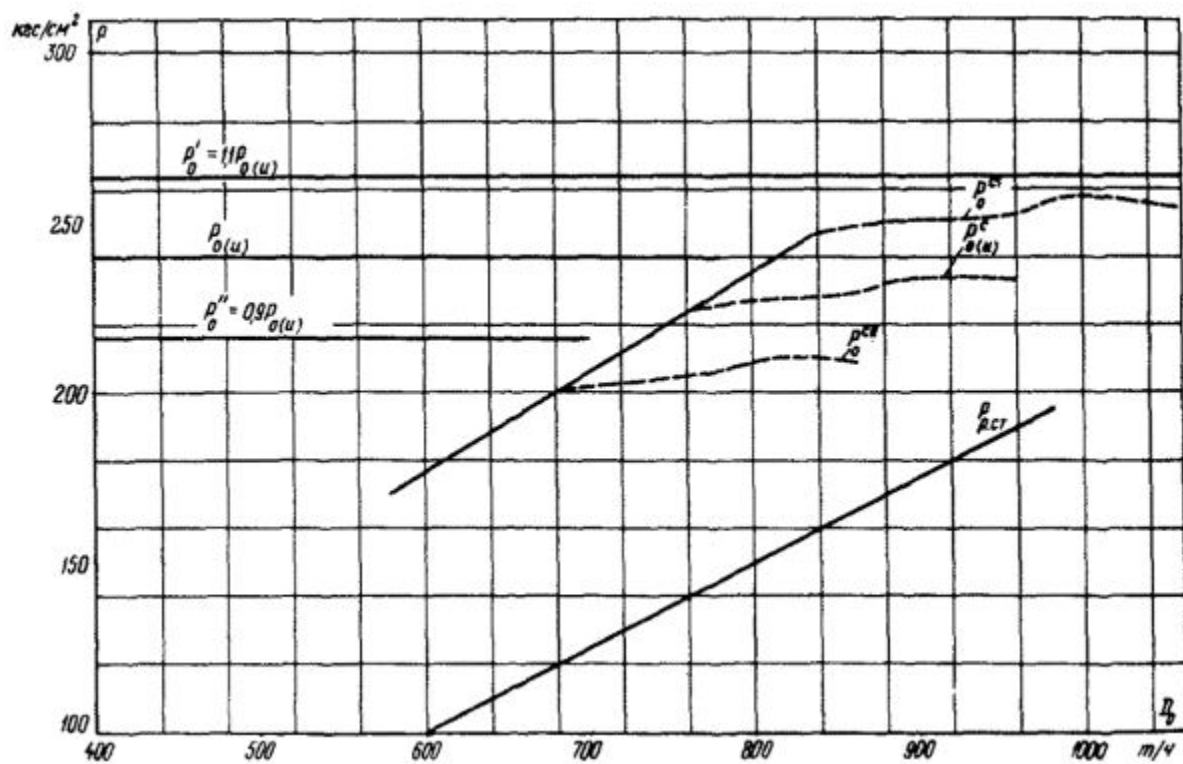


Рисунок 2 – Турбина К-300-240 ХТГЗ (2-й модификации)

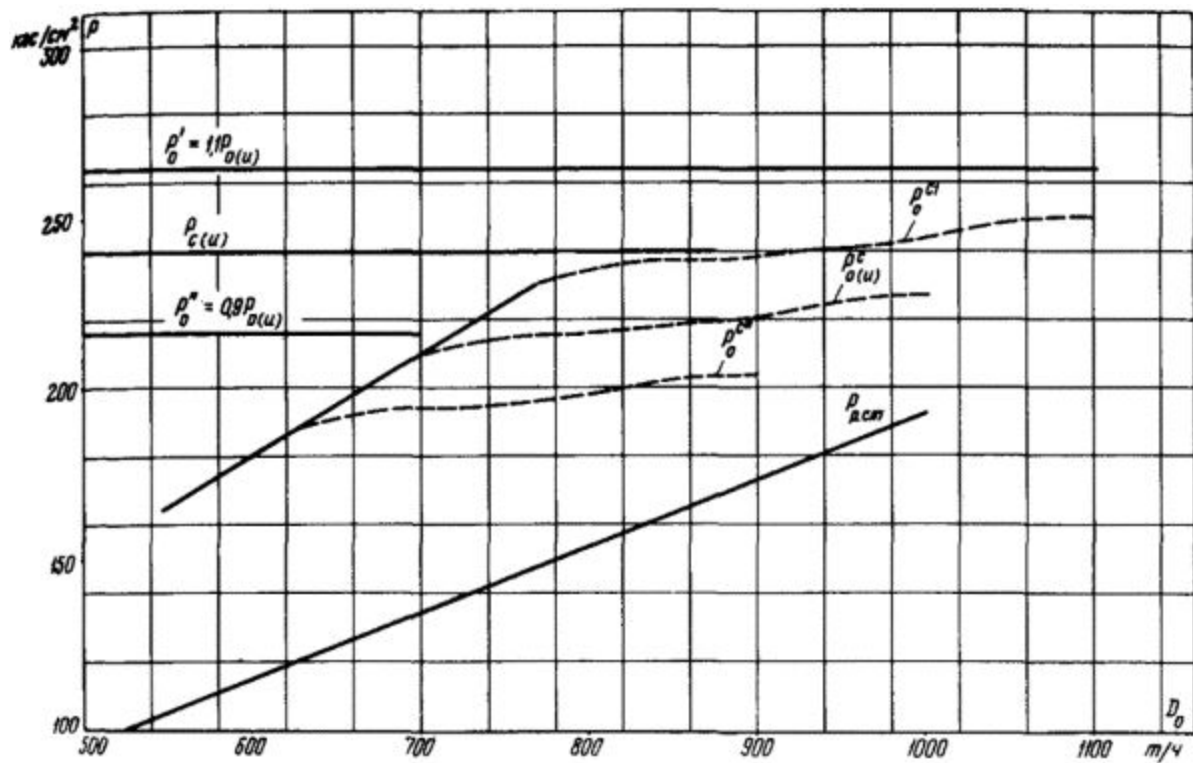


Рисунок 3 – Турбина Т-250/300-240-2 ТМЗ

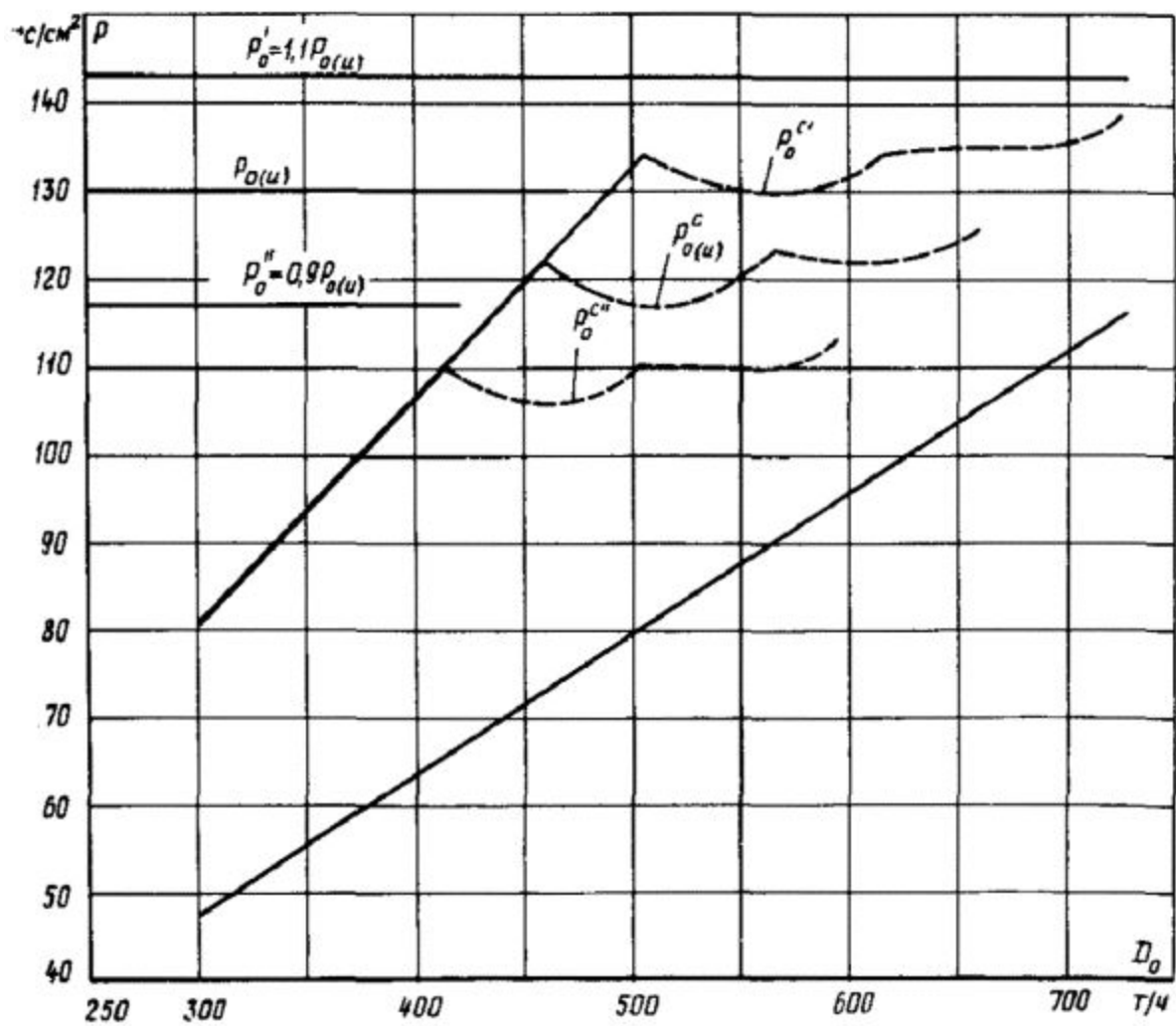


Рисунок 4 – Турбина К-200-130 ЛМЗ

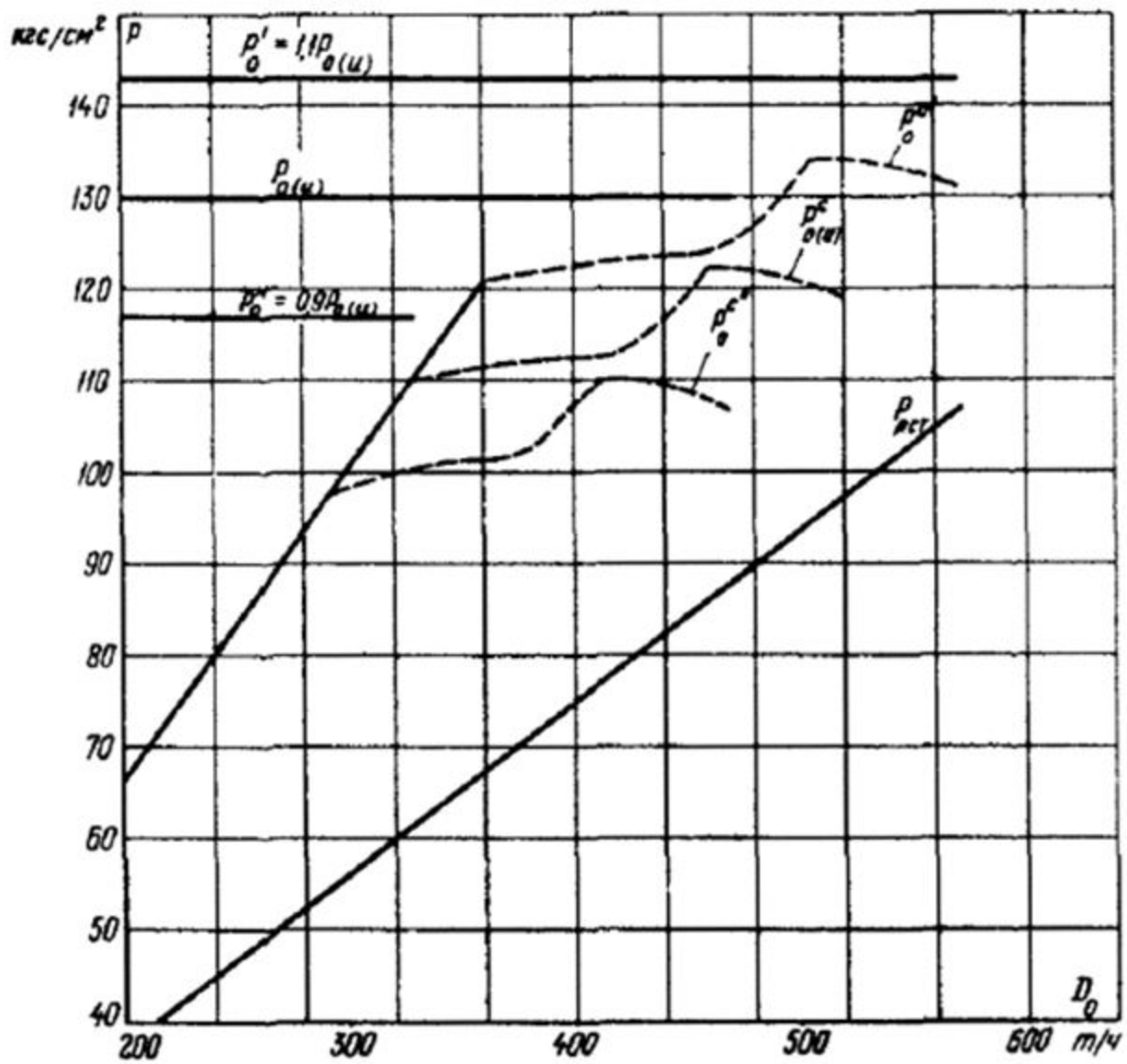


Рисунок 5 – Турбина К-160-130 ХТГЗ

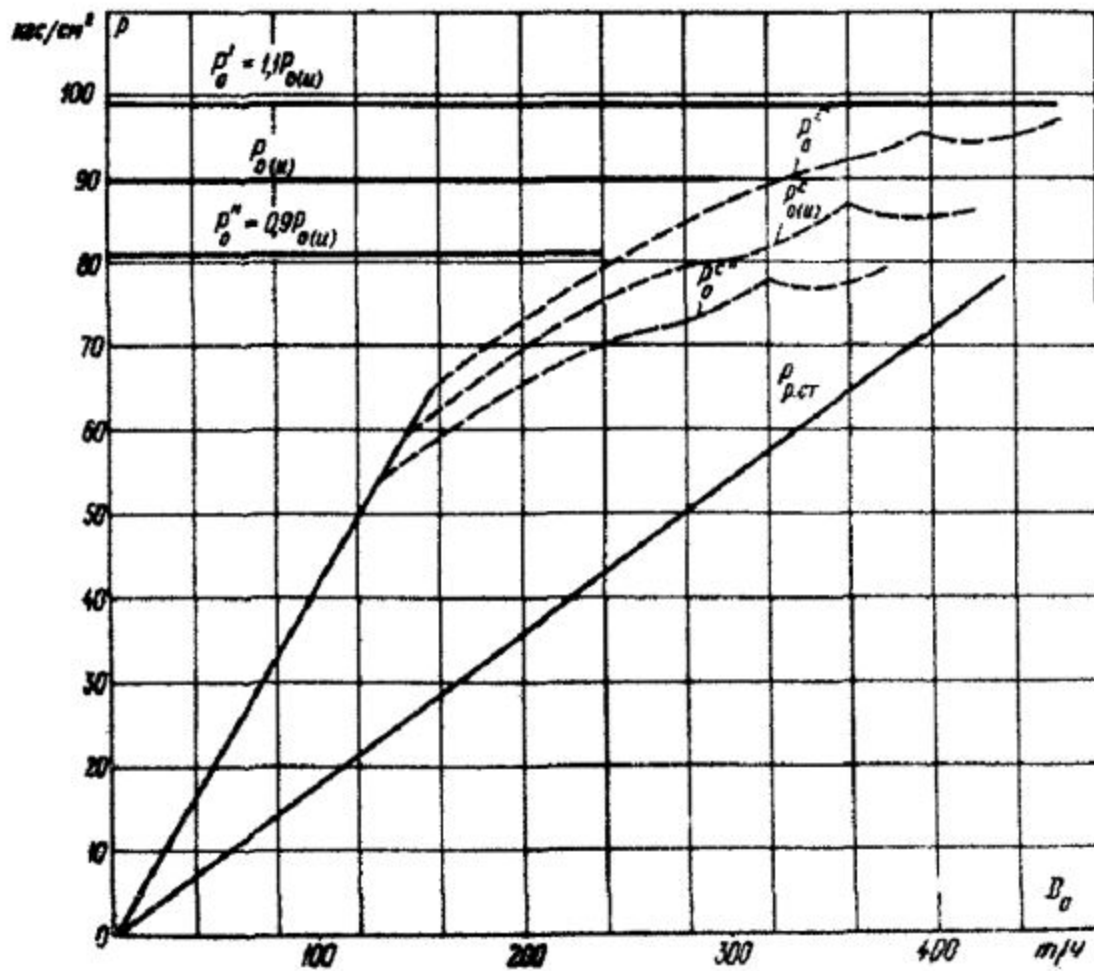


Рисунок 6 – Турбина К-100-90-6 ЛМЗ

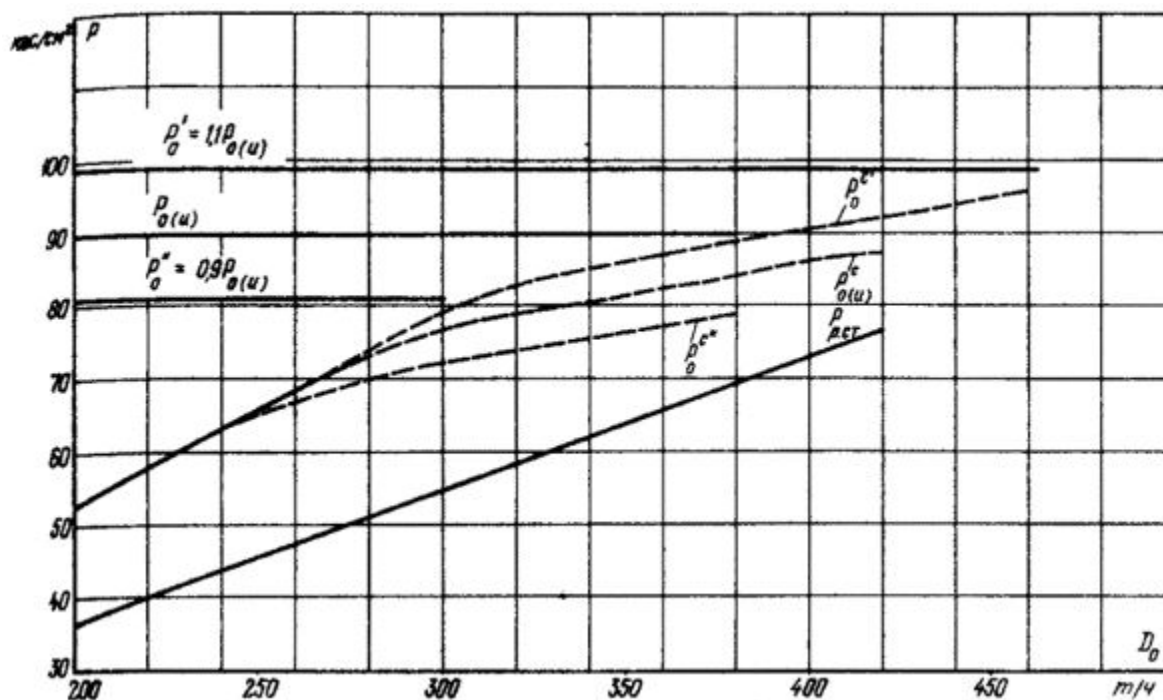


Рисунок 7 – Турбина К-100-90-7 ЛМЗ

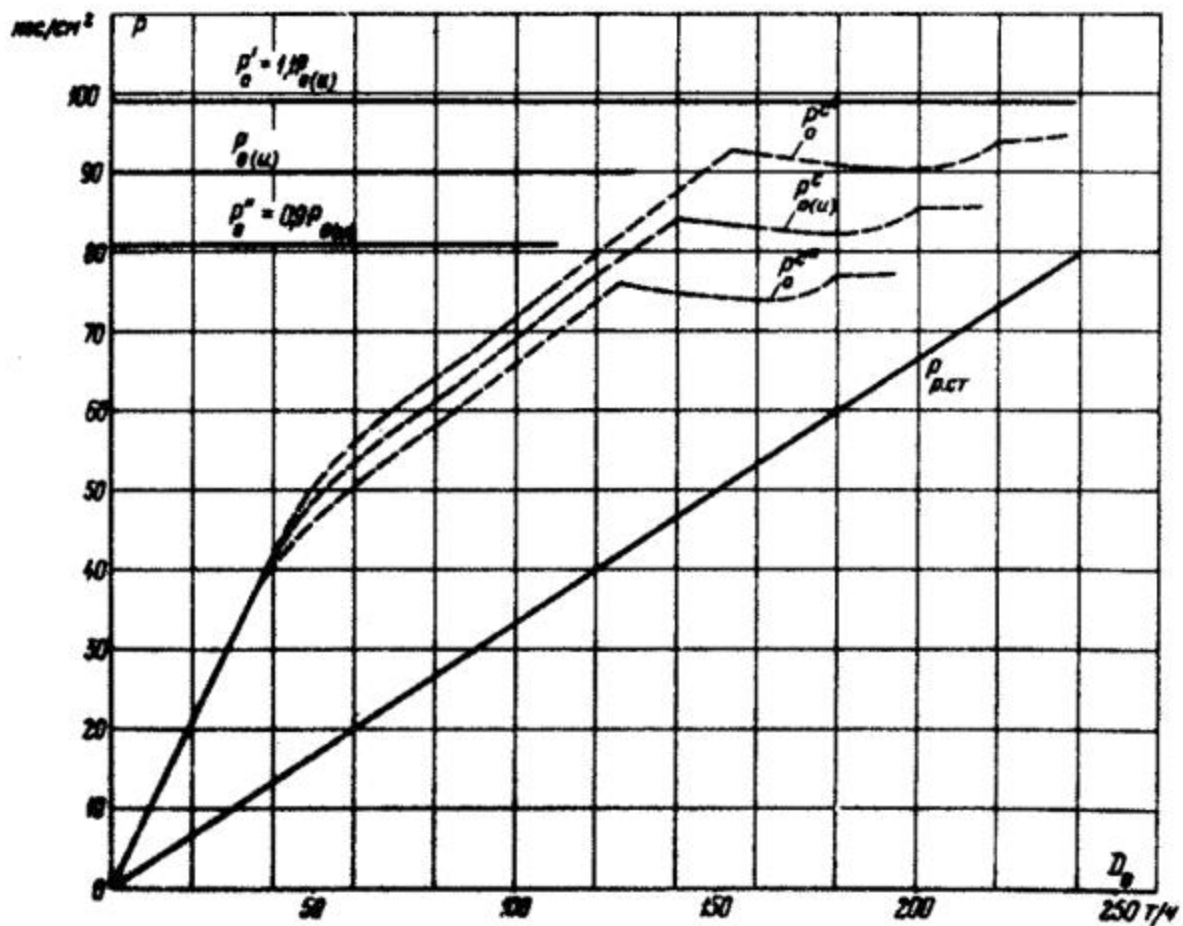


Рисунок 8 – Турбина К-50-90-3 ЛМЗ

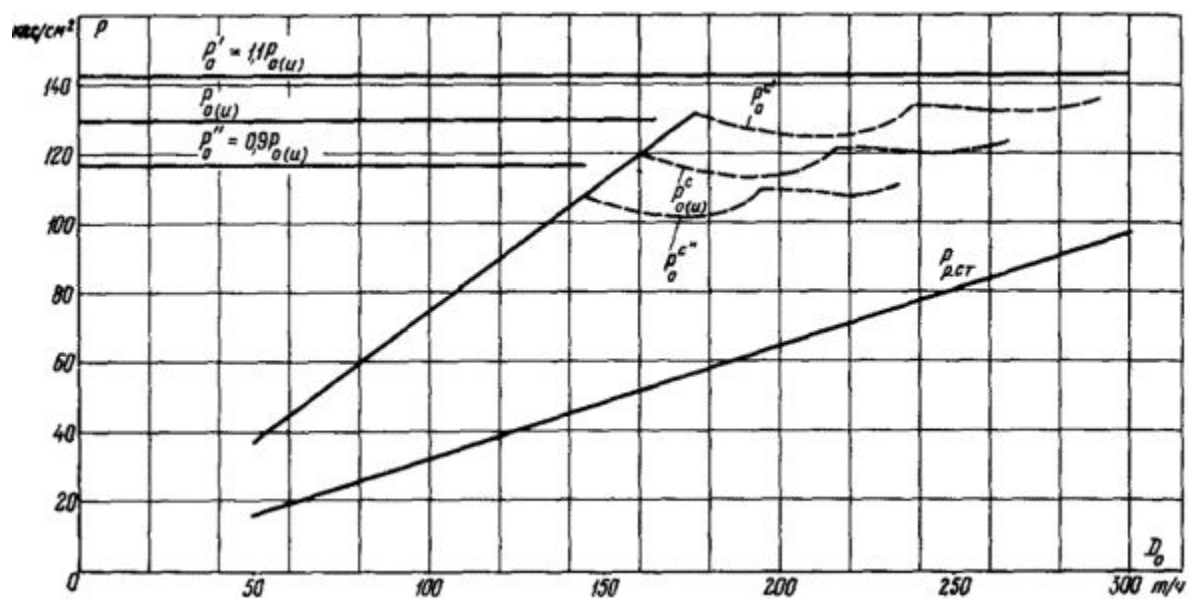


Рисунок 9 – Турбина Т-50-130 ТМЗ

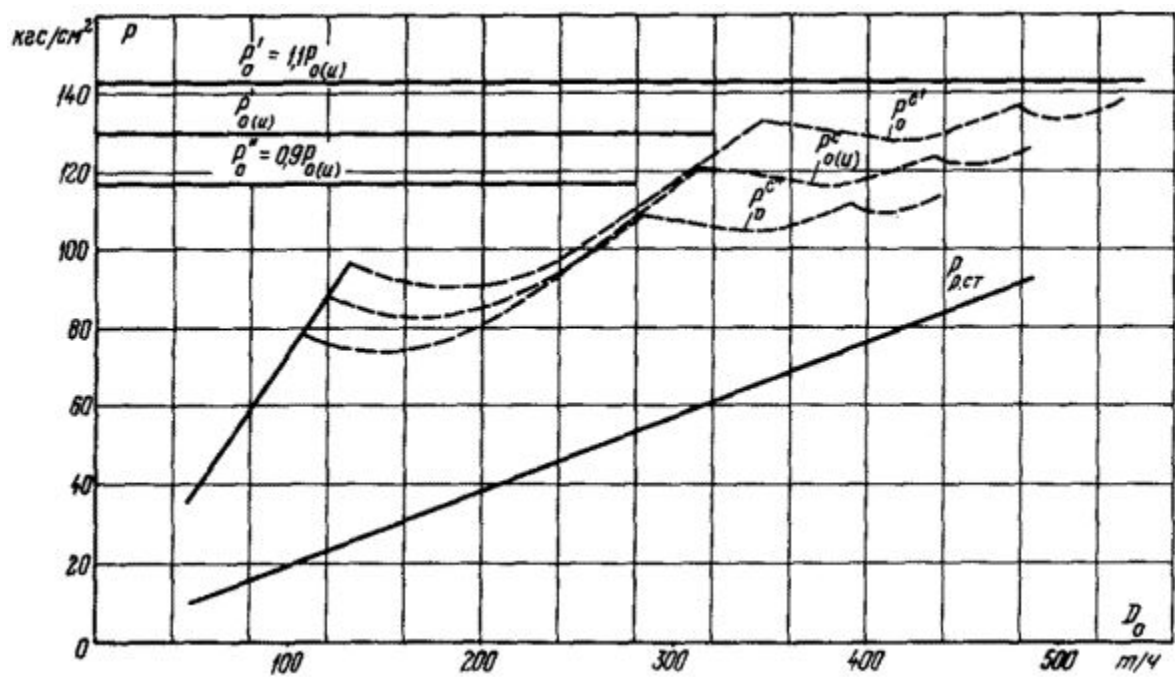


Рисунок 10 – Турбина Т-100-130 ТМЗ

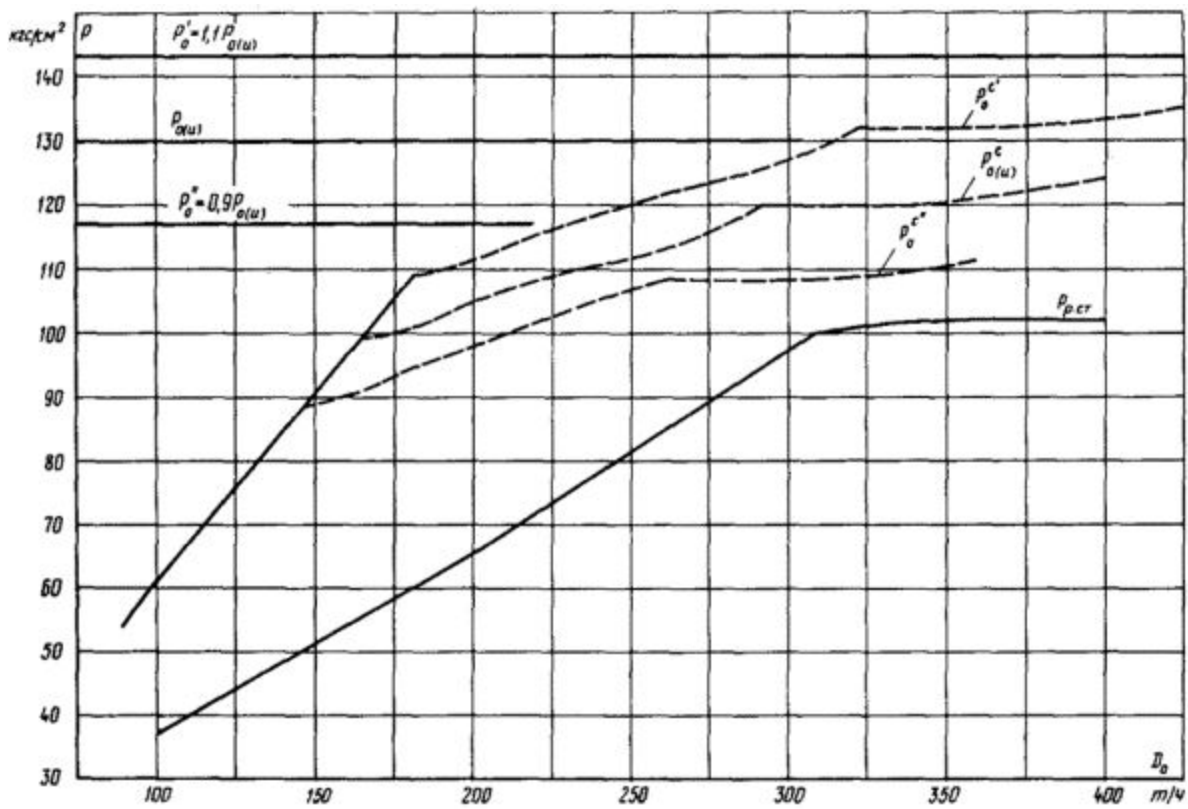


Рисунок 11 – Турбина ПТ-60-130/13 ЛМЗ

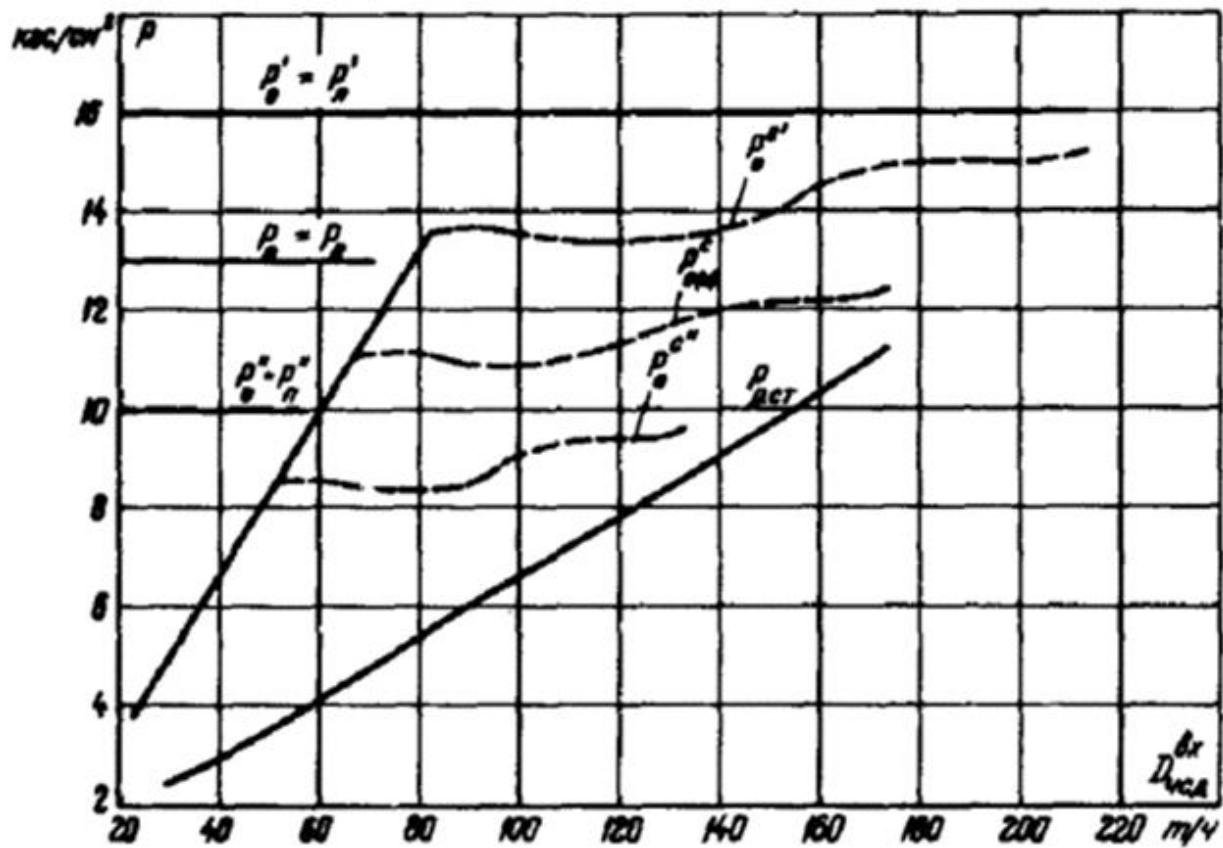


Рисунок 12 – Турбина ПТ-60-130/13 (ЧСД) ТМЗ

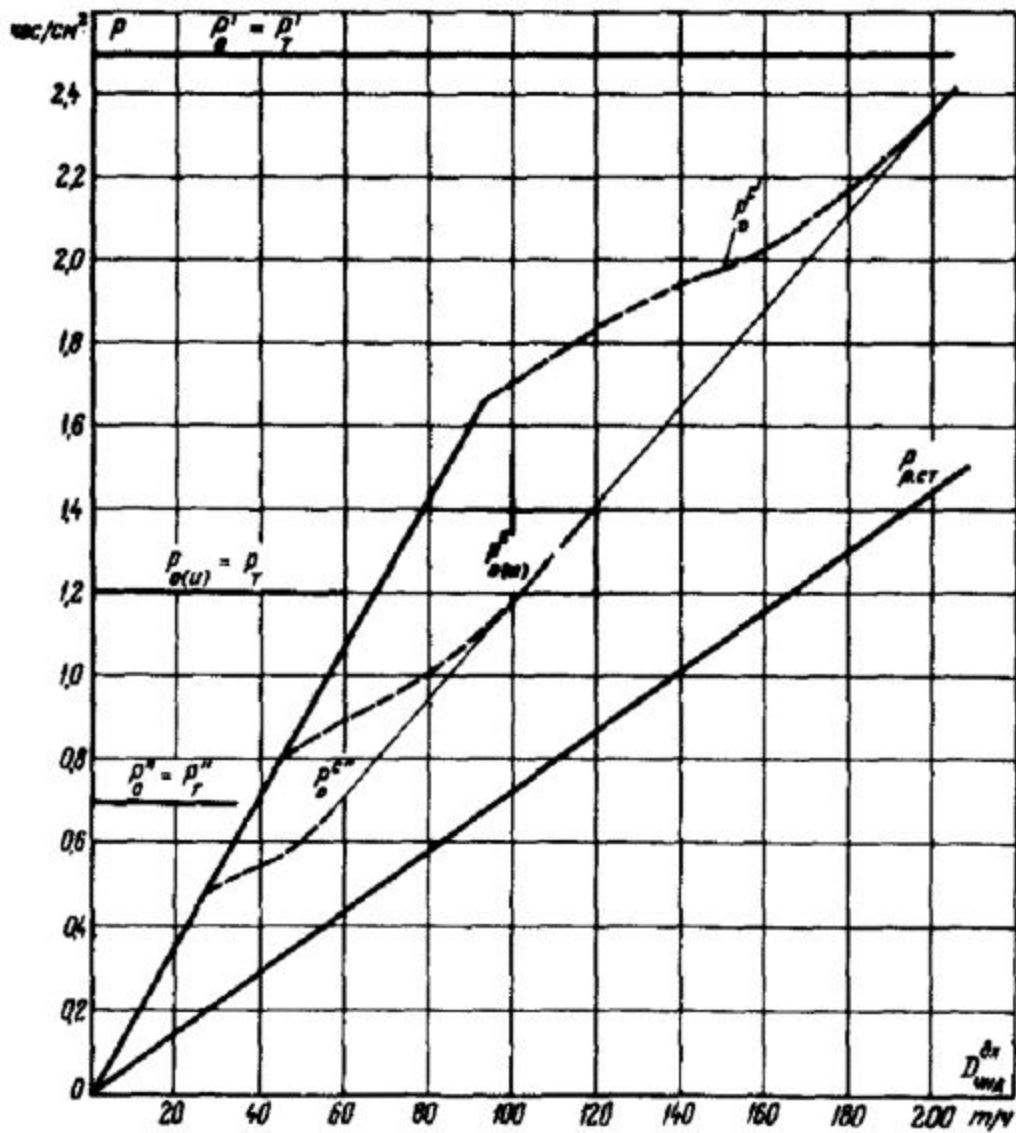


Рисунок 13 – Турбина ПТ-60-130/13 (ЧНД) ЛМЗ

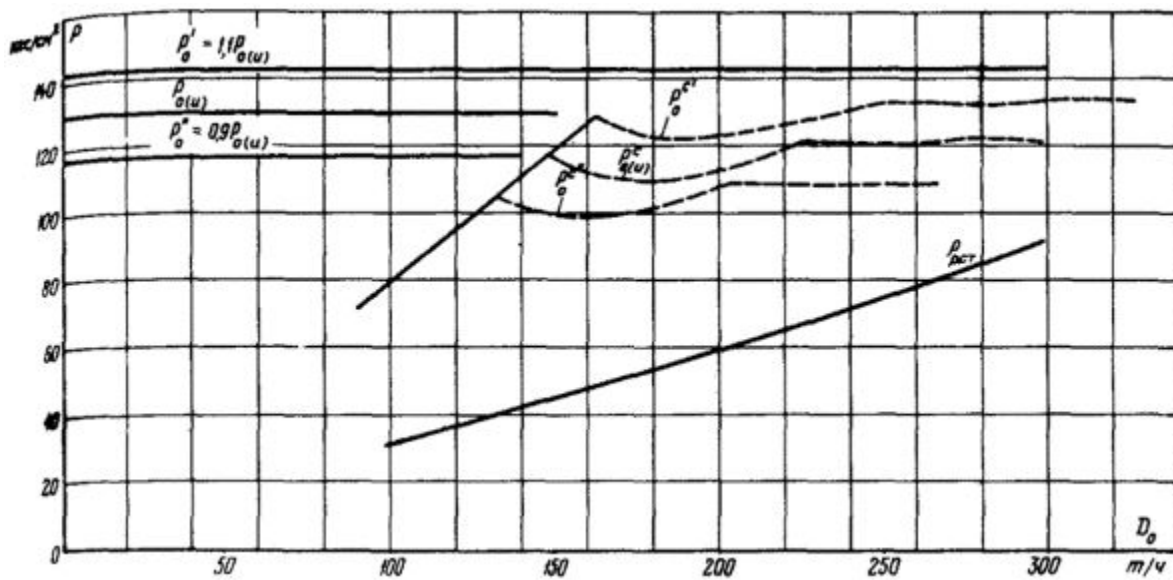


Рисунок 14 – Турбина ПТ-50-130/7 ТМЗ

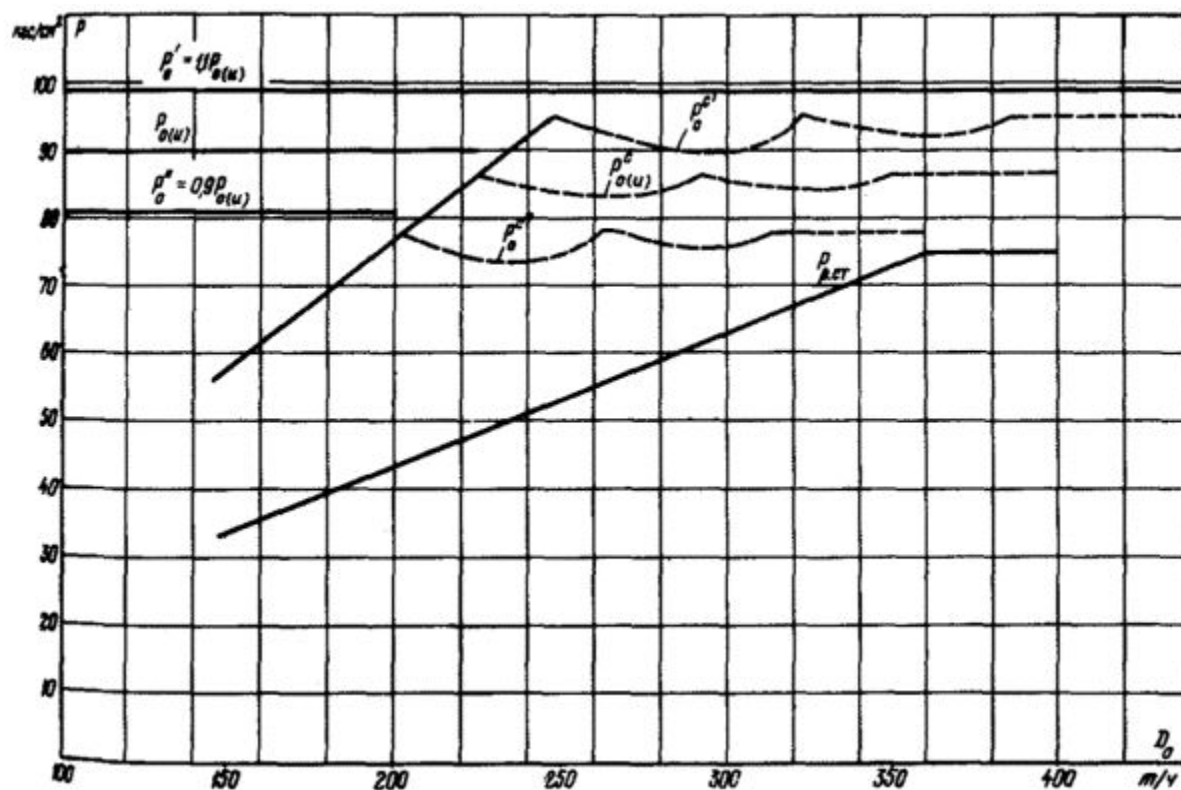


Рисунок 15 – Турбина ПТ-60-90/13 ЛМЗ

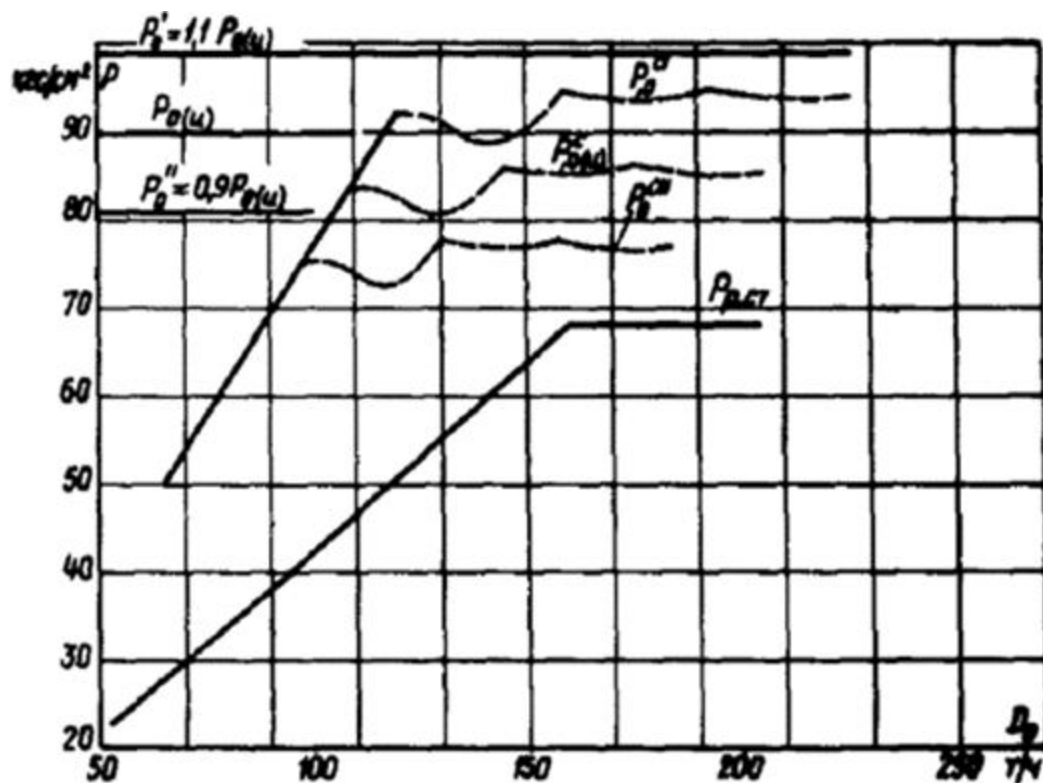


Рисунок 16 – Турбина ВПТ-25-4 ТМЗ

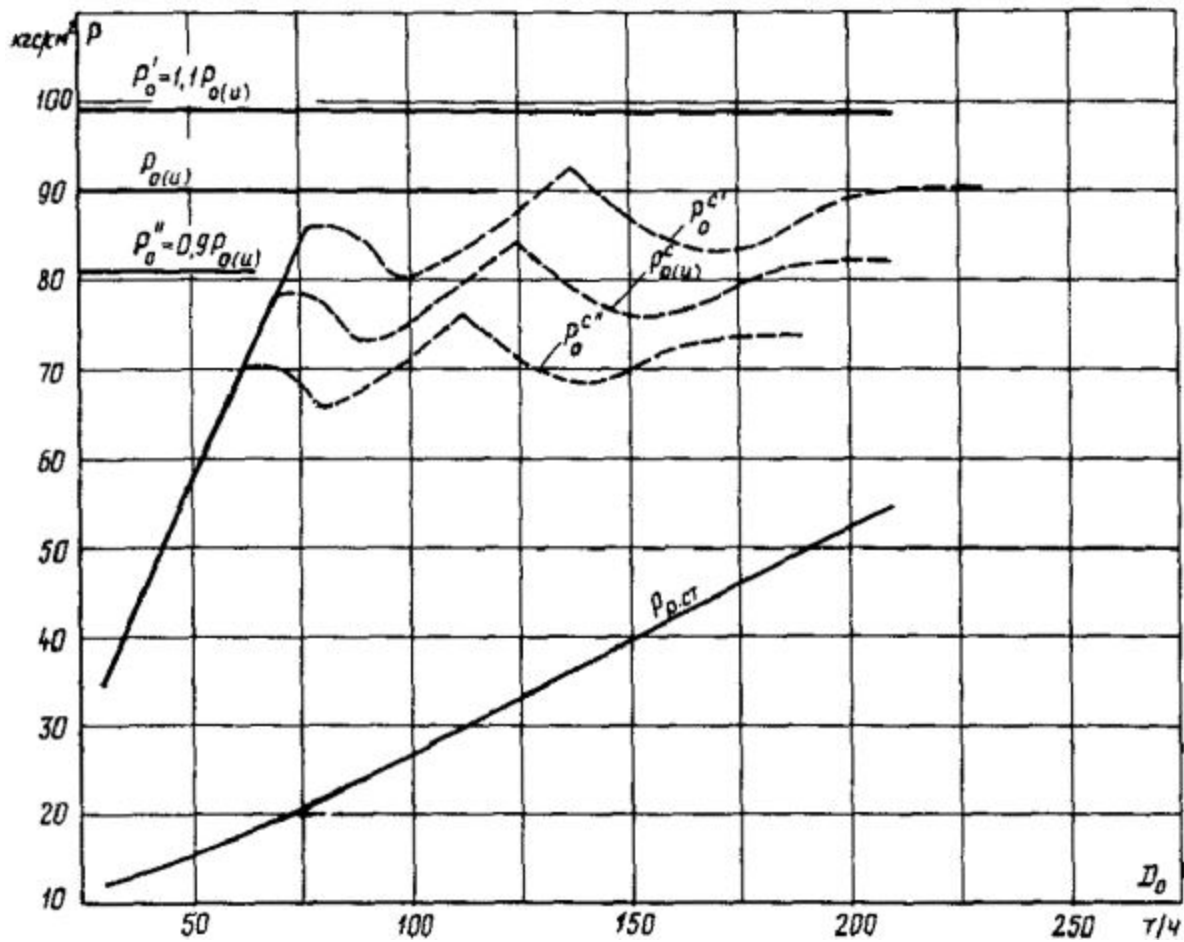


Рисунок 17- Турбина ВПТ-25-3 ЛМЗ

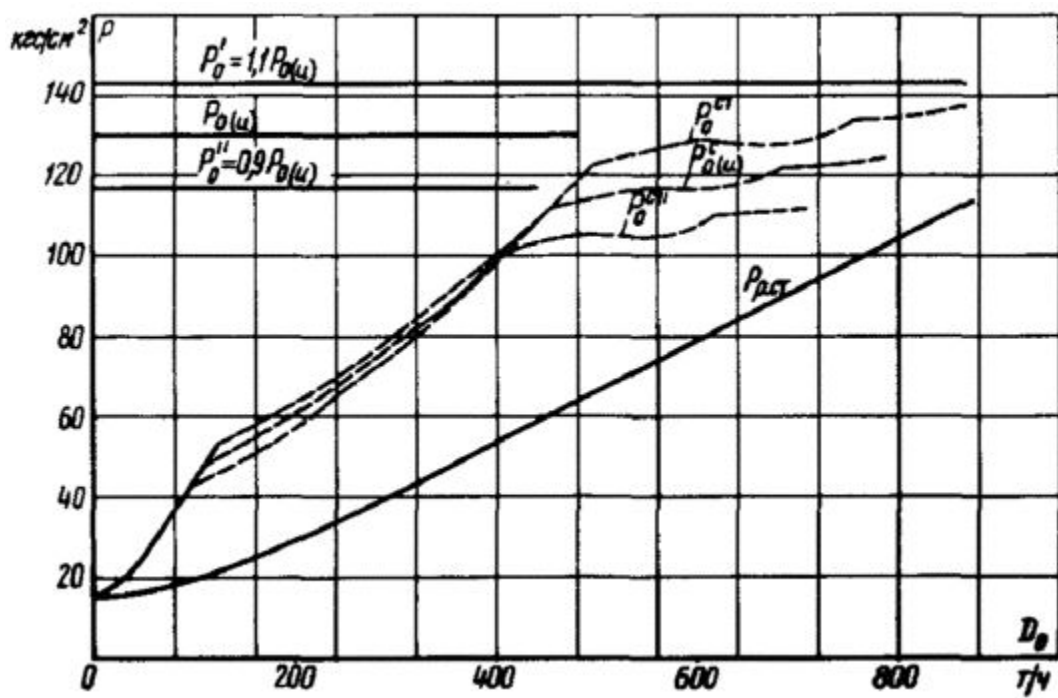


Рисунок 18 – Турбина Р-100-130/15 ТМЗ

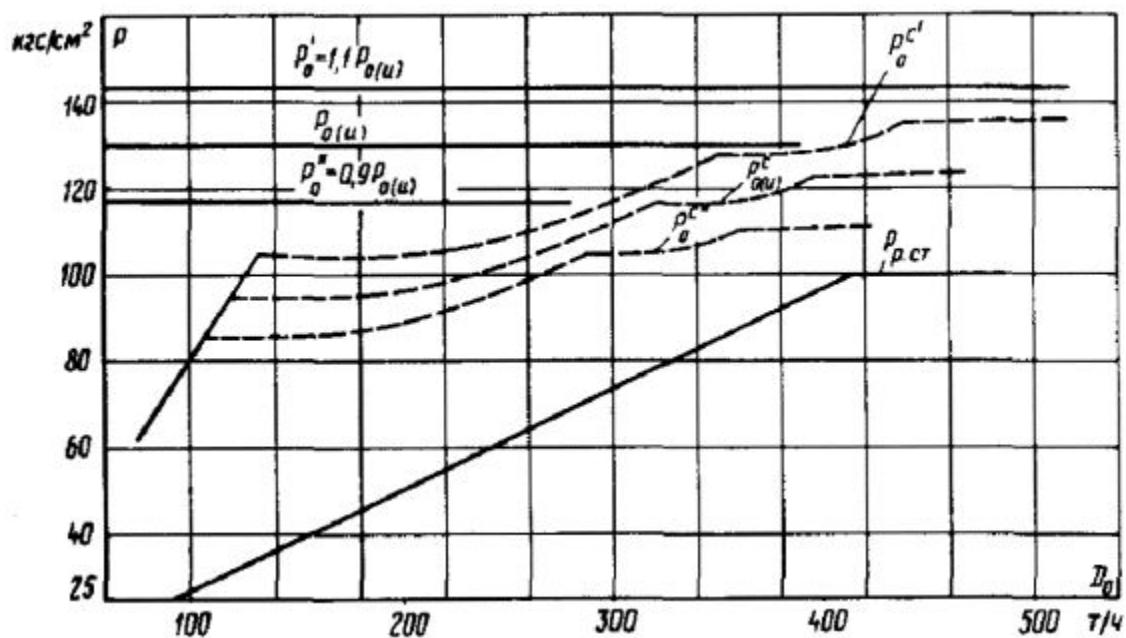
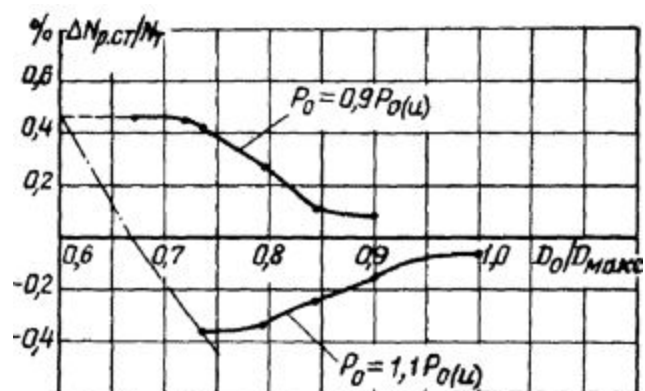


Рисунок 19 – Турбина Р-50-130/12 ЛМЗ

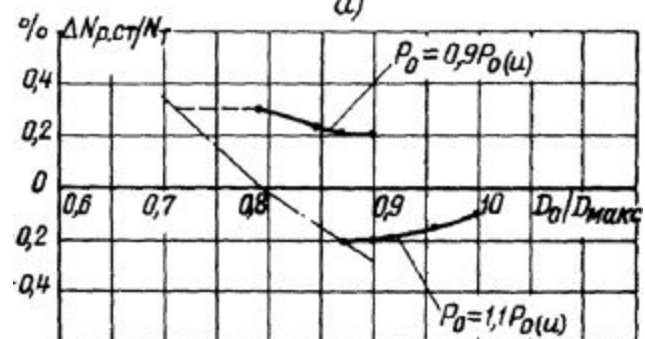
Приложение 2
к Методическим указаниям по расчету
поправок
к расходу тепла турбоагрегатами

графики поправок к мощности регулирующей ступени
турбины при изменении давления свежего
пара на

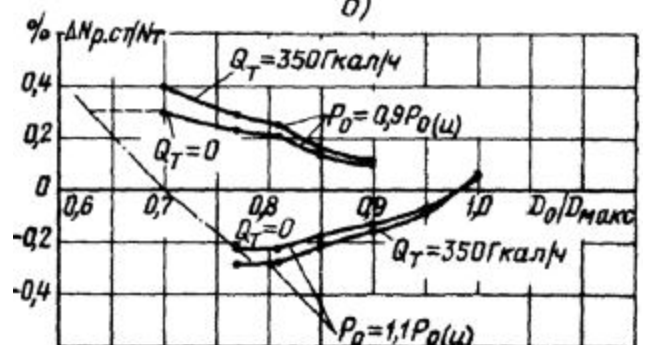
$\pm$
10 %



а)



б)



в)

Рисунок 1- Турбины, согласно документу, указанному в подпункте 4) пункта 4 настоящих Методических указаний:

а – К-300-240 ЛМЗ; б – К-300-240 ХТГЗ; в – Т-250/300-240-2 ТМЗ

Примечание к рисунку 1- 4.

Линия

граница

$$\frac{\Delta N_{p,ст}}{N_m}$$

$$= 0.$$

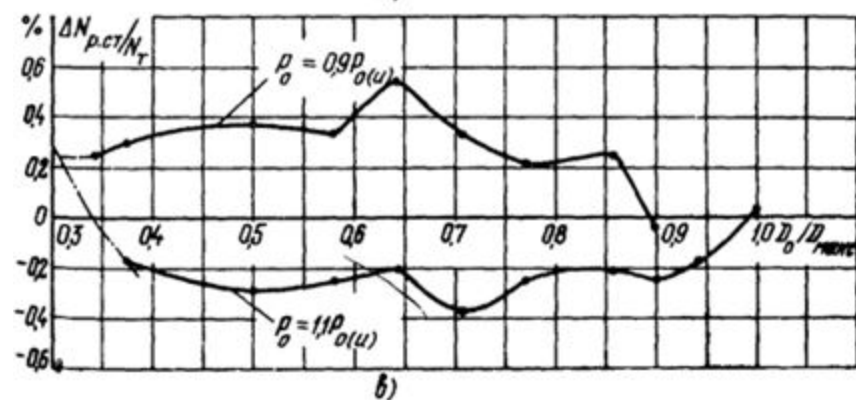
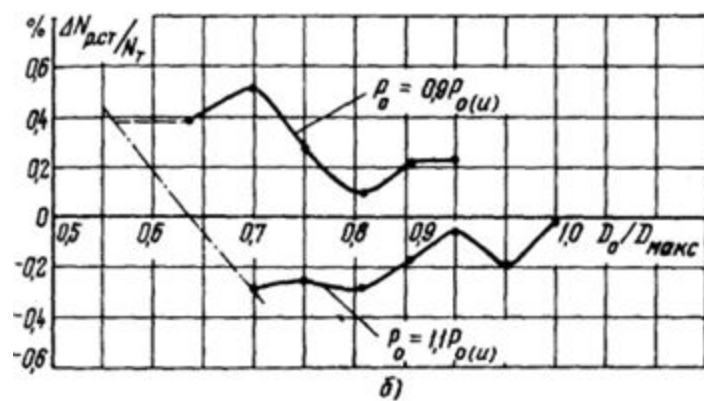
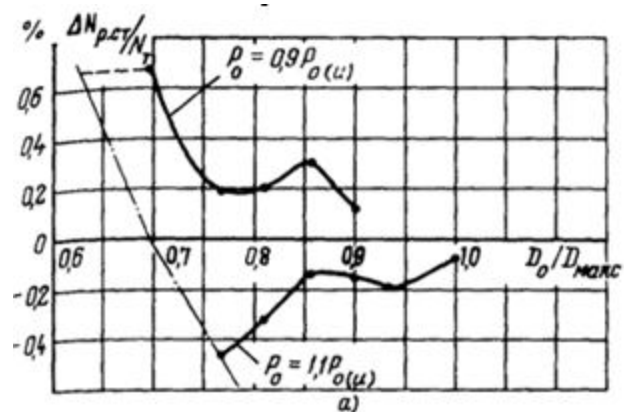
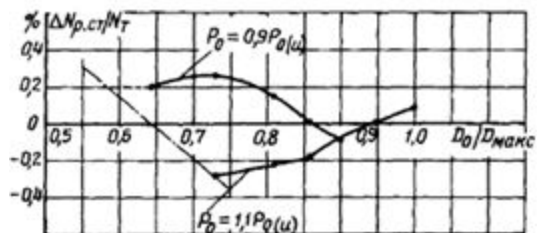
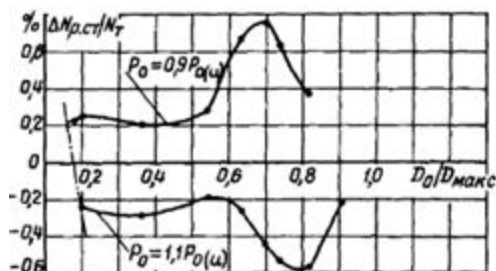


Рисунок 2 – Турбины. согласно документу, указанному в подпункте 4) пункта 4 настоящих Методических указаний:

а – К-200-130 ЛМЗ; б – К-160-130 ХТГЗ; в – К-100-90-6 ЛМЗ



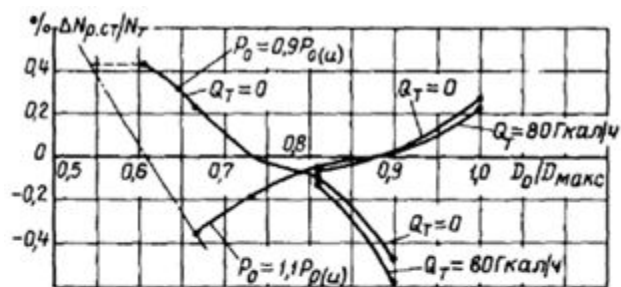
а)



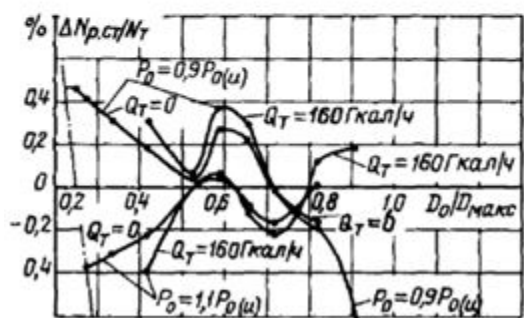
б)

Рисунок 3 – Турбины, согласно документу, указанному в подпункте 4) пункта 4 настоящих Методических указаний:

а – К-100-90-7; б – К-50-90-3 ЛМЗ



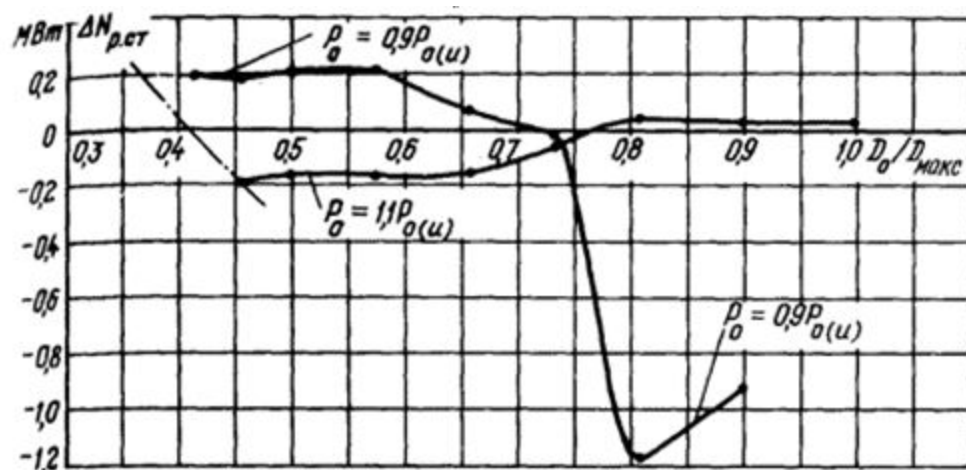
а)



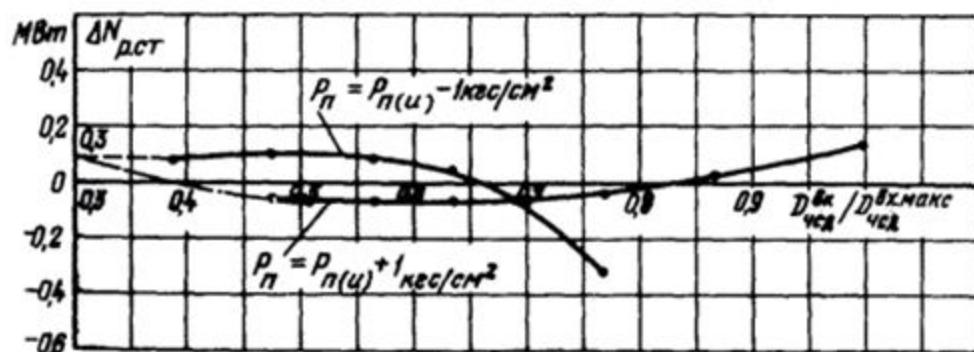
б)

Рисунок 4 – Турбины согласно документу, указанному в подпункте 4) пункта 4 настоящих Методических указаний:

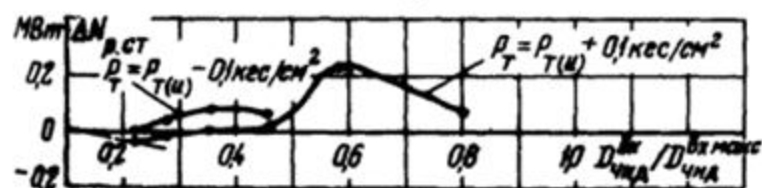
а – Т-50-130 ТМЗ; б – Т-100-130 ТМЗ



а)



б)



в)

Рисунок 5 – Турбина ПТ-60-130/13 ЛМЗ, согласно документу, указанному в подпункте 4 пункта 6 настоящих Методических указаний:

а – ЧВД; б – ЧСД; в – ЧНД.

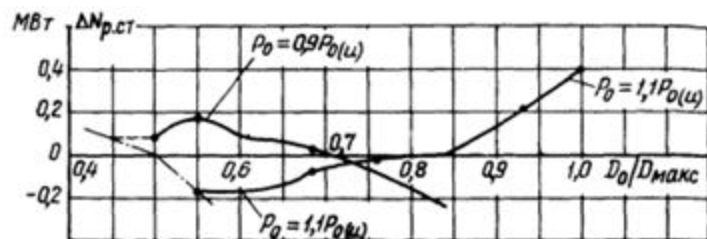
Примечание к рисунку 5-8.

Линия

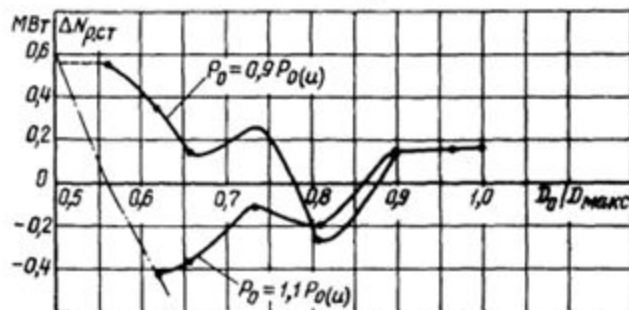
— — — — —
граница

Δ

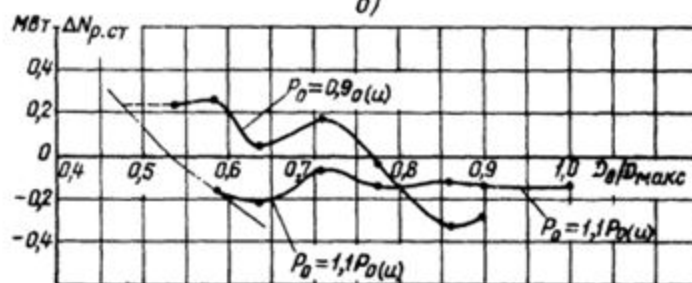
$N_{p.ст} = 0$



а)



б)



в)

Рисунок 6 – Турбины, согласно документу, указанному в подпункте 4 пункта 6 настоящих Методических указаний:

а – ПТ-50-130/7 ТМЗ; б – ПТ-60-90/13 ЛМЗ; в – ВПТ-25-4 ТМЗ

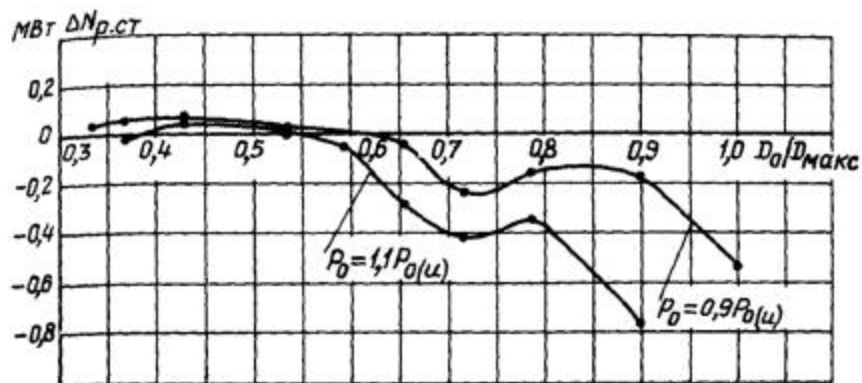
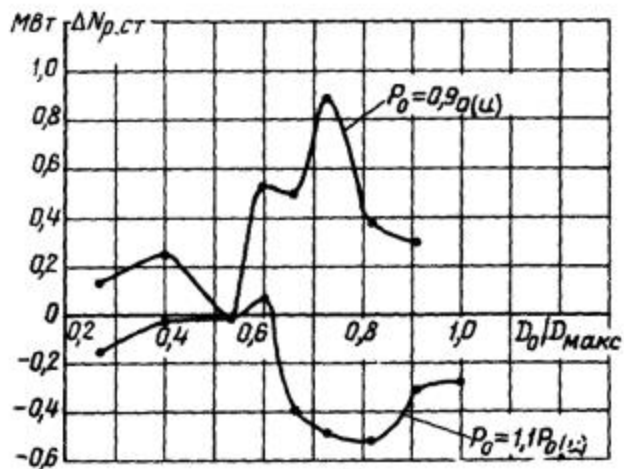
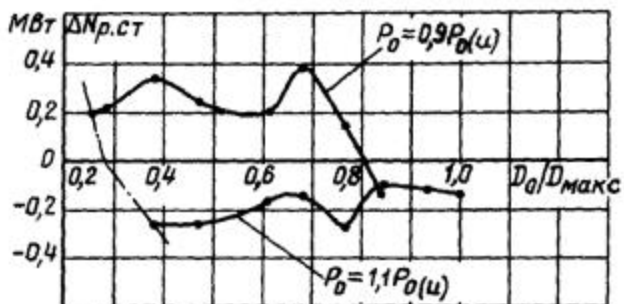


Рис.П2-7. Турбина ВПТ-25-3 ЛМЗ



а)



б)

Рисунок 7 – Турбина ВПТ -25-3 ЛМЗ, согласно документу, указанному в подпункте 4 пункта 6 настоящих Методических указаний.

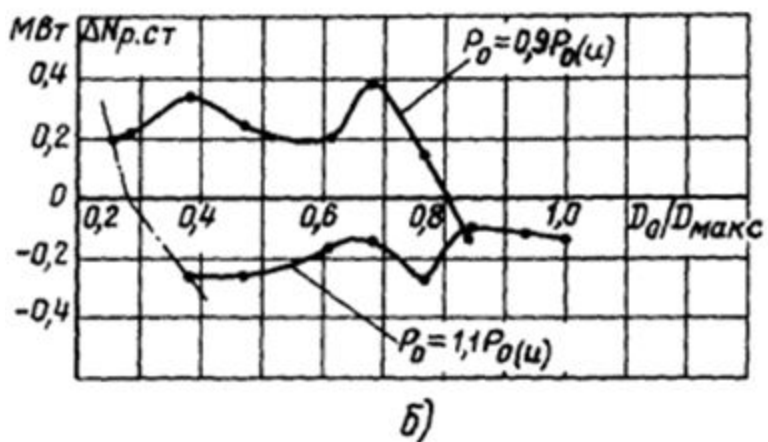
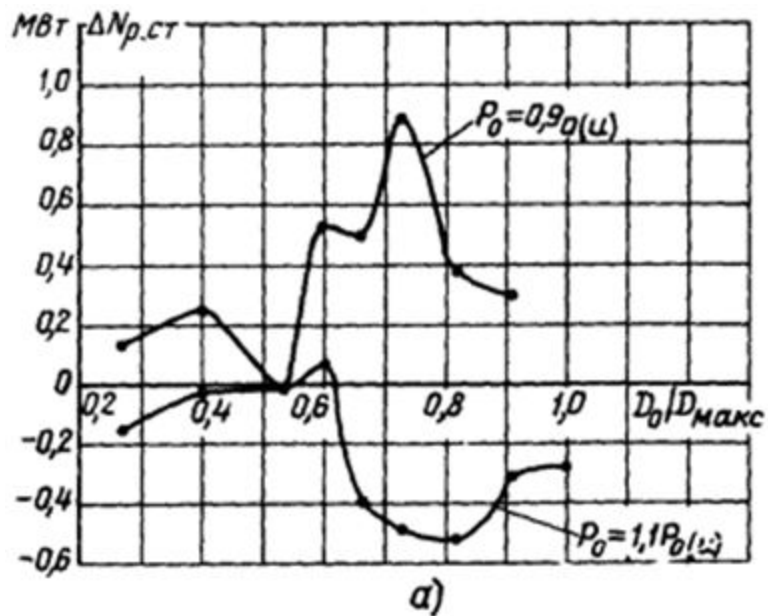


Рисунок 8 – Турбины, согласно документу, указанному в подпункте 4 пункта 6 настоящих Методических указаний:

а – Р-100-130/15 ТМЗ; б – Р-50-130/12 ЛМЗ

Приложение 3
к Методическим указаниям по расчету
поправок
к расходу тепла турбоагрегатами

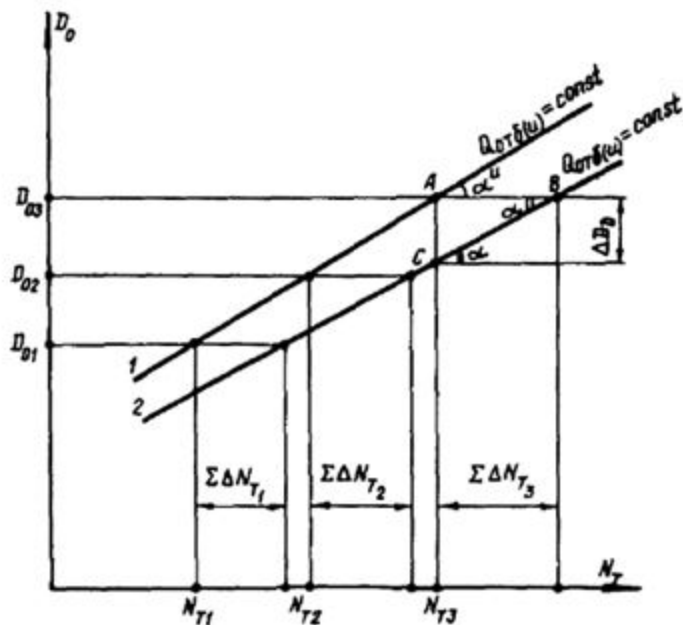


Рисунок 1- Определение изменения значения расхода свежего пара ΔD_0 при $N_T = \text{const}$

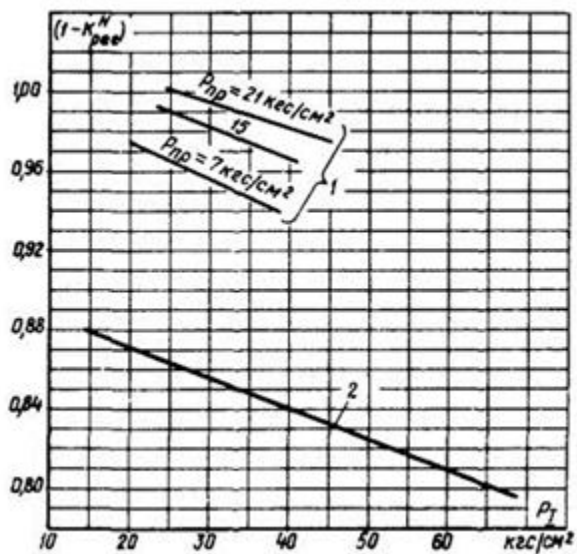


Рисунок 2- Зависимость выражения $(1 - K_{рег}^N)$ от давления пара в верхнем (1) регенеративном отборе P_1 :

- 1 – в режиме противодавления;
- 2 – в конденсационном режиме

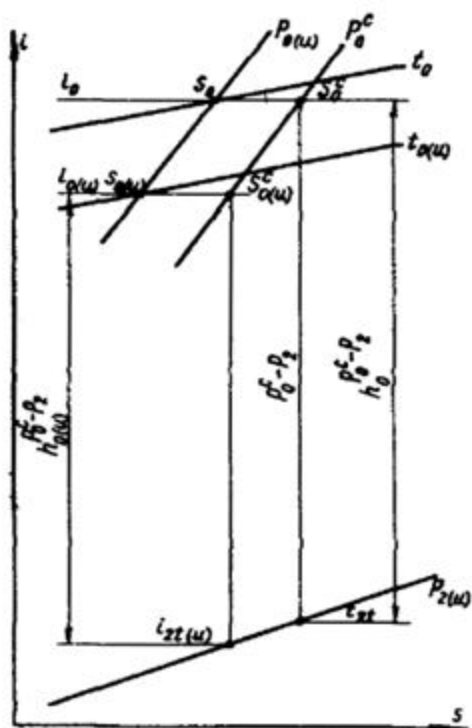


Рисунок 3, а – Определение теплоперепадов в зоне перегретого пара

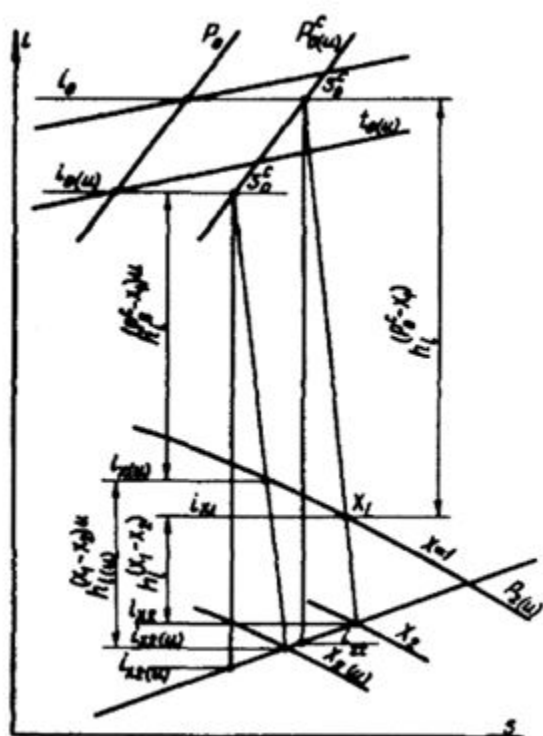


Рисунок 3, б – Определение теплоперепадов на конденсационную турбину

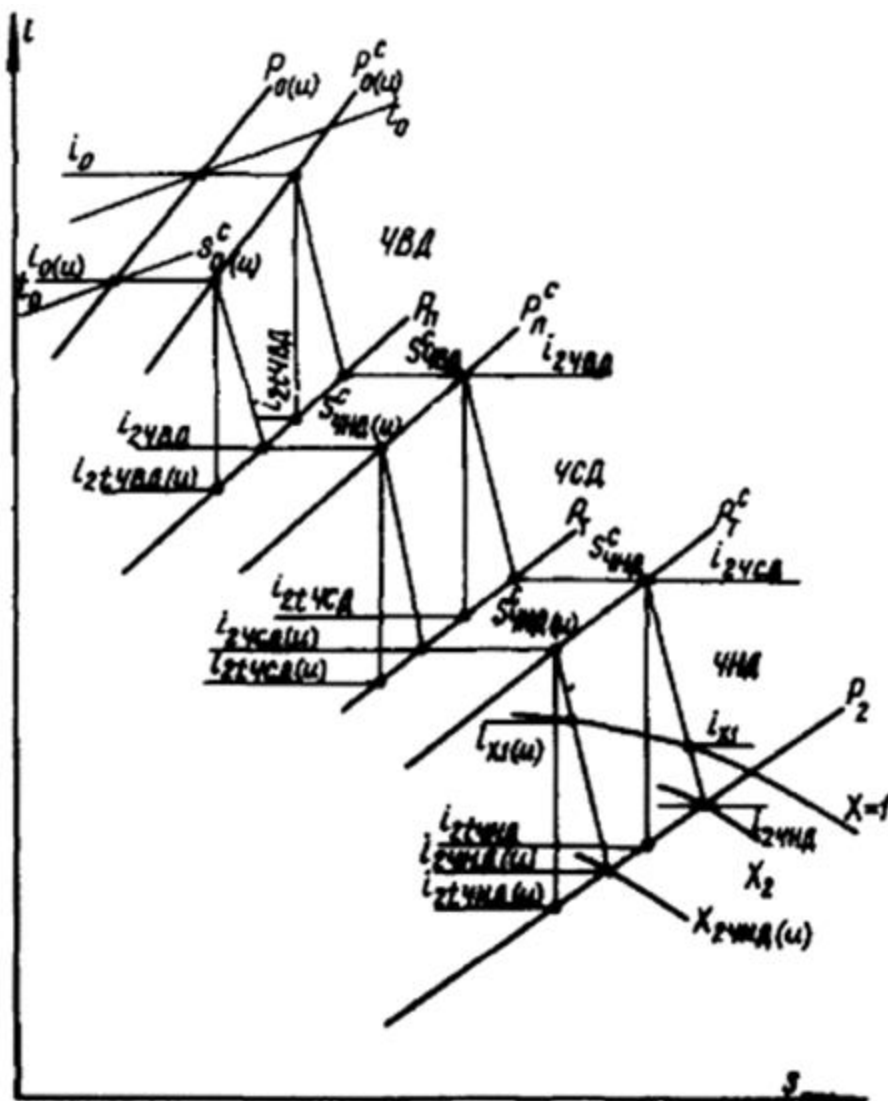


Рисунок 3, в – Определение теплоперепадов на отдельные отсеки турбины типа ПТ

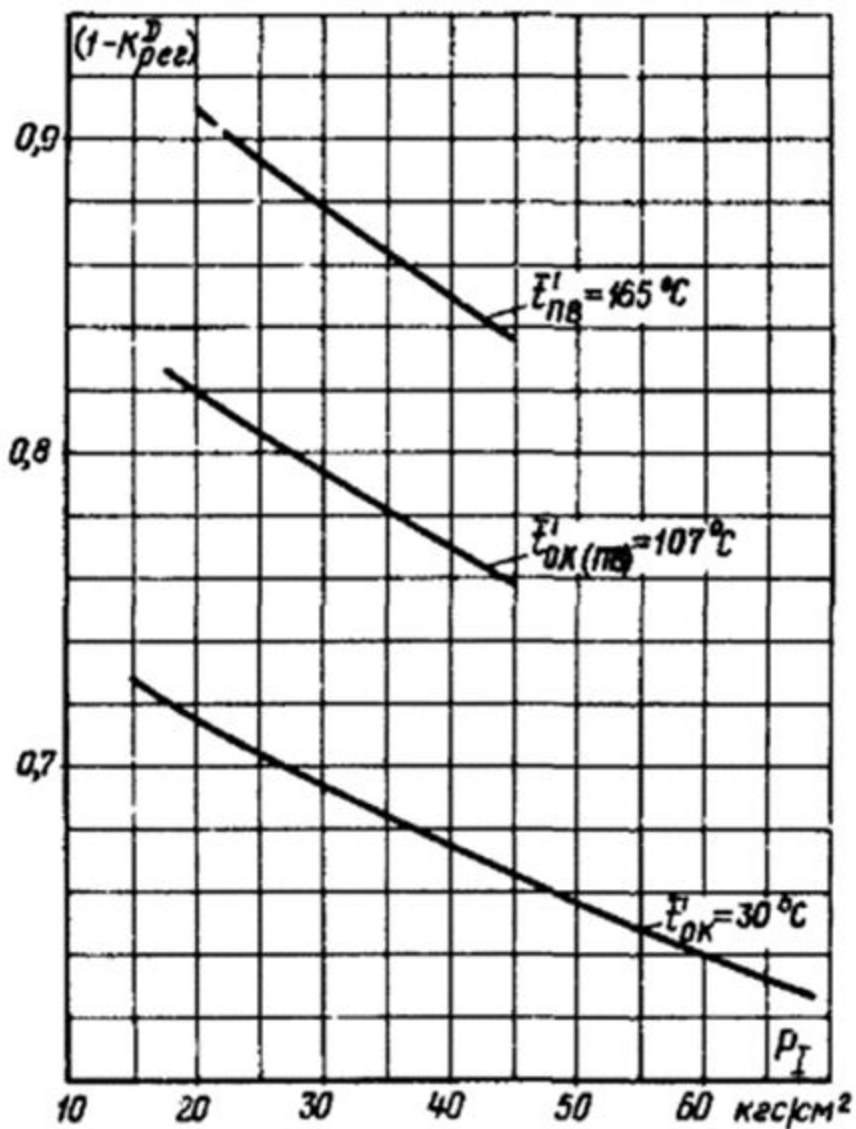


Рисунок 4 – Зависимость выражения $(1 - K^N_{reg})$ от давления пара в верхнем (1) регенеративном отборе P_1 :

i_{ne}
 ,
 $i_{ox(ne)}$
 ,
 i_{ox}

— энтальпии питательной воды (основного конденсата) на входе в первый (по ходу воды) регенеративный подогреватель турбины (отсека)

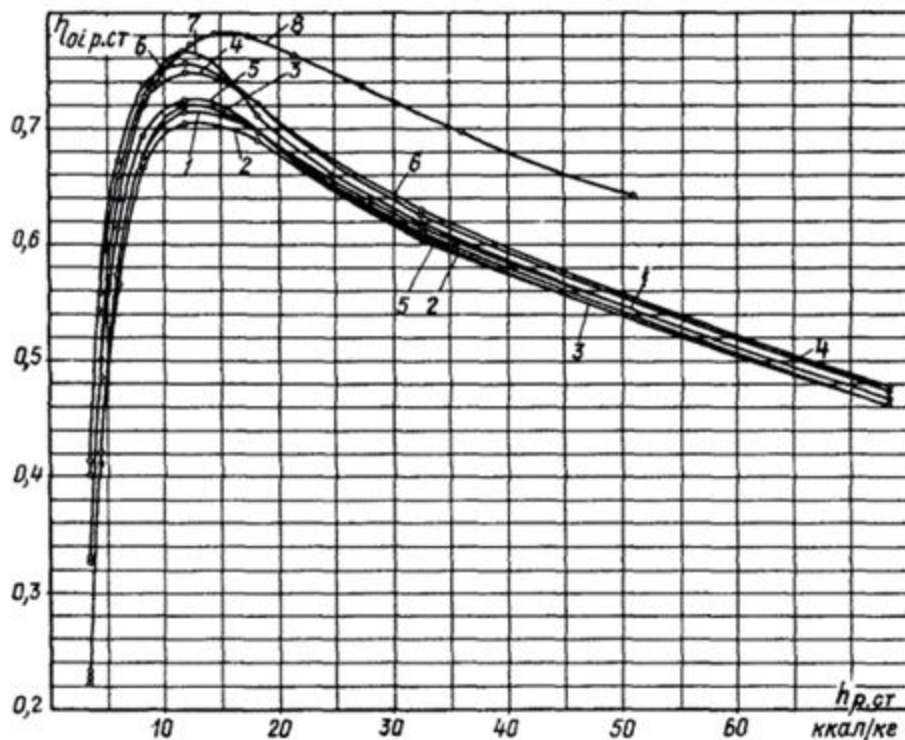


Рисунок 5, а – Зависимость внутреннего относительного КПД одновенечной регулирующей ступени

$\eta_{oi \text{ р.ст}}$ от теплоперепада на ступень h , согласно документу, указанному в подпункте 4) пункта 4 настоящих Методических указаний:

1 –

$\alpha_1 = 12^\circ$,

$\beta_2 = 18^\circ$,

$\rho = 5\%$, $d = 0,9$ м;

2 –

$\alpha_1 = 12^\circ$,

$\beta_2 = 22^\circ$,

$\rho = 5\%$, $d = 0,9$ м;

3 –

$\alpha_1 = 12^\circ$,

β

$$\alpha_2 = 18^\circ,$$

ρ

$$= 5 \%, d = 1,0 \text{ м};$$

4 –

α

$$\alpha_1 = 12^\circ,$$

β

$$\alpha_2 = 18^\circ,$$

ρ

$$= 10 \%, d = 0,9 \text{ м};$$

5 –

α

$$\alpha_1 = 16^\circ,$$

β

$$\alpha_2 = 18^\circ,$$

ρ

$$= 5 \%; d = 0,9 \text{ м};$$

6 –

α

$$\alpha_1 = 16^\circ,$$

β

$$\alpha_2 = 18^\circ,$$

ρ

$$= 5 \%, d = 1,0 \text{ м};$$

7 –

α

$$\alpha_1 = 16^\circ,$$

β

$$\alpha_2 = 22^\circ,$$

ρ

$$= 10 \%, d = 0,9 \text{ м};$$

8 – турбина К-300-240 ЛМЗ с $d = 1,01 \text{ м}$ (по данным теплового расчета ЛМЗ)

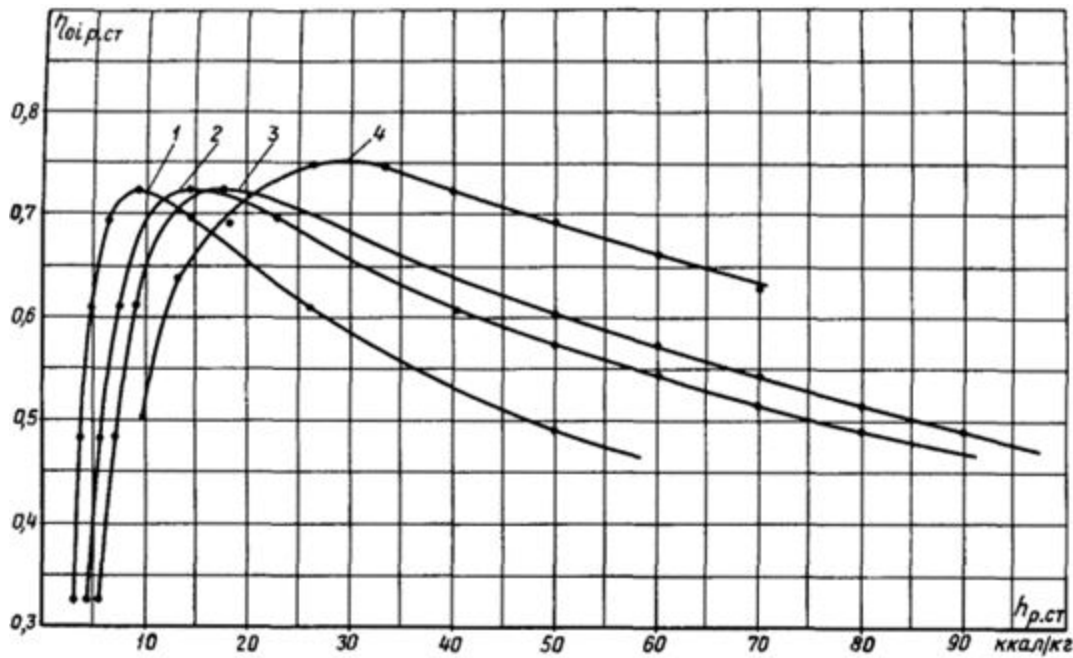


Рисунок 5, б – Зависимость внутреннего относительного КПД одновенечной регулирующей ступени

η

$\eta_{oi p.ct}$ от теплоперепада на ступень h , согласно документу, указанному в подпункте 4) пункта 4 настоящих Методических указаний:

1 -

α

$\alpha_1 = 16^\circ$, $d = 0,8\text{ м}$;

2 -

α

$\alpha_1 = 16^\circ$, $d = 1,0\text{ м}$;

3 -

α

$\alpha_1 = 16^\circ$, $d = 1,1\text{ м}$;

4 -

α

$\alpha_1 = 12^\circ$, $d = 1,335\text{ м}$ (ЧНД турбины ПТ-60-130/13 ЛМЗ)

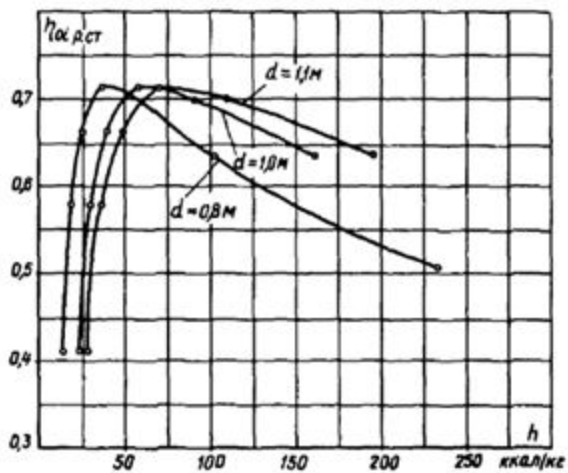


Рисунок 6 – Зависимость внутреннего относительного КПД двухвенечной регулирующей ступени

$\eta_{в.р.ст}$ от теплового перепада на ступень h , согласно документу, указанному в подпункте 4) пункта 4 настоящих Методических указаний.

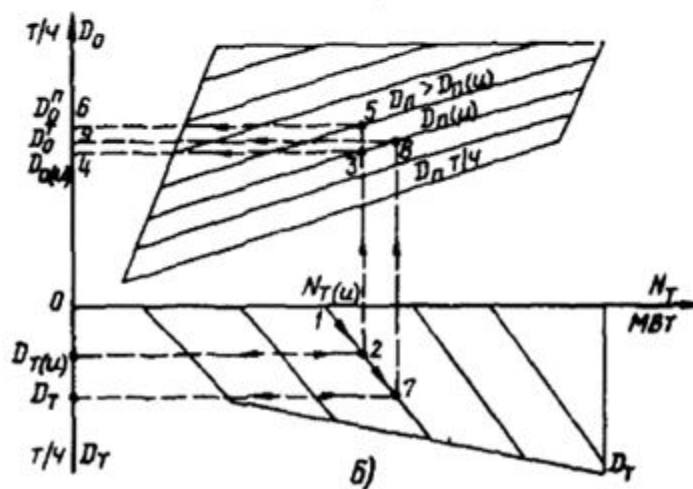
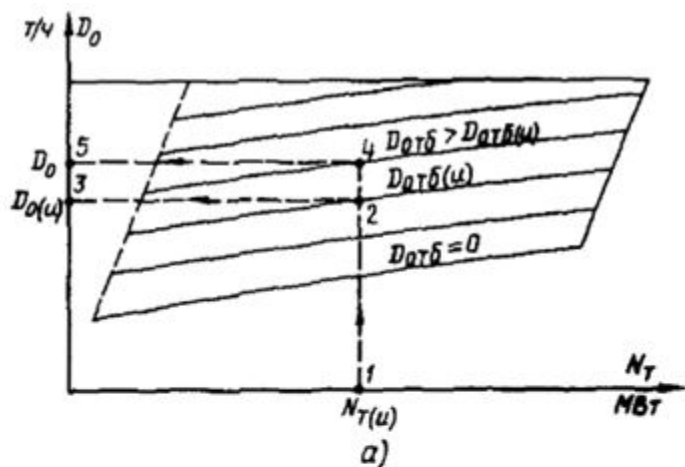


Рисунок 7 – Определение коэффициента ν по диаграмме режимов:

a – турбина типов П и Т.

$$\varepsilon_{\Pi(\tau)} = \frac{\Delta D_o}{\Delta D_{отб}} = \frac{D_o - D_{o(\omega)}}{D_{отб} - D_{отб(\omega)}}$$

;

$б$ – турбина типа ПТ:

для производственного отбора

$$\varepsilon_{\Pi} = \frac{D_o^* - D_{o(\omega)}}{D_o - D_{o(\omega)}} ;$$

для теплофикационного отбора

$$\varepsilon_{\tau} = \frac{D_o^* - D_{o(\omega)}}{D_o - D_{o(\omega)}} .$$

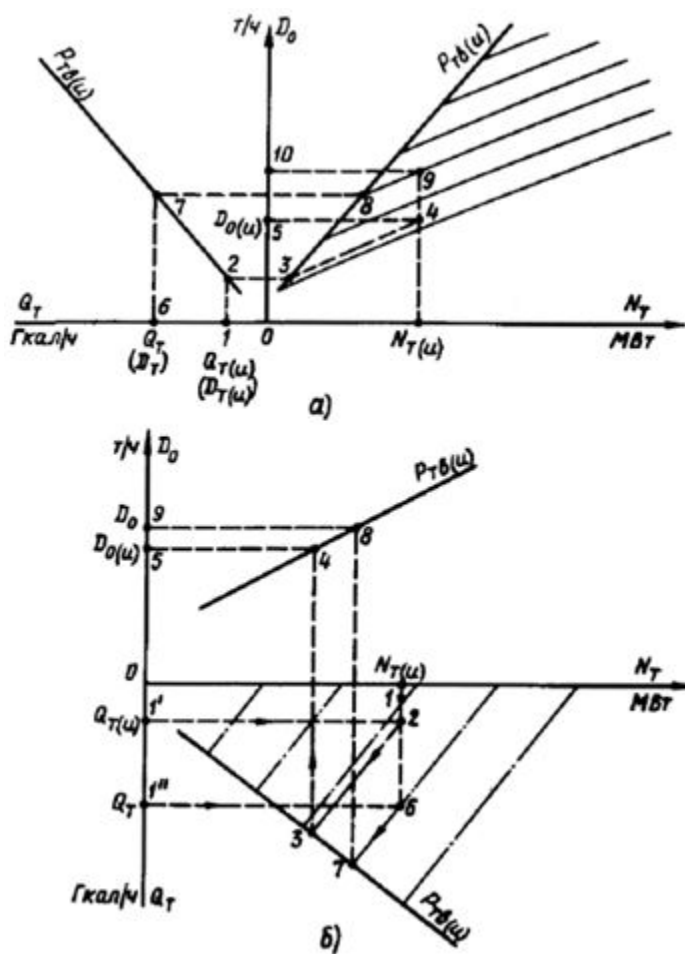


Рисунок 8 – Определение коэффициента ε для турбин Т-50, Т-100, Т-175, Т-250:

a – вариант 1;

б – вариант 2

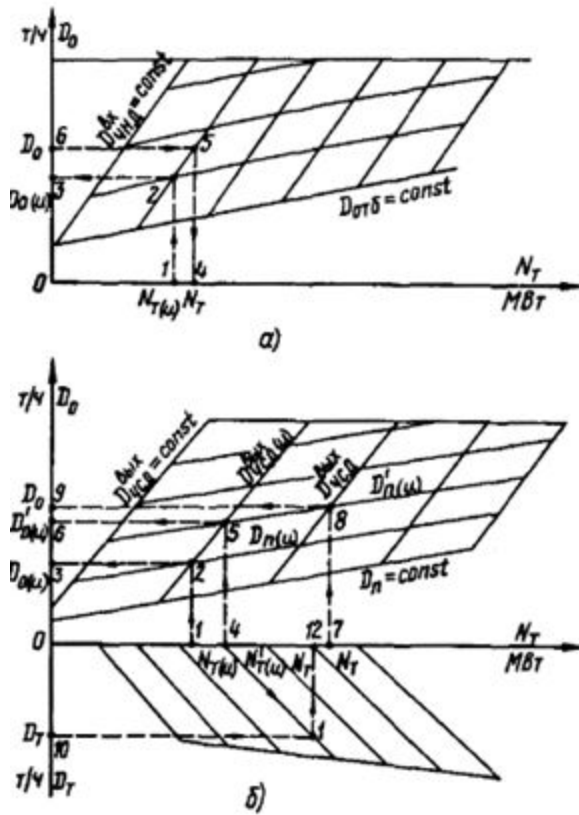


Рисунок 9 – Определение относительных приростов расхода пара

$$\Delta d_{\phi}^{P_0 - P_{n(\omega)}}$$

$$\Delta d_{\phi}^{P_0 - P_n}$$

$$\Delta d_{\phi}^{P_0 - P_n}$$

:

а – турбины типов П, Т

$$\Delta d_{\phi}^{P_0 - P_{n(\omega)}} = \frac{D_{\phi} - D_{\phi(\omega)}}{N_n - N_{n(\omega)}}$$

;

б – турбина типа ПТ;

для производственного отбора

$$\Delta d_{\phi}^{P_0 - P_n} = \frac{D_{\phi(6)} - D_{\phi(\omega)}}{N_{n(4)} - N_{n(\omega)}}$$

;

для теплофикационного отбора

$$\Delta d_{\sigma}^{P_{\sigma}-P_m} = \frac{D_{\sigma(9)} - D_{\sigma(5)}}{(N_{m(7)} - N_{m(4)}) - (N_{m(12)} - N_{m(4)})}$$

;

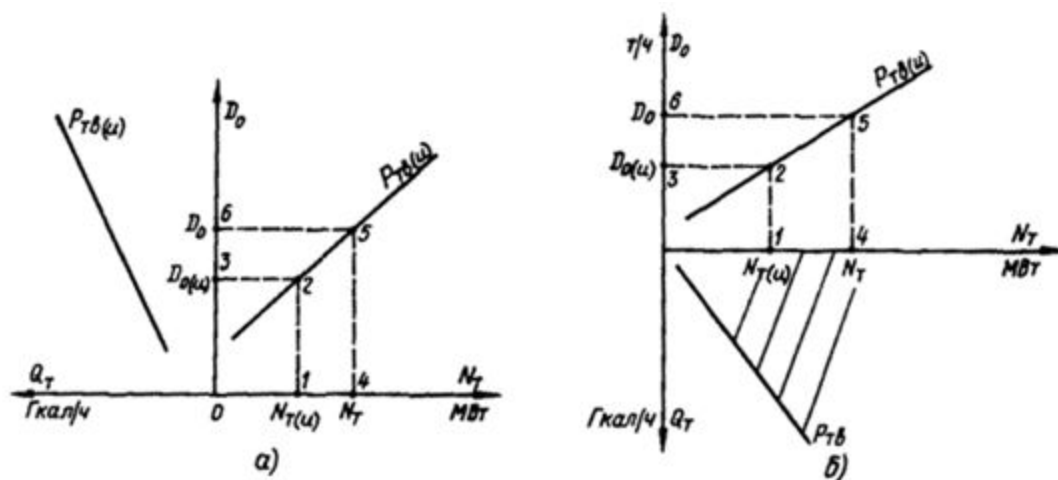


Рисунок 10 – Определение относительного прироста расхода пара

$$\Delta d_{\sigma}^{P_{\sigma}-P_m}$$

турбин Т-50, Т-100, Т-175, Т-250:

а – вариант 1:

$$\Delta d_{\sigma}^{P_{\sigma}-P_m} = \frac{D_{\sigma} - D_{\sigma(u)}}{N_m - N_{m(u)}}$$

; б – вариант 2:

$$\Delta d_{\sigma}^{P_{\sigma}-P_m} = \frac{D_{\sigma} - D_{\sigma(u)}}{N_m - N_{m(u)}}$$

Приложение 4
к Методическим указаниям по расчету
поправок
к расходу тепла турбоагрегатами

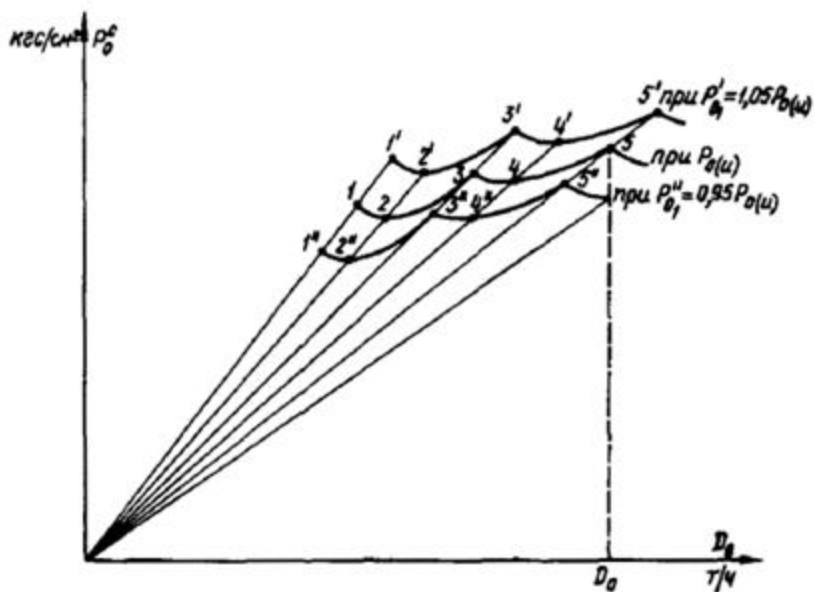


Рисунок 1 – Средневзвешенное значение давления пара перед соплами 1-й ступени турбины в зоне соплового парораспределения при $P_{o(u)}$

$$P_o^I > P_{o(u)}$$

$$P_o^{II} < P_{o(u)}$$

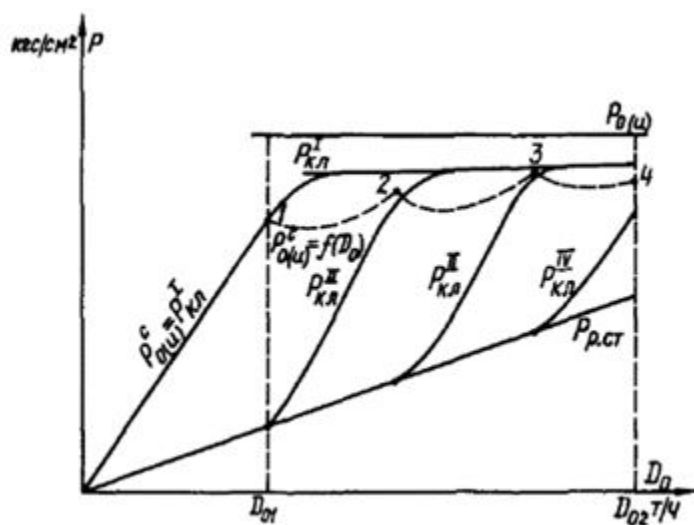


Рисунок 2 – Давление пара за регулируемыми клапанами (

$$P_{кл}^I$$

$$P_{кл}^{II}$$

$P_{\text{кв}}^{\text{III}}$

$P_{\text{кв}}^{\text{IV}}$

) и средневзвешенное значение давления пара перед соплами 1-й ступени (

$P_{\sigma(u)}^c$

)

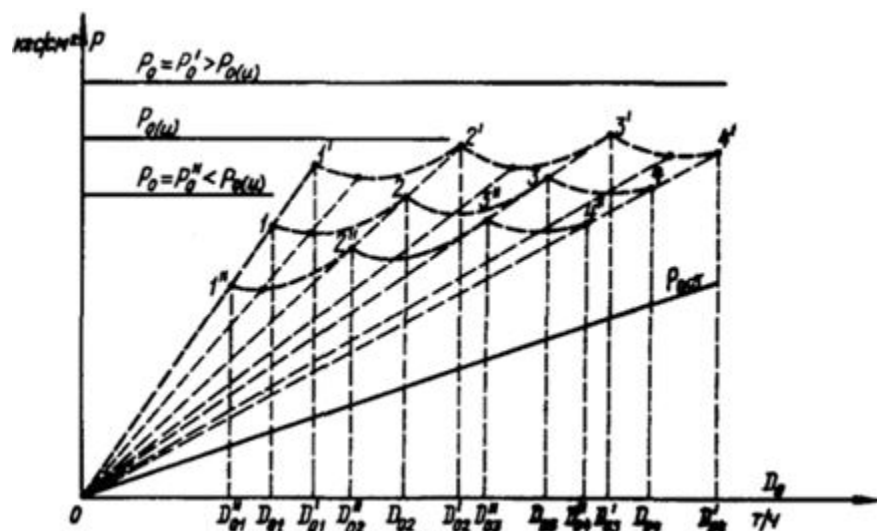


Рисунок 3 – Средневзвешенное давление пара перед соплами 1-й ступени турбины при

$P_{\sigma(u)}$

$P_o' > P_{\sigma(u)}$

$P_o'' < P_{\sigma(u)}$

.

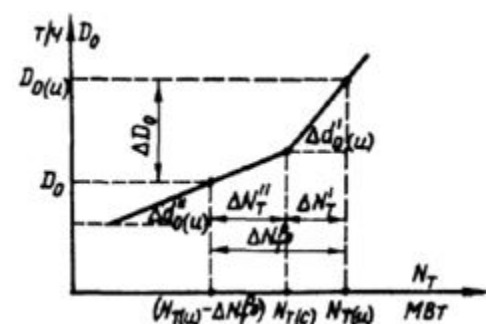


Рисунок 4 – Определение поправки к расходу пара

Δ

D_0 в зоне излома зависимости $D_0 = f(N_T)$

Приложение 5
к Методическим указаниям по расчету
поправок
к расходу тепла турбоагрегатами

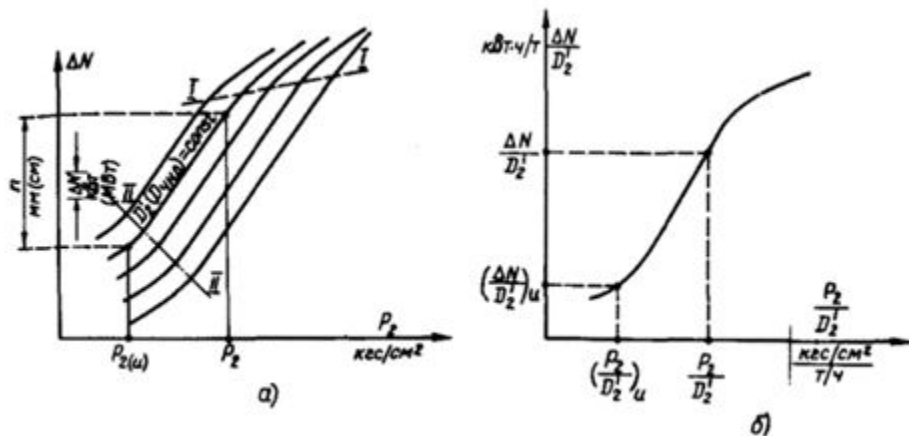


Рисунок 1 – Определение поправки к мощности турбоагрегата при отклонении давления отработавшего пара:

а – по сетке поправок на давление отработавшего пара; б – по "универсальной кривой" поправок к мощности на давление отработавшего пара P_2

Приложение 6
к Методическим указаниям по расчету
поправок
к расходу тепла турбоагрегатами

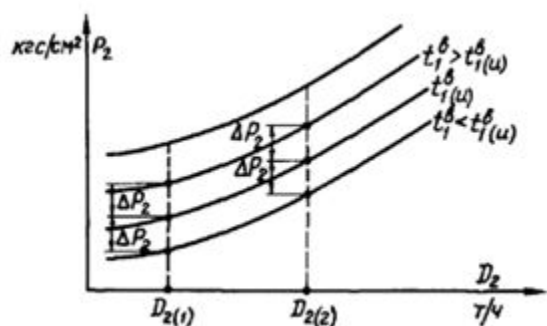


Рисунок 1 – Определение значения

Δ

P_2 при изменении

$t_1^δ$

по характеристике конденсатора

Приложение 34
к приказу Министра энергетики

Методические указания по проведению энергетических обследований районных котельных с установленной мощностью 100 гигакалорий в час и более

Сноска. Методические указания - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по проведению энергетических обследований районных котельных с установленной мощностью 100 гигакалорий в час и более (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. Методические указания предназначены для организаций, выполняющих энергетические обследования, предприятий энергетики Республики Казахстан, входящими в их состав районными котельными с установленной мощностью 100 гигакалорий в час (далее - Гкал/час) и более.

3. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) районные котельные – котельные с водогрейными или паровыми котлами низкого давления (1,2 – 2,5 мегапаскаль (далее – Мпа)), предназначенные для централизованного теплоснабжения промышленных и жилищно-бытовых потребителей и покрытия пиковых тепловых нагрузок в теплофикационных системах;

2) предпусковое энергетическое обследование – выявление показателей технического состояния объектов до начала эксплуатации, определение нарушений нормативной и другой документации при строительстве, разработка мер, направленных на устранение выявленных нарушений;

3) энергетическое обследование – действия по определению уровня состояния технических параметров оборудования энергетической системы.

Глава 2. Область применения

4. Настоящие Методические указания рекомендуют состав и объем работ при проведении энергетического обследования районных котельных с установленной мощностью 100 Гкал/час и более.

5. Настоящие Методические указания направлены на разработку программ энергетических обследований районных котельных с установленной мощностью 100 Гкал/час и более.

6. Рабочие программы разрабатываются организациями, проводящими обследования, с учетом особенностей установленного оборудования и технологических схем конкретных районных котельных с установленной мощностью 100 Гкал/час и более.

7. В рабочей программе предусматривается инструментальное обеспечение каждого этапа программы, методики измерений и расчетов.

8. Инструментальное обследование оборудования проводится с использованием штатных приборов, прошедших предварительную тарировку с помощью калибраторов, в случае установления недостоверности показания конкретного штатного прибора (организацией, проводящей энергообследование) при энергообследовании используются приборы более высокого класса точности.

9. Рабочие программы согласовываются с руководством котельной.

10. Рабочие программы разрабатываются по форме таблицы 1 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

11. При разработке рабочих программ и проведении энергетических обследований (за исключением первичного) используются:

1) результаты проведенных ранее в котельной режимно-наладочных и балансовых испытаний основного и вспомогательного оборудования;

2) данные ежемесячной отраслевой технической отчетности о тепловой экономичности оборудования за последний календарный год, предшествующий обследованию;

3) действующая в отрасли система нормирования и анализа показателей использования топлива, ее методическое и информационное обеспечение.

Глава 3. Методика определения показателей энергетической эффективности при энергообследованиях районных котельных с установленной мощностью 100 Гкал/час и более

12. Предпусковое обследование проводится в соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов

за № 11066) (далее – ПТБ электрических станций и сетей), при котором разрабатываются энергетические характеристики оборудования, устанавливающие зависимость технико-экономических показателей его работы от нагрузок, при этом:

1) соблюдаются требования по тепловой нагрузке котлов, структуре сжигаемого топлива и его качественным характеристикам, температуре питательной воды на входе в экономайзер, температуре холодного воздуха и воздуха перед воздухоподогревателем ;

2) производится оценка экологичности работы котлоагрегата, сопоставляются результаты гарантийных испытаний и паспортных данных изготовителей оборудования по показателям выбросов вредных веществ (окислы азота, серы, пыль), представляется методика для расчета выбросов вредных веществ, определяются показатели по выбросам золы, оксидов азота, окислов серы, производится анализ вредных выбросов.

13. Первичное, периодическое (повторное), внеочередное обследование рекомендуется проводить в соответствии с ПТБ электрических станций и сетей:

1) оценка полноты использования топлива и энергии при проведении первичного, периодического (повторного), внеочередного обследования, производится по показателям удельных потерь энергоэффективности при отпуске тепла

$\Delta b_{тз}^{пот}$

килограмм на гигакалорий (далее - кг/Гкал);

	$\Delta b_{тз}^{пот} = \frac{(\Delta B_{эксп+рем}^{тз} + \Delta B_{рек}^{(1)} + \Delta B_{учет}) 10^3}{Q_{отп}}$
--	--

$\Delta B_{эксп+рем}^{тз}$, $\Delta B_{рек}$, $\Delta B_{учет}$

– величины возможного снижения расхода условного топлива в годовом разрезе, тонн, за счет повышения уровня эксплуатации и ремонта оборудования, реконструкции и модернизации элементов технологического цикла, совершенствования технического учета и отчетности, энергетического анализа, усиления претензионной работы с поставщиками топлива;

$Q_{отп}$ – отпуск электроэнергии и отпуск тепла, Гкал;

$\Delta b_{тз}^{пот}$

– топливный эквивалент потенциала энергосбережения в пересчете на условное топливо, тонн, выявленный при энергетическом обследовании, в соответствии с формулой:

	$\Delta B_{эн.сб}^{пот} = \Delta b_{тз}^{пот} Q_{отп} 10^{-3}$
--	--

2) показатель

$\Delta B_{эксп+рем}^{тз}$

рассчитывается на основе отчетных данных за последние три календарных года;

3) значение

$\Delta B_{\text{эксп+рем}}^{\text{тз}}$

в пересчете на условное топливо, определяет превышение фактических удельных расходов топлива на отпускаемую

$b_{\text{тз}}^{\text{от}}$

тепловую (кг/Гкал) энергию над номинальным значениям

$b_{\text{тз(ном)}}^{\text{отп}}$

(кг/Гкал):

$$\Delta B_{\text{эксп+рем}}^{\text{тз}} = (b_{\text{тз}}^{\text{отп}} - b_{\text{тз(ном)}}^{\text{отп}}) Q_{\text{отп}} 10^{-3} ;$$

4) номинальные удельные расходы топлива отражают минимальный уровень затрат энергоресурсов для конкретной котельной на отпуск тепловой энергии потребителям, при отсутствии упущений в эксплуатационном обслуживании, ремонте оборудования и при фактических за отчетный период в составе работающих котлов, значениях внешних факторов, не зависящих от деятельности эксплуатационного и ремонтного персонала (структура и качество сожженного топлива, температура воды в источнике водоснабжения и наружного воздуха);

5) номинальные удельные расходы топлива определяются по энергетическим характеристикам оборудования согласно технической документации изготовителя оборудования;

6) энергетические характеристики оборудования являются комплексом зависимостей исходно-номинальных значений показателей работы оборудования при различных нагрузках и включают в себя систему поправок к отдельным показателям на изменение внешних факторов, отклонение фактических значений параметров и показателей от номинальных значений;

7) при разработке нормативно технических документов по топливно использованию (далее – НТД ТИ) определяется среднегодовое значение резерва тепловой экономичности по отпуску тепла и разрабатываются адресные мероприятия по их реализации в полном объеме в течение срока действия документации;

8) составляющие тепловых потерь рассчитываются на основе оценки влияния на полноту использования топлива, отклонений фактических показателей агрегатов от показателей энергетических характеристик коэффициента полезного действия брутто котельной установки, коэффициента избытка воздуха (содержания кислорода) в режимном сечении, присосов воздуха в топочную камеру, конвективную шахту, газоходы котлов, температуры уходящих газов за дымососом, содержания горючих веществ в шлаке и уносе, затрат электроэнергии на механизмы собственных нужд питательных насосов котлов, дутьевых вентиляторов, дымососов, систем пылеприготовления, затрат тепла на собственные нужды мазутного хозяйства (слив,

хранение, подогрев перед сжиганием), водоподготовительную установку, отопление и вентиляцию производственных зданий и сооружений;

9) эксплуатационные и ремонтные потери представляются в таблице при анализе данных показателей в соответствии с формой таблицы 2 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям;

10) при отсутствии на котельной утвержденной НТД ТИ допускается использование показателей режимных карт, проектных данных, результатов экспресс – испытаний;

11) значение

$\Delta B_{\text{рек}}$

принимается по проекту реконструкции агрегата.

Глава 4. Определение уровня взаимодействия оборудования технологической схемы выработки тепловой энергии

14. Анализ состава оборудования, условий топливо- и водоснабжения, особенностей тепловой схемы проводится в соответствии с ПТБ электрических станций и сетей:

1) проводится анализ условий топливоснабжения, технического водоснабжения, режимов работы котлов, анализ на проектный вид топлива, на сжигание видов топлива, рассчитано установленное котельное оборудование и оборудование топливоподачи, виды и сроки реконструкции оборудования, соответствие проектного вида к фактически применяемому топливу, сведения о режимно-наладочных испытаниях на непроектном виде топлива;

2) анализируются результаты и выполнение рекомендованных мероприятий в случае сжигания нескольких видов непроектного топлива, анализируются выполненные мероприятия для совместного сжигания этих топлив (данные испытаний, реконструкции, режимных карт), выясняются причины сжигания непроектных видов топлива и его влияние на экономичность работы котельной, если проектным видом являлось твердое топливо, а фактически сжигается газ или мазут, дается оценка технической возможности перевода котельной на сжигание непроектного вида топлива, применяемой системе циркуляционного водоснабжения, характерным суточным графикам тепловых нагрузок зимнего и летнего периодов;

3) проводится анализ особенностей тепловой схемы в части отпуска тепла внешним потребителям и на собственные нужды;

4) проводится анализ схемы питания механизмов электрических собственных нужд;

5) анализируются основные технико-экономические показатели работы оборудования в динамике за последние три года, представляется по форме таблицы 5 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям. На основе данных таблицы 5 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям делаются выводы об использовании установленной мощности;

6) представляются сведения по оборудованию в соответствии с формой таблиц 3, 4 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

15. Оценивается состояние технического учета и отчетности, нормирования и анализа показателей использования топлива:

1) проверяется соответствие парка приборов измерения расходов, давлений и температур паспортным данным изготовителей приборов;

2) оцениваются составляющие затрат тепла, относимых на собственные, производственные и хозяйственные нужды, анализируются методы определения их значений;

3) определяются расхождения значений коэффициента полезного действия брутто котлов, рассчитанных по прямому и обратному балансу;

4) проверяется правильность сведений тепловых и электрических балансов по отдельным группам оборудования и котельной в целом;

5) учитываются перетоки тепла и пара между группами оборудования котельной.

6) анализируется соответствие НТД ТИ действующим в отрасли методическим и руководящим указаниям по ее разработке, согласованию и утверждению, состоянию, составу и режимам работы оборудования;

7) оценивается состояние и организация работ по расчету, анализу показателей топливоиспользования, выявлению перерасходов топливно-энергетических ресурсов и своевременному их устранению, устройств обработки диаграмм регистрирующих приборов, автоматизации коммерческого учета отпуска тепла, расхода газа, затрат электроэнергии на собственные нужды;

8) рассчитываются выборочные, фактические, номинальные технико-экономические показатели резервов экономии топлива на котельной за отдельные месяцы, выявить допускаемые искажения отчетных данных;

9) анализируется порядок определения количества и качества поступающего топлива при оперативном учете, проверяется наличие необходимых поверенных средств измерения для приемки топлива по количеству и качеству;

10) проверяется при сжигании угля способ и скорость проведения взвешивания, способ проведения взвешивания порожних вагонов, учет норм (объемов) естественной убыли при перевозках, учет погрешностей измерений, анализ договора на поставку топлива по способу определения массы топлива (по маршруту, по группе вагонов, по каждому вагону, учитывается ли "сухое топливо") и способу учета фактической влажности по сравнению с условной величиной;

11) анализируется уровень технического обслуживания контрольно-измерительных приборов по учету топлива, поверку весов, проверку наличия подготовленного персонала, методик, руководств;

12) анализируется осуществляемый контроль поставки качества угля по марке, зольности, влажности, сернистости;

13) проверяется фактическое проведение контроля топлива по всем показателям качества, изучение порядка отбора проб из вагона и потока;

14) проверяется методика определения основного показателя угля по зольности;

15) при сжигании мазута определяется количество поступающего мазута (обмер или взвешивание), качество определения плотности мазута, порядок учета предельной относительной погрешности, при измерении объемно-массовым методом, отбор проб мазута для определения в нем балласта (воды, серы), взвешивание порожних, организацию контроля за качественной выгрузкой топлива, учета естественной убыли топлива и ее списание, организацию отбора проб из цистерны для определения качественных характеристик, фиксацию результатов проб химическим цехом и их анализ;

16) при сжигании газообразного топлива определяется соответствие монтажа расходомерных устройств и их эксплуатации руководству изготовителя, проверить выполнений требований в части установки сужающих устройств для измерения расхода газа (установка производится после фильтров очистки газа до регулирующего клапана на вводном газопроводе каждого газорегуляторного пункта), проверить значения погрешности дифманометров - расходомеров (расхождение не более 1%), наличие порядка организации контроля качества газообразного топлива, утвержденного вышестоящей организацией, анализ порядка списания естественных потерь топлива.

16. Анализируется осуществление в котельной претензионной работы по количеству и качеству поступившего топлива:

1) по учету израсходованного топлива при контроле способа осуществления учета топлива, используемого на хозяйственные нужды, отпускаемого на сторону, проверке списания топлива на опробование оборудования при вводе в эксплуатацию после монтажа и во время проведения средних и капитальных ремонтов, проверки списания примесей и отходов, определения количества и качества различных видов топлива, израсходованного за месяц на технологические нужды, проверки наличия конвейерных весов с погрешностью не выше 1%, уровнемеров в резервуарах мазута с погрешностью не более 0,5 сантиметров (далее – см) (измерение по месту) и 1,5 см (при дистанционном измерении), инвентаризации остатков твердого и жидкого топлива - документальная 1 раз в месяц, инструментальная 1 раз в 3 месяца, в период, когда на складах находится наименьшее количество топлива (контрольная инвентаризация);

2) анализируется порядок списания недостачи топлива (в случае ее выявления) по результатам документальной и инструментальной инвентаризации топлива.

17. Проводится анализ состояния оборудования, эффективности работы элементов технологической схемы:

1) при проведении предпускового обследования вновь вводимого оборудования дается оценка эффективности работы (элементов технологической схемы) осуществляемая по результатам испытаний;

2) при других видах обследований производится сопоставление фактических и номинальных показателей оборудования, рассчитанных по энергетические характеристики, выполняется анализ резервов экономии топлива, результаты которого представляются по форме таблицы 3 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

18. Проводится анализ состояния оборудования котельного цеха котельной:

1) наличие режимных карт, их своевременного обновления и соответствия нормативным характеристикам, проводится контроль ведения режимов в соответствии с режимными картами по каждому котлу;

2) проводимость режимно-наладочные испытания (1 раз в 3 года);

3) контроль присоса воздуха в топочную камеру и газоходы;

4) использование кислородомеры для контроля за режимом горения топлива и расчета коэффициента избытка воздуха в топках котлов;

5) работоспособность систем авторегулирования в пусковых режимах котлов и качество работ регуляторов;

6) регулярность (1 раз в месяц) анализа состава продуктов сгорания;

7) организация контроля параметров пара и мазута, подаваемого на котлы (температурой и давлением) для форсунок;

8) проверяется состояние расходомерных устройств и их соответствие требованиям руководства изготовителя;

9) проверяется баланс по расходу газа между расходомерами коммерческого учета и расходомерами по агрегатному учету газа на котлах;

10) оценивается техническое состояние изоляции и обмуровки оборудования, трубопроводов пара и горячей воды, арматуры (проверка документов по паспортизации изоляции), калориферов для подогрева воздуха, поступающего в воздухоподогреватели паровых котлов, дымососов, дутьевых вентиляторов, мельниц (анализ характеристик их работы, загрузки в соответствии с характеристиками, проверка использования вторых скоростей для дымососов и вентиляторов), пароперегревателя (количество отглушенных пакетов, наличие шлака, технические показатели), экономайзера (технические показатели, целостность), воздухоподогревателя (чистота трубок, технико-экономические показатели работы), топки (состояние холодной воронки и примыканий пылеугольных шахт, наличие открытых лючков-гляделок и люков, зашлакованность, режим горения факела), схем обдувки поверхностей нагрева, организации забора воздуха на котлы (горелки, форсунки, дутье);

11) проводится анализ загрузки котлов по сторонам топки, пароперегревателя в соответствии с режимными картами;

12) проводится контроль работоспособности автоматики на каждом котле (горения, впрыска, продувки), расходов пара на впрыск и продувку, сопоставление их с нормативными значениями;

13) выявление причин неплановых пусков котлов, сопоставление фактических затрат топлива, тепла и электроэнергии на пуски с нормативными значениями;

14) выполняется инструментальное обследование котлов в соответствии с Правилами проведения периодического обследования технического состояния энергетического оборудования, зданий и сооружений электрических станций, электрических и тепловых сетей, а также энергетического оборудования потребителей с привлечением экспертных организаций и заводов-изготовителей, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 31 марта 2015 года № 255 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за №10853) (далее – Правила), с целью оценки их фактического состояния, сооружений, зданий, схем котельного цеха. При обследовании обращается внимание на фактические присосы, избытки воздуха в топке при сжигании различных видов топлива, значение количества оксида углерода в уходящих дымовых газах, температуру уходящих газов, температуру питательной воды на входе в барабан, температуру питательной воды на входе в экономайзер, нагрев в нем питательной воды, значение продувки котла, состояние внутренних поверхностей нагрева (объем отложений по результатам анализа контрольных вырезок), выдерживание параметров работы котла по всем потокам;

15) проводится анализ водно-химического режима котлов, проверку загрязненности поверхностей нагрева экономайзера, экранов, воздухоподогревателя, конвективных труб водогрейных котлов, влияния загрязненности поверхностей на перерасход топлива;

16) проводится анализ очистки котлов от внутренних отложений, обоснованности очисток, расхода топлива и электроэнергии на очистку котлов, соответствие нормативным (сравнение по чистоте очисток и расходам, включая расход на водоподготовку, на нужды очисток, на обезвреживание отмывочных растворов);

17) проводится анализ консервации котлов обоснованности технологии, фактических затрат топлива и электроэнергии на консервацию и расконсервацию, на обезвреживание растворов-консервантов;

18) проводится анализ энергетических потерь на продувку котлов (в пересчете на условное топливо) обоснованности значения непрерывной продувки, частоты и длительности периодических продувок, энергетических потерь непосредственно на продувки, энергетических потерь на подготовку воды, замещающей продувочную воду, учет продувок (по расходомерам и по данным химического контроля);

19) сопоставляются фактические показатели работы котлов и результатов инструментального обследования с нормативными значениями и на основе анализа

состояния узлов и элементов котлов определить конкретные причины отклонений показателей от нормативных характеристик температуры уходящих газов за дымососом, коэффициента избытка воздуха в режимном сечении; присосов воздуха в топку и конвективную шахту, потерь тепла с механической и химической неполнотой сгорания, расходов электроэнергии на механизмы собственных нужд (дутьевые вентиляторы, дымососы, мельницы, питательные насосы), расходов тепла на собственные нужды (отопление и вентиляцию, мазутное хозяйство, размораживающее устройство, калориферы, обдувку поверхностей нагрева, потери с продувкой, водоподготовительную установку);

20) производится анализ по пиковым водогрейным котлам, полноты исполнения проектных схем, соответствия расходов воды (рециркуляционной, расхолаживающей и поступающей в тепловую сеть) с целью обеспечения требуемых температур сетевой воды на входе в котел и на выходе в тепловую сеть и затрат электроэнергии на привод рециркуляционных насосов, состояния горелок, форсунок, их тарировки, фактической работы, режима сжигания мазута и газа (температуры, давления, коэффициента избытка воздуха, качества распыла мазута), наличия подогрева воздуха перед топкой котла, потерь тепла на обогрев неработающих котлов горячим воздухом и за счет поддержания требуемой рециркуляции сетевой воды через неработающий котел;

21) оцениваются применяемые природоохранные мероприятия, снижающие экономичность работы котлов (впрыска воды в топку, ступенчатого совместного сжигания газа и мазута, рециркуляции дымовых газов), значения энергетических потерь;

22) проводится анализ использования тепла выпара деаэраторов, обоснованности объема выпара, эффективности деаэрации по удалению кислорода, свободной и связанной углекислоты по результатам химического анализа;

23) проверяется эффективность работы подогревателей сетевой воды, расчетная тепловая производительность и соответствующие ей параметры пара и сетевой воды, температурный напор в подогревателях сетевой воды, выдерживание температур прямой и обратной сетевой воды в соответствии с графиком тепловой сети, расчетный расход сетевой воды и потерь напора, работу схемы отсосов из подогревателей сетевой воды, работу регулирующего клапана уровня в подогревателе сетевой воды, отсутствие затопления части трубной системы, гидравлическую плотность подогревателей сетевой воды по качеству конденсата греющего пара, потерь конденсата при аварийном сливе, соотношения работающих и заглушенных трубок подогревателей сетевой воды;

24) анализируются указанные в распорядительных документах и инструкциях данные по давлению сетевой воды в прямом и обратном трубопроводах в соответствии с пьезометрическим графиком города и с учетом его по зонам, оценивается фактическая подпитка тепловых сетей в сравнении с нормативной и потери тепла при увеличенной подпитке, проверить общее состояние теплосетевого оборудования (

изоляции подогревателей и трубопроводов, изоляции насосов и арматуры, обводной арматуры в части пропусков помимо подогревателей);

25) проверяется соответствие фактического и расчетного расходов сетевой воды на собственные нужды и в тепловую сеть с целью выявления причин несоответствия располагаемой мощности котельной подключенной тепловой нагрузке;

26) проводится анализ потерь напора на преодоление гидравлического сопротивления по тракту сетевой воды (сетевые подогреватели, водогрейные котлы, арматура) для выявления потерь напора сверх обусловленных технологическим процессом с целью установления необоснованных затрат электроэнергии на привод сетевых насосов.

19. Проводится анализ состояния электрооборудования котельной:

1) проверяется работа электрооборудования и электрических систем котельной, эффективность работы освещения во всех помещениях, устройства вентиляции по показателям эффективности работы данных систем (степени освещенности и нормам освещенности, необходимой кратности воздухообмена, уровню предельно-допустимой концентрации загрязняющих веществ в воздухе);

2) проверяется состояние схем и средств учета электроэнергии;

3) выявляются соответствия класса точности расчетных счетчиков предъявляемым требованиям, проверяется отсутствие паяк в электропроводах к счетчикам расчетного учета, проверяется наличие на счетчиках двух пломб на винте, крепящем кожух счетчика – пломбы поверителя, на зажимной крышке – пломбы энергоснабжающей организации, выявляется соответствие класса точности счетчиков реактивной энергии предъявляемым требованиям (на одну ступень ниже класса точности активного счетчика), выявляется в схемах учета электроэнергии других включенных приборов и устройств, влияющих на точность учета или на приборы учета, включенных в схемы релейной защиты, численно оценить средние потери (без учета кратковременных экстремальных нагрузок) в цепях напряжения расчетных счетчиков технического учета, проверяется наличие утвержденной схемы размещения приборов расчетного и технического учета электрической энергии, соответствующей полному вводу электроустановки в эксплуатацию по проекту, проконтролировать периодичность и объемы проверки расчетных счетчиков, их калибровки и соответствия местной инструкции;

4) проверяется контроль исполнения анализа достоверности учета электроэнергии по фактическому и допустимому небалансу, анализа расчетов предела допустимой относительной погрешности;

5) проверяется температурный режим в помещениях, где установлены приборы учета (от 0°С до 40°С).

20. Проводится анализ состояния оборудования химической водоочистки:

1) расхода электрической и тепловой энергии на нужды химической водоочистки в сравнении с нормами;

2) работы установок химической водоочистки на соответствие требованиям отраслевых нормативно-технических документов, включая расходы реагентов, воды, тепла и электроэнергии;

3) фактических потерь (затрат) сетевой воды (и количества тепла с ней), используемой на заполнение тепловой сети после ремонта, проведения испытаний тепловых сетей (гидравлических, тепловых, температурных), промывку трубопроводов тепловых сетей, покрытие утечки в системе теплоснабжения, и их соответствия нормированным значениям указанных потерь теплоносителя и потерь тепловой энергии.

21. Проводится анализ состояния топливно-транспортного оборудования в части причин несоответствия имеющихся и проектных схем разгрузки, хранения, подготовки и подачи топлива на сжигание, фактических и расчетных параметров пара, подаваемого на топливное хозяйство.

22. Проводится анализ состояния мазутного хозяйства:

1) фактических и нормативных расходов пара на разогрев и слив прибывшего мазута, хранение в мазутных емкостях, разогрев перед сжиганием, рециркуляцию мазута в случае прекращения подачи к горелкам;

2) состояния теплоизоляции оборудования и мазутопроводов в пределах топливного цеха, теплоизоляции бакового хозяйства, подогревателей и паропроводов в схемах подачи мазута, оборудования мазутонасосной;

3) возможности слива мазута из неисправных цистерн, возможности вывода мазутных резервуаров на "холодное хранение", обеспеченность приемно-сливного устройства агрегатами, снижающими потери тепла при сливе мазута;

4) по фактическим и номинальным расходам тепла и электроэнергии на мазутное хозяйство по каждой составляющей расхода, при обнаружении перерасходов тепла или электроэнергии производится подробный анализ элемента мазутного хозяйства с проведением натурных измерений температур мазута и пара на входе в подогреватели мазута основного контура и выходе мазута и конденсата из них, температуры мазута, подаваемого в котельную в районе мазутонасосной и перед котлами, давления пара на входе в подогреватели мазута, расхода мазута и пара, поступающего на контролируемые подогреватели, расхода пара, подаваемого на разогрев и слив мазута;

5) соблюдения температурного режима размораживающего устройства, состояния калориферов и других подогревателей, утепления здания, размораживающего устройства (стены, кровля, ворота);

6) сопоставляются фактические и номинальные расходы тепла и электроэнергии на размораживающее устройство;

23. Проводится анализ состояния зданий и сооружений в соответствии с Правилами

:

- 1) с оценкой состояния производственных зданий (стен, кровли, остекления);
- 2) затрат тепла на отопление и вентиляцию, тепловых потерь через ограждающие конструкции и сопоставить их с нормативными значениями.

24. Анализируется оптимизация распределения тепловых нагрузок между котельными агрегатами котельной:

- 1) организации работ по оптимизации распределения нагрузок между агрегатами котельной, определению характеристик относительных приростов нагрузок;
- 2) разрабатываются предложения по оптимизации распределения нагрузок.

25. Проводится анализ выполнения мероприятий по реализации резервов тепловой экономичности:

- 1) проверяется выполнение мероприятий по реализации выявленных при разработке НТД ТИ резервов тепловой экономичности за период от даты разработки документации до даты проведения энергетического обследования;
- 2) выявляются причины невыполнения мероприятий, анализируется энергетический эффект от выполненных мероприятий;

26. Составляется топливно-энергетический баланс:

1) в приходной части топливно-энергетического баланса котельной отражается тепло сожженного в котлах топлива, в расходной – безвозвратные потери, расходы тепловой энергии на собственные нужды и отпуск тепловой энергии внешним потребителям;

2) по составляющим топливно-энергетического баланса выражается в единицах измерения теплоты (Гкал). Исходные данные для составления энергобалансов котельной приведены в таблице 6 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям ;

3) представляется структура энергобаланса котельной по форме таблицы 7 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям.

Глава 5. Оформление результатов энергетического обследования

27. Организации, проводившей энергетическое обследование по результатам, оформляется документация:

- 1) отчет о проведении энергетического обследования;
- 2) топливно-энергетический баланс;
- 3) энергетический паспорт;
- 4) рекомендации по повышению эффективности использования топливно-энергетических ресурсов.

28. В отчете о проведении энергетического обследования отражаются:

- 1) цели и задачи обследования;

- 2) программа проведения энергообследования и результаты ее выполнения;
- 3) краткая характеристика основного и вспомогательного оборудования, условия топливо- и водоснабжения, режимы работы;
- 4) оценка состояния технического учета, отчетности, нормирования и анализа показателей топливо использования;
- 5) причины выявленных нарушений в использовании топливно-энергетических ресурсов, имеющиеся резервы, перерасходы энергоресурсов из-за невыдерживания показателей оборудования на нормативном уровне, выполнение мероприятий по реализации резервов тепловой экономичности оборудования, взаимоувязку элементов технологической схемы котельного оборудования, оборудования химической водоочистки, электрического оборудования, топливно-транспортного оборудования, зданий и сооружений, энергетические потери из-за не оптимальности тепловой схемы.

29. Топливо-энергетический баланс составляется по результатам каждого энергообследования.

30. Энергетический паспорт составляется при предпусковом (предэксплуатационном) энергетическом обследовании, уточняется при первичном и других видах обследований. Энергетический паспорт районной котельной оформляется в соответствии с формой приложения 2 к настоящим Методическим указаниям.

Приложение 1
к Методическим указаниям
по проведению энергетических
обследований районных котельных
с установленной мощностью
100 гигакалорий в час и более
Форма

Таблица 1 – Рабочая программа проведения энергетического обследования (наименование котельной). Вид обследования

№ п.п.	Наименование этапа выполнения работ	С р о к выполнения	Ц е л ь выполнения	Инструментальн ое обеспечение	Методика измерений и расчетов
--------	--	-----------------------	-----------------------	----------------------------------	-------------------------------------

Руководитель организации энергетического обследования

_____ (должность) (Ф.И.О) (подпись)

"__" _____ 200__ г.

Форма

Таблица 2 – Эксплуатационные и ремонтные потери (наименование котельной)

Г р у п п а оборудования	Резервы экономии условного топлива			
	кг/Гкал	тонн	%	Изменение, % абс..

Форма

Таблица 3 – Резервы экономии по котлам, тонн (в пересчете на условное топливо)

Группа оборудования	Общие потери	КПД брутто						Расход электроэнергии на собственные нужды				Расход тепла на собственные нужды
		Всего	В том числе					Всего	В том числе			
			Температура уходящих газов	Избыток воздуха в режимном сечении	Присосы на тракте режимное сечение – уходящие газы	Потери тепла с химической и механической неполнотой сгорания	Неплановые пуски		На питательные насосы	На тягу и дутье	На пылеприготовление	
A	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36

Таблица 4 – Основное оборудование и его краткая техническая характеристика (наименование котельной)

Станционный номер котла	Тип, модификация	Год ввода в эксплуатацию	Изготовитель	Паропроизводительность, тонн/час	Параметры пара за котлом		Проектное топливо					Мельницы		
					Давление, кгс/см2	Температура С	QHP	AP	WP	КАО	Расход на котел тонн/час	Тип	Количество	Производительность, м2/ч

Продолжение таблицы 4

Дымососы			Дутьевые вентиляторы			Бункеры				Питатели	
Тип	Количество	Производительность, м2/ч	Тип	Количество	Производительность, м2/ч	Тип	Производительность, м2/ч	Количество	Производительность, м2/ч	Количество	Количество

Таблица 5 – Основные технико-экономические показатели работы

_____ за 20__ - 20__ гг.
(наименование котельной)

Наименование показателя	Значение показателя по годам		
	Предыдущий г.	Текущий г.	Базовый г.
Среднегодовая установленная мощность			
Отпуск тепла, тыс. Гкал			

всего			
Коэффициенты использования установленной мощности, %			
Доли отпуска тепла, %:			
фактический номинальный нормативный			
Составляющие изменения удельных расходов топлива на отпущенное тепло, кг/Гкал			
структура отпуска тепла			
теплофикация			
экономичность			
КПД брутто котельной установки, %			
фактический прямой баланс фактический обратный баланс номинальный			
Себестоимость отпускаемой тепловой энергии			
тенге/Гкал			
В том числе топливная составляющая тепловой энергии, тенге/Гкал			
Численность промышленно производственного персонала, чел.	-		

Форма

Таблица 6 – Исходные данные для составления топливно-энергетического баланса районной котельной.

Показатель	Обозначение	Единица измерения
Отпуск тепла внешним потребителям	$Q_{отп}$	Гкал
Расход топлива	B	т
КПД брутто (обратный баланс)	$\eta_{ку}^{бр}$	%
Затраты тепла на собственные нужды	$Q_{ку}^{бр}$	Гкал

Таблица 7 – Топливно-энергетический баланс районной котельной, Гкал

Составляющие энергобаланса	Обозначение	Значение	Способ определения
Тепло сожженного топлива	Q		По отчетным данным

Потери тепла в котлах	$Q_{ку}^{пот}$		$(100 - \eta_{ку}^{бр}) \cdot B \cdot 7 \cdot 10^{-2}$
Затраты тепла на собственные нужды котлов	$Q_{ку}^{пот}$		По отчетным данным и результатам энергообследования
Потери тепла: через изоляцию трубопроводов и сетевых подогревателей теплофикационной установки	$Q_{ту}^{пот}$		По справочным данным удельных теплопотерь и площади излучения
в тракте водоподготовительной установки при подготовке умягченной воды для подпитки тепловой сети	$Q_{ум.в}^{пот}$		По справочным данным удельных теплопотерь в тракте химической подготовки воды
в тракте водоподготовительной установки при подготовке химически очищенной воды для компенсации невозврата конденсата от потребителей пара	$Q_{хов}^{пот}$		По отчетным данным
Отпуск тепла	$Q_{отп}$		По отчетным данным
Небаланс (неучтенные потери, погрешность учета параметров)	$\Delta Q_{неб}$		$Q - Q_{ку}^{пот} - Q_{ку}^{сн} - Q_{ку}^{пот} - Q_{ум.в}^{пот} - Q_{хов}^{пот}$

Приложение 2
к Методическим указаниям
по проведению энергетических
обследований районных
котельных с установленной
мощностью 100 гигакалорий
в час и более
Форма

Энергетический паспорт районной котельной

Составлен на основании энергетического обследования, проведенного
(наименование обследующей организации)

Вид обследования _____ Дата обследования _____

Представитель территориального органа государственного надзора и контроля
в сфере электроэнергетики Казахстана (по согласованию)

(должность, Ф.И.О (подпись) (дата)

Руководитель обследуемой котельной

(должность, Ф.И.О) (подпись) (дата)

Руководитель организации, проводившей обследование

(должность, Ф.И.О) (подпись) (дата)

Лицензия № _____

(кем выдана, дата выдачи, срок действия)

1) _____

(полное юридическое наименование котельной, адрес)

2) _____

(вид собственности)

3) _____

(наименование вышестоящей организации)

4) _____

(фамилия, имя, отчество, телефон директора)

5) _____

(фамилия, имя, отчество, телефон главного инженера)

6) _____

(банковские реквизиты)

7) _____

(адрес электронной почты)

1. Характеристика районной котельной

Год ввода в эксплуатацию основного оборудования по стационарным номерам:

2. Характеристика схем районной котельной

1) тепловая _____

2) электрическая _____

3) система циркуляционного водоснабжения _____

4) тепловая сеть _____

3. Основные параметры работы основного оборудования по группам (очередям)

1. Рабочее давление пара _____

2. Температура пара _____

3. Проектные данные: _____

1) максимальный отпуск тепла в паре (по параметрам) с указанием источника и его параметров _____

2) максимальный отпуск тепла в горячей воде _____

4. Основное оборудование и его краткая характеристика

(Приводятся сведения по форме таблицы 4 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям)

5. Уровень

1. Выдачи тепловой мощности в тепловую сеть _____

2. Собственных нужд _____

6. Параметры теплоносителя, отдаваемого потребителям и в теплосеть

1. Пар _____

2. Горячая вода (температурный график) _____

7. Топливный режим районной котельной

1. Директивный орган, установивший топливный режим, номер разрешения и дата его выдачи

2. Объем разрешенного топливопотребления:

1) газ _____

2) уголь _____

3) мазут _____

3. Резервное (аварийное) топливо _____

4. Основные марки сжигаемого топлива и основные поставщики топлива

5. Краткое описание причин работы основного оборудования на непроектных видах топлива _____

6. Динамика и структура потребления условного топлива на момент составления паспорта и за три предыдущих года по видам

Вид топлива	Всего, т/ % общего количества			
	Предшествующий г.	Предыдущий г.	Базовый г.	Текущий г.
Газ				
Мазут				
Уголь				

7. Средняя стоимость топлива по видам на момент составления паспорта и за три предыдущих года

Вид топлива	Стоимость топлива			
	Предшествующий г.	Предыдущий г.	Базовый г.	Текущий г.
Газ				
Мазут				
Уголь				
Тонна условного топлива				

8. Установленная мощность котельной и среднегодовая по итогам трех предыдущих лет

--	--	--

Показатель	Установленная мощность	Годы (факт)		
Тепловая мощность, Гкал, в том числе:		Предыдущий г.	Базовый г.	Текущий г.
Пар				
Горячая вода				

8. Техничко-экономические показатели работы районной котельной за последние 3 года

(Приводятся сведения по форме таблицы 5 приложения 1 к настоящим Методическим указаниям)

9. Выбросы в окружающую среду за последние 3 года

Контролируемый показатель	Значения выбросов по годам (норматив/факт)		
	Предыдущий г.	Базовый г.	Текущий г.
NOx			
COx			
SOx			
Нок+SOx			
Пыль			

Затраты на экологические мероприятия.

10. Годовое использование основного оборудования (ч) в сравнении с заложенным в проекте

Наименование основного оборудования	По проекту, ч	Факт (ч)		
		Предыдущий г.	Базовый г.	Текущий г.
Котлы				

11. Нарботка (ч) металла основного оборудования и главных паропроводов

Наименование оборудования	Нарботка, ч, на момент составления паспорта	Наименование документа и организации, разрешившей дальнейшую эксплуатацию
Паропровод		
Котел		
Барабан котла		

12. Водоподготовка.

1. Принципиальные схемы:

1) подготовки добавочной воды (главная схема)

2) очистки возвращаемого производственного конденсата

3) очистки внутристанционных дренажных конденсатов

Установка	Производительность, тонн/час			Удельный расход		
	Номинальная	Фактическая	Необходимая	воды на собственные нужды, тонн/тонн	тепла, кДж/тонн	Электроэнергии, кВтч/г

2. Водоотведение водоподготовительных установок

Установка	Годовые сбросы		
	Предыдущий г.	Базовый г.	Текущий г.

3. Выполнение нормативных мероприятий по организации водно-химического режима котельной

4. Наличие систем мониторинга

13. Баланс по электроэнергии, кВт·ч

Приход, расход	Годы		
	Предыдущий г.	Базовый г.	Текущий г.
Получено из энергосистемы			
Собственные нужды			
Хозяйственные нужды			
Производственные нужды			

14. Баланс по теплу, Гкал

Приход, расход	Годы		
	Предыдущий г.	Базовый г.	Текущий г.
Выработка тепловой энергии котлами котельной			
Отпуск тепла потребителям: пар, горячая вода			
Расход тепла на нужды:			
собственные			
хозяйственные			
производственные			

15. Характеристика оборудования теплофикационной установки

Параметры водогреющего оборудования и тепловой сети

Наименование оборудования	Тип	Производительность, Гкал/ч	Количество, шт.
Бойлеры			
Сетевые подогреватели			

Методические указания по проведению энергетических обследований электроустановок потребителей

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по проведению обследований электроустановок потребителей (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. Настоящие Методические указания применяются на предприятиях, в процессе эксплуатации электрических установок.

3. Обследования проводятся в целях определения соответствия уровня эксплуатации электроустановок потребителей требованиям нормативно-технической документации, оценки показателя качества передачи и распределения электроэнергии, определения возможности снижения потерь. Обследование производится территориальным органом государственного энергетического надзора и контроля по согласованию или организациями, имеющими право на производство этих работ в соответствии с действующим законодательством.

4. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) измерительный комплекс средств учета электроэнергии – совокупность устройств одного присоединения, предназначенных для измерения и учета электроэнергии (трансформаторы тока и напряжения, счетчики электроэнергии, датчики импульсов, сумматоры и линии связи) и соединенных между собой по установленной схеме;

2) коммерческие потери электроэнергии – разность между отчетными и техническими потерями;

3) мероприятия по снижению потерь электроэнергии – комплекс организационных и технических мероприятий, направленных на снижение потерь электроэнергии в

электроустановках потребителей с целью их последовательного доведения до нормативного уровня;

4) нормативные потери электроэнергии – величина технических потерь с учетом погрешности систем измерения электроэнергии;

5) отчетные потери электроэнергии – разность между электроэнергией, поступившей в сеть и отпущенной из сети электроустановок потребителей за отчетный период;

6) система учета электроэнергии – совокупность измерительных комплексов, установленных на подстанциях;

7) технические потери электроэнергии – технологический расход электроэнергии на ее транспорт по электрическим сетям, определяемый расчетным путем;

8) технический (контрольный) учет электроэнергии – учет электроэнергии по контролю расхода электроэнергии в электроустановках потребителей;

9) электроустановки потребителей – совокупность машин, аппаратов, линий и вспомогательного оборудования (вместе с сооружениями и помещениями, в которых они установлены), предназначенных для производства, преобразования, трансформации, передачи, распределения, потребления электрической энергии и/или преобразовании ее в другой вид энергии.

Глава 2. Виды энергетических обследований электроустановок потребителей

5. Для оценки эффективности передачи и распределения электроэнергии по электрическим сетям в целом по электроустановкам потребителей, учитывая специфику их эксплуатации, принимается два вида энергетических обследований - первичное и внеочередное. При проведении энергетического обследования электроустановок потребителей (далее – ЭП) с целью определения состояния оборудования и системы учета электроэнергии выборочно намечаются электроустановки – представители по всем классам напряжения.

6. Первичное энергетическое обследование проводится в соответствии с Правилами проведения периодического обследования технического состояния энергетического оборудования, зданий и сооружений электрических станций, электрических и тепловых сетей, а также энергетического оборудования потребителей с привлечением экспертных организаций и заводов-изготовителей, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 31 марта 2015 года № 255 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за №10853) (далее – Правила):

1) первичному энергетическому обследованию подлежат все ЭП, находящиеся в эксплуатации в соответствии с утвержденным планом проверок, в котором отражается приоритетная очередность проверки ЭП с высоким уровнем потерь;

2) при первичном обследовании проводится оценка потерь электроэнергии в электрических сетях ЭП, состояния оборудования, расчетного и технического учета электроэнергии на намеченных подстанциях в соответствии с требованиями по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении, сопоставление отчетных потерь электроэнергии с их нормативными значениями и выявляются причины их несоответствия. По итогам первичного энергетического обследования составляется акт, отражающий результаты проверки, выдаются рекомендации по устранению выявленных нарушений и определяются мероприятия по снижению потерь электроэнергии.

7. Внеочередное энергетическое обследование:

1) проводится в случае необоснованного роста потерь электроэнергии по инициативе руководителя энергоснабжающей организации, по согласованию территориальным органом государственного надзора и контроля в сфере электроэнергетики Казахстана, территориальной инспекции по эксплуатации электростанций и сетей, если результаты обследования, вызывают сомнение в их достоверности;

2) по результатам внеочередного обследования составляется акт, содержащий заключение о причинах нарушения и рекомендации по их устранению.

Глава 3. Проведение энергетического обследования электроустановок потребителей

8. Порядок проведения энергетического обследования электроустановок потребителей включает:

1) ознакомление с организацией работы ЭП и энергетического сбыта по учету, расчету и отчетности, по потерям электроэнергии (методы, формы, распределение обязанностей, эффективность работы по контролю за снижением потерь);

2) проверку состояния расчетного и технического учета электроэнергии в ЭП и его соответствия требованиям по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении;

3) проверку измерительных цепей трансформаторов тока и напряжение на соответствие нормативным требованиям;

4) проверку организации работы энергетического сбыта с потребителями по выявлению без учетного энергопотребления (хищений), снижению абонентской задолженности, повышению компенсации реактивной мощности;

5) оценку балансов активной и реактивной мощности характерных режимов;

6) анализ ограничений, препятствующих реализации режимов с наименьшими потерями;

7) организацию работы по анализу балансов электроэнергии на ЭП, количество ЭП, где балансы не составляются;

8) структуру потерь электроэнергии в соответствии требованиями Электросетевых правилах, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 18 декабря 2014 года № 210 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10899);

9) анализ причин изменения структуры, методы и программы расчета потерь электроэнергии;

10) порядок формирования планов и отчетов о выполнении мероприятий по снижению потерь электроэнергии.

Глава 4. Основные этапы энергетических обследований электроустановок потребителей

9. Проверяется эффективность работы основного силового оборудования и собственных нужд электроустановок потребителей:

1) уровень загрузки, расчет и учет потерь электроэнергии в силовых трансформаторах, шунтирующих реакторах, трансформаторах собственных нужд (далее – СН);

2) режимы работы синхронных компенсаторов и батарей статических конденсаторов, резервных трансформаторов СН (нормально включены или отключены), освещения во всех помещениях, устройств вентиляции и электрического отопления помещений.

10. Определяется загрузка сетей ЭП с целью выявления перегрузки

11. Анализируются схемы питания собственных нужд ЭП с целью:

1) проверки выполнения требований нормативно-технической документации в части недопустимости подключения к шинам собственных нужд сторонних потребителей. При выявлении фактов проверить порядок учета электроэнергии по этим линиям и ее списание в соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066);

2) оценки правильности учета и списания электроэнергии на собственные и хозяйственных нужды ЭП.

12. Проверяется состояние схем и средств учета электроэнергии:

1) соответствие класса точности расчетных счетчиков требованиям;

2) отсутствие паек в электропроводах к счетчикам;

3) расчетный учет;

4) наличие на счетчиках пломб – на винте и крепящем кожухе счетчика – пломба государственного поверителя, на зажимной крышке – пломба энергоснабжающей организации;

5) соответствие класса точности счетчиков реактивной энергии требованиям;

6) наличие в схемах учета электроэнергии других включенных приборов и устройств, влияющих на точность учета или на приборы учета, включенных в схемы релейной защиты;

7) нагрузка вторичных обмоток измерительных трансформаторов с определением (инструментально) значений потерь в цепях напряжения расчетных счетчиков и счетчиков технического учета;

8) наличие (утвержденной руководителем) схемы размещения приборов расчетного и технического учета электрической энергии, соответствующей полному вводу электроустановки в эксплуатацию;

9) периодичность и объемы калибровки расчетных счетчиков в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

13. Проверяется соответствие автоматизированной системы контроля и учета энергоресурсов (далее – АСКУЭ) основным нормируемым метрологическим характеристикам в соответствии с условиями эксплуатации.

14. Контролируется достоверность учета электроэнергии по фактическому и допустимому небалансам, анализа расчетов предела допустимой относительной погрешности.

15. Проверяется температурный режим в помещениях, где установлены приборы учета (не ниже 0°C, не выше 40°C).

16. Проверяется соответствие класса точности трансформаторов тока и напряжения для присоединения расчетных счетчиков (не более 0,5). При первичном обследовании ЭП проверяется реальная погрешность трансформатора тока для коммерческого учета на всех присоединениях.

Глава 5. Выявление резервов снижения потерь электроэнергии в электрических сетях

17. Проводится анализ отчетных и технических (расчетных) потерь электроэнергии за последние три года в целом за год и поквартально. В технические (расчетные) потери электроэнергии в электрических сетях включить "переменные" или "нагрузочные" потери, зависящие от нагрузки линий и силовых трансформаторов, и "условно-постоянные" потери, не зависящие от нагрузки.

18. Проводится анализ методики и программы расчета технических потерь электроэнергии.

19. Проводится оценка коммерческих потерь электроэнергии:

1) определяется коммерческая составляющая потерь электроэнергии, характеризующаяся деятельностью энергосбыта по сбору информации о полезном отпуске электроэнергии и ее оплате. Коммерческая составляющая потерь включает одновременное снятие показаний счетчиков, погрешности систем учета, без учетное пользование электроэнергией (в том числе хищение);

2) анализируется деятельность ЭП путем определения фактического и допустимого небалансов электроэнергии за отчетный период (квартал, год). При превышении значения фактического небаланса над допустимым имеют место коммерческие потери электроэнергии. Персоналу ЭП рекомендуется выявить причины и принять меры по устранению. Для этого проверяется соответствие фактического и допустимого небалансов по крупным подстанциям в соответствии с нормативным документом в области электроэнергетики.

20. Проводится анализ нормативной характеристики потерь электроэнергии (далее – НХЭП), которая представляет собой зависимость потерь электроэнергии от факторов на них влияющих. Отражается в акте, кем и по какой методике разработана используемая НХЭП.

21. Проводится анализ выполненных мероприятий по снижению потерь электроэнергии, в том числе организационных, технических и мероприятий по совершенствованию систем расчетного и технического учета электроэнергии (за последние три года и на плановый период):

1) определяется номенклатура и количество выполненных и планируемых мероприятий;

2) определяется динамика удельного эффекта от выполнения мероприятий по снижению потерь электроэнергии (тысяча киловатт час (далее - кВт·ч) на единицу измерения в год);

3) определяется эффективность выполненных мероприятий (% значения потерь электроэнергии);

4) анализируется деятельность энергосбыта по выявлению без учетного потребления электроэнергии, внедрению АСКУЭ и других мероприятий по снижению потерь;

5) даются рекомендации по дополнительному снижению потерь электроэнергии в ЭП на основании проведенного анализа потерь электроэнергии и выполненных мероприятий по их снижению.

Глава 6. Требования к электроустановкам потребителей, при проведении энергетических обследований

22. Персоналу обследуемых ЭП рекомендуется оказывать содействие проведению обследования, а именно:

1) предварительно до начала обследований заполняются данные для анализа деятельности ЭП по снижению электроэнергии в соответствие с формой таблицы приложения 1 к настоящим Методическим указаниям;

2) назначается лицо, ответственное за проведение энергетического обследования;

3) представляется необходимая техническая документация в соответствии с Правилами.

Глава 7. Оформление и согласование результатов энергетических обследований

23. По завершении энергетического обследования оформляется акт о проведении энергетического обследования по форме, согласно приложению 2 к настоящим Методическим указаниям по согласованию с территориальным органом государственного надзора и контроля в сфере электроэнергетики Казахстана:

1) баланс электроэнергии по ЭП за отчетный период;

2) паспорт электроустановки потребителя составляется по форме, согласно приложению 3 к настоящим Методическим указаниям;

3) рекомендации по снижению потерь электроэнергии.

24. В результатах энергетического обследования анализируется значение потерь электроэнергии, раскрываются причины выявленных нарушений в организации технического и коммерческого учета электроэнергии, предлагаются технические и организационные мероприятия по снижению потерь электроэнергии с указанием их прогнозируемого значения в результате внедрения мероприятий и внести изменения в энергетический паспорт ЭП.

25. Акты по результатам проведенных энергетических обследований подписываются уполномоченными представителями территориального органа государственного надзора и контроля в сфере электроэнергетики Казахстана и представителями ЭП. После подписания актов в них не допускается вносить изменения и дополнения. При наличии разногласий по содержанию актов окончательное решение принимается членом комиссии по обследованию, а представителю ЭП дается право изложить свое мнение, которое прилагается к акту. Акт доводится до сведения руководителя организации, эксплуатирующей энергообъект, который им подписывается. В случае отказа от подписи в акте энергетического обследования делается соответствующая запись.

26. Членом комиссии по обследованию передается полный акт о проведенном энергетическом обследовании не менее чем в двух экземплярах в ЭП, в течении десяти рабочих дней после подписания акта о проведенном энергетическом обследовании – территориальному органу государственного надзора и контроля в сфере электроэнергетики Республики Казахстан.

27. Территориальным органом государственного надзора и контроля в области электроэнергетики Республики Казахстан по согласованию обобщаются результаты энергетических обследований по поднадзорной территории и передаются оформленные обобщенные результаты в вышестоящие органы.

Приложение 1
к Методическим указаниям
по проведению энергетических
обследований электроустановок
потребителей

Сноска. Приложение 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Таблица 1 – Данные для анализа деятельности ЭП по снижению потерь электроэнергии

Показатель	Ед.	Предыдущий	Базовый	Текущий
Отпуск электроэнергии,	млн.кВт·час			
Потери электроэнергии,	млн.кВт·час			
Нормативные потери электроэнергии	млн.кВт·час			
	%			
Технические потери электроэнергии	Условно-постоянные			
	Нагрузочные			
Фактический эффект от выполнения мероприятий по снижению потерь электроэнергии с учетом переходящего эффекта, тыс. кВт·ч				
Фактическая эффективность от выполнения мероприятий, % значения потерь электроэнергии				
Количество трансформаторов и автотрансформаторов с регулированием под нагрузкой, штук / МВА	35 кВ			
	110 кВ			
	220 кВ			
	330 кВ			
	500 кВ			
Количество трансформаторов и автотрансформаторов с установленными автоматическими регуляторами коэффициента трансформации, штук/МВА	35 кВ			
	110 кВ			
	220 кВ			
	330 кВ			
	500 кВ			
	35 кВ			

Количество трансформаторов и автотрансформаторов с регулированием под нагрузкой с действующими автоматическими регуляторами коэффициента трансформации, штук/МВ-А	110 кВ			
	220 кВ			
	330 кВ			
	500 кВ			
Установленная реактивная мощность компенсирующих устройств Мвар	ЭП			
	У потребителей			
Коэффициент использования средств компенсации реактивной мощности в режиме наибольших нагрузок	Батареи статистических конденсаторов (далее - БСК)			
	Синхронные компенсаторы (далее - СК)			
	Генераторы в режиме СК			
$\frac{Q_{\text{факт}}}{Q_{\text{тах}}}$				
Уровень компенсации реактивной мощности тах $\frac{Q_{\text{уст}}}{P_{\text{тах}}}$ $\frac{Q_{\text{факт}}}{P_{\text{тах}}}$				
Количество абонентов	Всего			
	В том числе, бытовых			
Количество счетчиков	Трехфазных			
	Однофазных			
Количество автоматизированных систем учета электроэнергии	Получено			
	Установлено			
	В работе			

Количество счетчиков с просроченными сроками поверки	Трехфазных			
	Однофазных			

Приложение 2
к Методическим указаниям
по проведению энергетических
обследований
электроустановок потребителей
Форма

Утверждаю
Технический руководитель
" __ " _____ 20__ г.

Акт о проведении обследования электроустановки потребителей

(полное наименование органа, выдавшего акт)

1. Баланс электроэнергии по ЭП (ежемесячная, типовая).

Номера счетчиков расчетных, технически х	Наименован ие объектов учета	Показание счетчиков		Разность показаний счетчиков за месяц	Кoeffицие н т счетчиков	Количество электроэнергии, учтенной счетчиком тыс кВтч
		на 0ч 1-го числа текущего месяца	на 0ч 1-го числа истекшего месяца			
Поступило электроэнергии от энергосистем (Э _{гл})						
1						
2						
n						
Всего						
Отпуск электроэнергии другим потребителям (Э _{др})						
Всего						
n - количество точек учета, фиксирующих поступление электроэнергии в сети ЭП.						

n - количество точек учета, фиксирующих поступление электроэнергии в сети ЭП.

2. Полезный отпуск потребителям, включая хозяйственные нужды (Э_{хн}).

Обозначение	Количество точек учета	Суммарное количество электроэнергии
n ₁		
n ₃		
n		
n ₁ - число точек учета однофазных потребителей; n ₃ - число точек учета трехфазных потребителей; n –общее число точек учета.		

3. Производственные нужды (по данным энергетического сбыта) ($\mathcal{E}_{\text{произ}}$).

Всего тыс.кВтч.4. Отчетные относительные потери электроэнергии в сети ЭП:

$$\Delta W_{\text{отн}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{гл}} - \mathcal{E}_{\text{др}} - \mathcal{E}_{\text{хн}} - \mathcal{E}_{\text{произ}}}{\mathcal{E}_{\text{гл}}} \cdot 100\%$$

5. Технические потери электроэнергии в сети ЭП.

6. Допустимый небаланс в соответствии с действующим нормативом Правил устройства электроустановок, утвержденных приказом Министра энергетики Республики

Казахстан от 20 марта 2015 года № 230 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10851) (далее – ПУЭ).

7. Фактический баланс электроэнергии по ЭП:

- 1) поступило в сети ЭП;
- 2) технические потери электроэнергии в сети ЭП;
- 3) полезный отпуск электроэнергии потребителям и отпуск другим собственникам ($\mathcal{E}_{\text{др}} + \mathcal{E}_{\text{хн}}$);
- 4) производственные нужды;
- 5) фактический небаланс;
- 6) коммерческие потери, % к отчетному значению потерь;
- 7) допустимый небаланс (доля коммерческих потерь от допустимой погрешности учета электроэнергии), %.

Приложение 3
к Методическим указаниям
по проведению энергетических
обследований
электроустановок потребителей
Форма

Паспорт электроустановки потребителя

Составлен на основании обследования, проведенного
(наименование обследующей организации)

Вид обследования _____ Дата обследования _____

Представитель территориального органа государственного надзора и контроля в
сфере электроэнергетики Казахстана

_____	_____	_____
(должность Ф.И.О)	(подпись)	(дата)
Представитель обследуемой электроустановки потребителя		

_____	_____	_____
(должность Ф.И.О)	(подпись)	(дата)
Представитель организации, проводившей обследование		

(должность Ф.И.О) (подпись) (дата)

Лицензия № _____
(кем выдана, дата выдачи, срок действия)

1) _____
(полное юридическое наименование)

2) _____
(вид собственности)

3) _____
(наименование вышестоящей организации)

4) _____
(Ф.И.О технического руководителя)

5) _____
(банковские реквизиты)

6) _____
(адрес электронной почты)

1. Характеристика ЭП:

1) год пуска в эксплуатацию основного оборудования по группам (очередям);

2) характеристика схем электрических соединений ЭП, включающая характеристику главных схем электрических соединений ЭП, (класс напряжения, тип главной схемы, количество отходящих линий, трансформаторов и автотрансформаторов связи с энергосистемой, наличие шунтирующих реакторов, синхронных компенсаторов, вид исполнения распределительных устройств, характеристику схем собственных нужд ЭП ;

3) перечень основного оборудования с краткой технической характеристикой (трансформаторы и автотрансформаторы, трансформаторы тока и напряжения, реакторы, синхронные компенсаторы).

Номер по схеме	Наименование оборудования	Тип оборудования	Основные технические характеристики	Примечание (режим работы оборудования)
	Силовые трансформаторы		DP _{xx}	
	Трансформаторы тока		Класс точности	
	Трансформаторы напряжения		Класс точности	
	Реакторы		DPp	
	Синхронные компенсаторы		DPск	

	БСК		ДРбск	
--	-----	--	-------	--

2.Баланс электроэнергии на ЭП

Номера счетчиков расчетных, технических	Наименовани е Объектов учета	Показание счетчиков		Разность показаний счетчиков за месяц	Коэффициент счетчиков	Количество электроэнергии, учтенной счетчиком тыс кВтч
		на 0ч 1-го числа текущего месяца	на 0ч 1-го числа истекшего месяца			
Поступило электроэнергии от энергосистемы Э _{гл}						
1						
2						
Всего						
Расход на собственные нужды Э _{сн}						
1						
2						
Всего						
Расход на хозяйственные нужды Э _{хн}						
1						
2						
Всего						
Продолжение таблицы						
Расход на производственные нужды Э _{пн}						
1						
2						
Всего						
Отпуск электроэнергии потребителям Э _п						
1						
2						
Всего						
Отпуск электроэнергии в другие сети Э _{др}						
1						
2						
Всего						

3. Потери электроэнергии в понижающих трансформаторах ($P_{\text{с}}$) определяются расчетным путем на основе трафиков нагрузки и технических данных трансформаторов ($P_{\text{с}}$).

4. Допустимый небаланс (определяется в соответствии с нормативом, указанным в ПУЭ).

5. Баланс электроэнергии на ЭП:

1) поступило на шины, всего ($\mathcal{E}_{\text{гл}}$);

- 2) расход электроэнергии на подстанции, всего ($\mathcal{E}_{\text{гл}} + \mathcal{E}_{\text{хн}}$);
- 3) отпуск электроэнергии в сети и другим потребителям ($\mathcal{E}_{\text{п}} + \mathcal{E}_{\text{др}}$);
- 4) фактический небаланс:

$$\Delta W_{\text{отн}} = \frac{\mathcal{E}_{\text{гл}} - \mathcal{E}_{\text{др}} - \mathcal{E}_{\text{хн}} - \mathcal{E}_{\text{произ}}}{\mathcal{E}_{\text{гл}}} \cdot 100\%$$

;

- 5) допустимый небаланс, %;
- 6) отпуск электроэнергии с шин ЭП, всего ($\mathcal{E}_{\text{гл}} - \mathcal{E}_{\text{сн}}$), в том числе по классам напряжения.

Приложение 36
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 6 января 2017 года
№ 2

Методические указания по оценке технического состояния воздушных линий электропередачи напряжением от 35 до 1150 кВ

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по оценке технического состояния воздушных линий электропередачи напряжением от 35 до 1150 кВ (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. Настоящие Методические указания применяются для определения текущего состояния отдельных элементов воздушных линий, для уточнения сроков и условий эксплуатации, определения мер дополнительного диагностического контроля, ремонта, модернизации или замены элементов для безаварийной и безопасной эксплуатации воздушных линий. Для оценки воздушных линий используются результаты периодических и внеочередных осмотров при инструментальных измерениях эксплуатирующих и специализированных организаций. Техническое состояние воздушных линий электропередачи в зависимости от установленного срока эксплуатации подлежит оценке с целью определения возможности и условий их дальнейшей эксплуатации.

3. В настоящих Методических указаниях изложены основные организационные и технические мероприятия по определению технического состояния воздушных линий

электропередачи напряжением от 35 до 1150 кВ (далее – кВ) для организаций, эксплуатирующих электрических сетей, специалистов проектных, научно-исследовательских, специализированных организаций, привлекаемых для участия в работе комиссий.

4. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) охранная зона электрических сетей – земельные участки, водное и воздушное пространство, отведенные в целях обеспечения сохранности электрических сетей, создания нормальных условий эксплуатации, предотвращения их повреждения и несчастных случаев среди населения, оказавшегося в охранной зоне этих сетей;

2) опора воздушной линии – техническое сооружение, с установкой устройств (грозозащитные тросы, заземления) и знаков безопасности, предназначенное для устойчивого и надежного крепления конструкций (линейной арматуры), к которым на соответствующей высоте от поверхности земли присоединяются токоведущие провода;

3) фундамент воздушной линии – строительная конструкция, предназначенная для передачи механических нагрузок на грунтовое основание от элементов оборудования опоры, для обеспечения сохранения рабочего ее положения;

4) линейная арматура – совокупность крепежных, защитных устройств и механизмов устанавливаемая на воздушную линию электропередачи;

5) грозозащитный трос – элемент воздушных линий, предназначенный для защиты воздушных линий от воздействия прямых ударов молний;

6) линейный изолятор – устройство, обладающее изоляционными свойствами по проводимости электрического тока, предназначенное для крепления электрических проводов к конструкциям опор воздушных линий электропередачи;

7) заземляющее устройство воздушных линий – устройство (защитное заземление), для преднамеренного электрического соединения какой-либо точки линий электропередачи с заземляющим устройством;

8) ограничитель перенапряжения – устройство, предназначенное для защиты электрооборудования распределительных электрических сетей переменного тока с изолированной или компенсированной нейтралью от грозовых и коммутационных перенапряжений в соответствии с вольт - амперными характеристиками и пропускной способностью;

9) энергопередающая организация – организация, осуществляющая на основе договоров передачу электрической и тепловой энергии.

Глава 2. Задачи оценки технического состояния воздушных линий электропередачи напряжением от 35 до 1150 кВ и периодичность проведения

5. При оценке технического состояния воздушных линий электропередачи производится определение фактического технического состояния отдельных элементов

и линий электропередачи напряжением от 35 до 1150 кВ для уточнения сроков и условий эксплуатации, определения мер по обеспечению требуемой эксплуатационной надежности воздушных линий (далее – ВЛ) в соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066) (далее – Правила).

6. Рекомендуются включать в объем оценки технического состояния элементов ВЛ, срок эксплуатации которых превышает нормативный. Нормативные сроки службы элементов ВЛ устанавливаются в соответствии с техническими паспортами изготовителей элементов ВЛ и Правилами устройства электроустановок, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 230 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за №10851) (далее – ПУЭ).

7. Периодичность оценки составляет не реже одного раза в три года.

Глава 3. Организация проведения оценки технического состояния.

8. Формирование экспертной комиссии по оценке технического состояния линий электропередачи напряжением от 35 до 1150 кВ проводится экспертной комиссией, возглавляемой представителем энергопередающей организации, которая согласовывает срок проведения оценки, перечень подлежащих оценке элементов ВЛ и состав комиссии.

9. В состав комиссии включаются:

1) представитель энергопередающей организации, отвечающий за техническое состояние ВЛ;

2) технический руководитель организации, выполняющей техническую эксплуатацию и обслуживание ВЛ;

3) специалисты специализированных организаций по проведению оценки технического состояния (по договоренности);

4) представитель территориального органа по государственному энергетическому надзору и контролю (по согласованию);

5) сотрудники предприятий, выполняющих техническое обслуживание и ремонт ВЛ (по договоренности);

6) при необходимости в состав комиссии включаются представители заводов-изготовителей и проектных организаций (по согласованию).

10. Участие лиц, обеспечивающих эксплуатационную и безопасную работу ВЛ, в работе комиссии по оценке технического состояния является рекомендательным условием.

11. В комиссию включаются (по согласованию) сотрудники сторонних организаций, специализирующихся на диагностике и оценке технического состояния ВЛ.

12. Процедура оценки технического состояния ВЛ не предусматривает проведения осмотров элементов ВЛ, измерений и испытаний оборудования ВЛ в период работы комиссии. Для подготовки Заключения комиссия проводит анализ предварительно подготовленных материалов.

13. Комиссией по оценке технического состояния осуществляется деятельность в соответствии с программой, утвержденной председателем комиссии. Программой устанавливаются сроки проведения отдельных этапов работы, исполнителей, определяется взаимодействие организаций, привлеченных к оценке технического состояния.

14. Экспертной комиссией осуществляется деятельность в соответствии с программой, утвержденной председателем комиссии. Программой устанавливаются сроки проведения отдельных этапов работы, исполнителей, определяется взаимодействие организаций, привлеченных к оценке технического состояния.

15. Работы по оценке технического состояния ВЛ выполняются в следующей последовательности:

1) подготовка материалов для предварительной оценки технического состояния ВЛ, в том числе сводных и дефектных ведомостей;

2) подготовка заключения о состоянии основных элементов ВЛ;

3) анализ полноты и достоверности подготовленной информации;

4) рассмотрение проанализированных материалов на заседании комиссии;

5) проверка комиссией выполнения указаний предыдущей оценки технического состояния ВЛ и предписаний надзорных органов и мероприятий, намеченных по результатам расследования нарушений работы ВЛ за весь период эксплуатации, имевших место несчастных случаев;

6) утверждение комиссией технических заключений о состоянии основных элементов ВЛ;

7) составление и утверждение заключения оценки технического состояния ВЛ.

16. Формы сводных ведомостей технического состояния и дефектных ведомостей элементов ВЛ приведены в приложении 1 к настоящим Методическим указаниям. Форма сводной ведомости технического состояния ВЛ приведена в приложении 2 к настоящим Методическим указаниям. Форма заключения о техническом состоянии элементов ВЛ приведена в приложении 3 к настоящим Методическим указаниям. Форма протокола по результатам оценки технического состояния приведена в приложении 4 к настоящим Методическим указаниям.

17. Подготовка материалов для оценки технического состояния ВЛ выполняется энергопередающей организацией или организацией, выполняющей техническое обслуживание ВЛ, специализированными организациями, имеющими опыт работы по

диагностике, оценке технического состояния и ресурса элементов ВЛ. Подготовка материалов к заседанию комиссии является предварительной оценкой технического состояния ВЛ.

18. Согласованный территориальным органом по государственному энергетическому надзору и контролю протокол-заключение утверждается главным инженером энергопередающей организации.

19. Все документы по результатам оценки технического состояния на бумажном носителе хранятся в энергопередающей организации. Рекомендуются хранение электронной версии документов за исключением первых экземпляров технических заключений и протокола.

Глава 4. Требования по сбору, учету и анализу информации при оценке технического состояния воздушных линий электропередачи напряжением от 35 до 1150 кВ

20. Для работы комиссии, отвечающей за техническое состояние и эксплуатацию ВЛ рекомендуется представить для ознакомления материалы по элементам ВЛ:

- 1) трасса ВЛ;
- 2) опоры;
- 3) фундаменты;
- 4) провода;
- 5) грозозащитные тросы;
- 6) линейная арматура;
- 7) изоляторы;
- 8) заземляющие устройства;
- 9) трубчатые разрядники;
- 10) ограничители перенапряжения;
- 11) система плавки гололеда.

21. Для предварительной оценки технического состояния элементов ВЛ и подготовки сводных и дефектных ведомостей, технического заключения и протокола-заключения экспертной комиссии, отвечающей за техническое состояние и эксплуатацию ВЛ, представляются для ознакомления документы:

- 1) технический паспорт ВЛ;
- 2) нормативно-техническая, конструкторская и эксплуатационная документация ВЛ ;
- 3) результаты диагностических измерений, отчеты о комплексных обследованиях (при наличии);
- 4) протоколы (акты, журналы) плановых осмотров ВЛ в период эксплуатации, предшествующей оценке технического состояния;
- 5) сведения об отказах, авариях, длительности простоев;
- 6) сведения о проведенных ремонтных работах.

22. Дополнительно (по требованию комиссии) предъявляются для ознакомления:

- 1) проектные материалы;
- 2) акт приемки линии в эксплуатацию (при первом техническом освидетельствовании);
- 3) акты на скрытые работы (при первой оценке технического состояния);
- 4) журналы установки и монтажа опор, проводов, грозозащитных тросов;
- 5) документы об отступлениях от проекта и различных заменах конструкций и оборудования во время строительства ВЛ (при первой оценке технического состояния) и в период эксплуатации;
- 6) документы предыдущих оценок технического состояния ВЛ;
- 7) заключение о состоянии элементов ВЛ по результатам осмотров, диагностических измерений и проверок.

23. На основании представленных документов экспертной комиссией составляются сводные ведомости технического состояния элементов ВЛ. В сводных ведомостях представляются результаты измерений и проверок, которые, согласно действующим нормативно-техническими документами (далее – НТД) в соответствии с приложением 1 к настоящим Методическим указаниям, сопоставляются со значениями:

- 1) отвечают требованиям НТД (в удовлетворительном состоянии);
- 2) находятся в зоне риска (в ремонтпригодном состоянии);
- 3) не отвечают требованиям НТД (в неудовлетворительном состоянии).

24. Для элементов ВЛ на основании сводной ведомости технического состояния и дефектной ведомости готовится техническое заключение, в котором приводится перечень проанализированных документов и дается общая оценка технического состояния элементов ВЛ.

Глава 5. Сведения о заключении, выводах и рекомендациях при оценке технического состояния воздушных линий электропередачи напряжением от 35 до 1150 кВ

25. Технические заключения и протокол-заключение рассматриваются комиссией по оценке технического состояния воздушных линий электропередачи напряжением от 35 до 1150 кВ.

26. Объем работ при оценке технического состояния ВЛ, в соответствии с номенклатурой элементов оборудования определяется информацией, приведенной в сводных ведомостях по форме приложения 3 к настоящим Методическим указаниям.

27. Комиссией анализируются предварительно подготовленные сводные и дефектные ведомости, заключения экспертов, приведенные в ведомостях и проектах технических заключений, проверяется выполнение предписаний надзорных органов и мероприятий, намеченных по результатам расследования нарушений работы элементов

ВЛ, несчастных случаев при ее обслуживании за предыдущие годы и выполнение указаний предыдущей оценки технического состояния. Комиссией утверждаются технические заключения.

28. По итогам работы комиссии составляется протокол-заключение оценки технического состояния ВЛ.

29. В протоколе-заключении указывается:

- 1) дата принятия протокола-заключения;
- 2) сроки работы комиссии;
- 3) перечень элементов ВЛ, на которые распространяется протокол-заключение.

30. В протоколе-заключении дается заключение о возможности (или невозможности) продления срока эксплуатации оборудования до следующей оценки технического состояния, приводятся условия продления срока эксплуатации и перечень элементов ВЛ, которые требуют дополнительного контроля, проведения ремонта или замены, и рекомендуемые сроки выполнения указанных работ.

31. Протокол-заключение подписывается всеми членами комиссии, согласовывается с территориальным органом энергетического надзора и утверждается главным инженером энергопередающей организации.

Приложение 1
к Методическим указаниям
по оценке технического
состояния воздушных линий
электропередачи напряжением
от 35 до 1150 кВ

Сводные ведомости технического состояния и дефектные ведомости элементов воздушных линии (далее – ВЛ)

Сноска. Приложение 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

1. Основные характеристики ВЛ

Сводная ведомость № _____. "Основные характеристики ВЛ"

Таблица 1 – Общие сведения

Наименование ВЛ	
Класс напряжения	
Предприятие электрических сетей (далее – ПЭС)	
Организации, выполняющее техническое обслуживание ВЛ	
Общая длина ВЛ	
Длина участка	
Номера опор участка ВЛ	

Число опор участка ВЛ	
Год ввода в эксплуатацию ВЛ (участка ВЛ)	
Срок эксплуатации ВЛ	
Нормативный срок эксплуатации, лет опор ВЛ:	
Деревянных	30
железобетонных	35
металлических	50
фундаментов	35
проводов	25
грозозащитных тросов	25
оттяжек опор	25
линейной арматуры	25
изоляторов	25
ограничителей перенапряжения	25
системы плавки гололеда	25

Таблица 2 – Условия эксплуатации

Параметр	Пролеты	Проектное	Фактическое
Район по ветру			
Район по гололеду			
Район по вибрации			
Р а й о н п о продолжительности гроз			
Район по атмосферному загрязнению и агрессивной среды			

Таблица 3 – Общие технические характеристики

Параметр	Пролеты
Наличие и количество грозозащитного троса	
Количество проводов в фазе	
Наличие ограничителей перенапряжения	
Наличие системы плавки гололеда	
Наличие системы оповещения гололедообразования	
Большие переходы № опор/длина, м	
Характеристика местности	
Пересечения и сближения ВЛ: между собой	
с сооружениями связи, сигнализации и проводного вещания	
с железными дорогами	
с автомобильными дорогами	
скотопрогонами	
с троллейбусными и трамвайными линиями	

водными пространствами	
с надземными и наземными трубопроводами, сооружениями транспорта нефти и газа и канатными дорогами	
с подземными трубопроводами	
с аэродромами	
Прохождение ВЛ	
населенная местность	
ненаселенная местность, в том числе	
степи с почвами, непригодными для земледелия, полупустыни	
труднодоступная местность	
недоступные склоны гор, скал,	
насаждения, в том числе:	
лесостепи	

Таблица 4 – Нарушения в работе ВЛ

Показатель	Параметр, характеристика
Среднее число отключений в год (за последние 5 лет)	
в том числе с успешным автоматическим повторным включением неуспешным автоматическим повторным включением	
Основные причины отключений, % от общего числа (за последние 5 лет):	
перекрытие на поросль грозовые другие (указать характерные)	
Аварии и технологические нарушения (год, пролеты, причины)	
Капитальные ремонты (год, объем)	
Месяц и год комплексного обследования	

2. Элементы "Трасса"

Сводная ведомость № технического состояния элементов "Трасса"

Наименование

ВЛ _____

ПЭС _____

Период проведения оценки технического состояния

с " ____ " ____ 20__ года по " ____ " ____ 20__ года.

			Отсутствие кустарников или порослей	Габариты (наименьшие расстояния от элементов ВЛ до поверхности земли,	
--	--	--	-------------------------------------	---	--

Анкерный пролет (№ опор)	Характеристика местности	Ширина охранной зоны	высотой выше 4 м	инженерных сооружений и пересечений) не выше допустимых	Оценка состояния
--------------------------	--------------------------	----------------------	------------------	---	------------------

Примечания: 1) в ячейках таблицы результат обозначается знаками "плюс", "минус" или "плюс-минус". Знаки "+", "-" означают соответствие или несоответствие результата регламентных проверок нормативам (отсутствие или наличие явно выраженных дефектов) знак "±" означает, что параметры элемента ВЛ близки к предельно допустимым значениям (наличие развивающихся дефектов);

2) габариты - допустимые расстояния элементов ВЛ до поверхности земли, инженерных сооружений, пересечений и сближений определены документом, указанных в ПУЭ в соответствии которым была построена ВЛ;

3) общая оценка технического состояния приводится как "нормальное", "рабочее", "ухудшенное" и "предавварийное".

Дефектная ведомость № элементов "Трасса"

Наименование

ВЛ _____

ПЭС _____

Период проведения оценки технического состояния

с " ____ " ____ 20 ____ года по " ____ " ____ 20 ____ года.

Анкерный пролет (№ опор)	Характеристика местности	Наименование пересечения и вид	Ширина охранной зоны, м	Высота кустарника или поросли, м	Габариты (наименьшие расстояния от элементов ВЛ до поверхности земли, инженерных сооружений и пересечений), м	Заключения и рекомендации
--------------------------	--------------------------	--------------------------------	-------------------------	----------------------------------	---	---------------------------

Примечания:

1) допустимые значения параметров даны в документе, в указанных Правилах установления охранных зон объектов электрических сетей и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 28 сентября 2017 года № 330 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 15943);

2) допускается использовать иные формы дефектных ведомостей.

3. "Опоры"

1) "Металлические опоры"

Сводная ведомость № технического состояния элементов "Металлические опоры"

Наименование

ВЛ _____

ПЭС _____

с " " 20 года по " " 20 года.

Примечание - в ячейках таблицы результат обозначается знаками "плюс", "минус" или "плюс-минус". Знаки "+", "-" означают соответствие или несоответствие результата регламентных проверок нормативам (отсутствие или наличие явно выраженных дефектов), знак "±" означает, что параметры элемента ВЛ близки к предельно допустимым значениям, (наличие развивающихся дефектов), общая оценка технического состояния приводится как "нормальное", "рабочее", "ухудшенное" и "предаварийное".

Наименование

Период проведения оценки технического состояния

[illegible]

Сводная ведомость № технического состояния элементов "Железобетонные опоры"

Наименование ВЛ

[illegible]

Наименование ВЛ

с " " 20 года. по " " 20 года.

		Выявленные дефекты							

№, № опоры	Т и п опоры	Марка бетона, кг/см	Отклоне ни я верха опоры вдоль или поперек оси ВЛ, в долях о т высоты опоры или мм	Прогиб траверс ы, в долях от длины траверс ы	Ширина раскрыт и я трещин, мм	Величин а коррози и металла, мм	Глубина заделки опоры, м	Количес тво, отсутств ующих болтов, шайб, гаек, шплинт ов, шт.	Величин	Заключе ния и рекомен дации
---------------	----------------	---------------------------	--	--	---	--	-----------------------------------	--	---------	--------------------------------------

а катета
ШВА, мм

Сводная ведомость № технического состояния элементов "Деревянные опоры"

ПЭС

с " " 20 года по " " 20 года.

Основные сведения

Результаты осмотров или диагностического контроля

Отсутствие дефектов, превышающих допустимые величины

Другие виды контроля

№ опоры	Тип установки	Год установки	Месяц и год последнего диагностического контроля	Степень загнивания	Обгорание, расщепление и травяные	Состояние бандажей	Отклонение опоры вдоль и поперек оси ВЛ	Деформация траверс	Крепление деталей элементов опоры	Глубина заделки опоры (соответствие проекту)					Оценк а состояния
---------	---------------	---------------	--	--------------------	-----------------------------------	--------------------	---	--------------------	-----------------------------------	--	--	--	--	--	-------------------

Примечание – в ячейках таблицы результат обозначается знаками "плюс", "минус" или "плюс-минус". Знаки "+", "-" означают соответствие или несоответствие результата регламентных проверок нормативам (отсутствие или наличие явно выраженных дефектов), знак "±" означает, что параметры элемента ВЛ близки к предельно допустимым значениям, (наличие развивающихся дефектов), общая оценка технического состояния приводится как "нормальное", "рабочее", "ухудшенное" и "предаварийное".

именование ВЛ

№ опоры

Выявленные дефекты

Диаметр
здоровой
части
древесины

Площадь
обгорани
я, % от
сечения
элемента

Банлажи

Диаметр, мм	Число витков, шт
----------------	------------------------

Отклонен

вдоль и
поперек
оси ВЛ,
долях от
высоты

ие опоры
вдоль и
поперек
оси ВЛ,
долях от
высоты
опоры
или мм

Длина

ющей
части
болта,
соединя
щего

выступа
ющей
части
болта,
соединя
щего
детали
опор, мм

Глубина заделки

Глубина
заделки
0 м

[illegible]

Заключ
ия и
рекомен
ации

Заключение
и рекомендации

НД

одная ведомость № технического состояния элементов "Оттяжки опор"

ПЭС

Период проведения оценки технического состояния

с " ____ " ____ 20 ____ года по " ____ " ____ 20 ____ года.

Основные сведения					Результаты осмотров диагностических измерений					Другие виды контроля				Оцен к а состо яния
№ опор	Марк а канат а	Год устан овки	Меся ц и год после дного осмот ра диагн остич еског о контр оля	Номер оттяж ки U-обр азных болто в и анкер ных петел ь	Отсутствие дефектов, превышающих допустимые величины									
					Целос тност ь канат а	Корр озион ный износ канат а	Корр озион ный износ U-обр азных болто в и анкер ных петел ь	Состо яние болто вых соеди нений (болты , шайб ы , гайки, шпли нты)	Тяже ние, кг					
				1										
				2										
				3										
				4										
				5										
				6										
				7										

Примечание – в ячейках таблицы результат обозначается знаками "плюс", "минус" или "плюс-минус".
Знаки "+", "-" означают соответствие или несоответствие результата регламентных проверок нормативам
(отсутствие или наличие явно выраженных дефектов), знак "±" означает, что параметры элемента ВЛ
близки к предельно допустимым значениям, (наличие развивающихся дефектов), общая оценка
технического состояния приводится как "нормальное", "рабочее", "ухудшенное" и "предаврийное".

Дефектная ведомость № технического состояния элементов "Оттяжки опор" Наименование ВЛ _____

№ опор	№ оттяжки	Марка каната	Выявленные дефекты					Заключени я и рекоменда ции
			Количество обрывов проволоче к каната, шт	Коррозия каната, %	Коррозион ный износ U-образны х болтов и анкерных петель, %	Количество отсутству ющих шплинтов, гаек, шт.	Тяжение, кН	

5. "Фундаменты"

Сводная ведомость № технического состояния элементов "Фундаменты" Наименование ВЛ _____

ПЭС _____

Период проведения оценки технического состояния

с " ____ " ____ 20 ____ года по " ____ " ____ 20 ____ года.

Основные сведения				Результаты осмотров и диагностических измерений										Другие виды контроля			Оценка состояния
№ опор	Тип фундамента и номер	Год установки	Месяц и год последнего осмотра диагностического контроля	Номер фундамента	Соответствие марки бетона на проектно	Соответствие фундамента с поясом опрыскистойки	Сколы	Трещины в бетоне	Коррозия арматуры и анкеры болтов	Коррозия металлических подножников	Заглубление фундамента	Состояние ригелей	Гидроизоляция	Защита от ледохода, размыва талыми и дождевыми водами			
			1														
			2														
			3														
			4														

Примечание – в ячейках таблицы результат обозначается знаками "плюс", "минус" или "плюс-минус". Знаки "+", "-" означают соответствие или несоответствие результата регламентных проверок нормативам (отсутствие или наличие явно выраженных дефектов), знак "±" означает, что параметры элемента ВЛ близки к предельно допустимым значениям, (наличие развивающихся дефектов),общая оценка технического состояния приводится как "нормальное", "рабочее", "ухудшенное" и "предаварийное".

Дефектная ведомость № технического состояния элементов "Фундаменты"
Наименование ВЛ _____

Период проведения оценки технического состояния

с " ____ " ____ 20 ____ года по " ____ " ____ 20 ____ года.

№ опор	Тип фундамента	Выявленные дефекты									Заключения и рекомендации
		Зазор между пятой опоры и том, мм	Прочность бетона, кг/см2	Размер сколов, мм2	Ширина раскрытия трещин, мм	Коррозия арматуры и анкеры болтов, %	Глубина заглубления фундамента, м	Количество, шт, и марка отсутствующих ригелей	Гидроизоляция (отсутствие или наличие)	Площадь и характер размыва, м	

Примечание – в ячейках таблицы результат обозначается знаками "плюс", "минус" или "плюс-минус". Знаки "+", "-" означают соответствие или несоответствие результата регламентных проверок нормативам (отсутствие или наличие явно выраженных дефектов), знак "±" означает, что параметры элемента ВЛ близки к предельно допустимым значениям, (наличие развивающихся дефектов), общая оценка технического состояния приводится как "нормальное", "рабочее", "ухудшенное" и "предаварийное".

с " " 20 года по " " 20 года.

Основные сведения				Результаты осмотров и диагностических измерений					Другие виды контроля			Оценк а состоя ния
Анкер ный пролет , № первой и послед ней опор	Марка провода	Год устано вки	Месяц и год послед него осмотр а диагно стичес кого контро ля	Отсутствие дефектов, превышающих допустимые величины								
				Целост ность провода	Корроз ионны й износ сердеч ника	Защита от вибрац ии	Защита от гололе да	Защита от пляски				

Примечание – в ячейках таблицы результат обозначается знаками "плюс", "минус" или "плюс-минус". Знаки "+", "-" означают соответствие или несоответствие результата регламентных проверок нормативам (отсутствие или наличие явно выраженных дефектов), знак "+" означает, что параметры элемента ВЛ близки к предельно допустимым значениям, (наличие развивающихся дефектов), общая оценка технического состояния приводится как "нормальное", "рабочее", "ухудшенное" и "предаварийное".

с " " 20 года по " " 20 года.

№ опоры	Марка провода	Выявленные дефекты					ЗаклЮчения и рекомендацИИ
		Количество оборванных проволок провода, шт.	Коррозионный износ сердечника, %	Количество и марка отсутствующих и х гасителей вибрации, шт.	Количество и марка отсутствующих и х ограничителей гололеда, шт.	Количество и марка отсутствующих и х гасителей пляски, шт.	

с " " 20 года по " " 20 года.

[illegible]

проле т		Год устано вки	диагн остиче ского контр оля	ы й износ	н , раков ин	рных соеди нений	пальц ы , гайки	зажим ов	тствие проект ту				
------------	--	----------------------	--	--------------	--------------------	------------------------	-----------------------	-------------	------------------------	--	--	--	--

Примечание – в ячейках таблицы результат обозначается знаками "плюс", "минус" или "плюс-минус". Знаки "+", "-" означают соответствие или несоответствие результата регламентных проверок нормативам (отсутствие или наличие явно выраженных дефектов), знак "±" означает, что параметры элемента ВЛ близки к предельно допустимым значениям, (наличие развивающихся дефектов), общая оценка технического состояния приводится как "нормальное", "рабочее", "ухудшенное" и "предаврийное".

Дефектная ведомость № технического состояния элементов "Линейная арматура"

Наименование ВЛ _____

Период проведения оценки технического состояния

с " ____ " ____ 20 ____ года по " ____ " ____ 20 ____ года.

№ опоры	Марка	Выявленные дефекты					Заключени я и рекоменда ции
		Коррозион ный износ, %	Размеры трещин, мм	Износ от истирания, остаточно е сечение, %	Количество и марка отсутству ющих шпильков, болтов, пальцев, гаек, шт.	Температу ра нагрева соедините ля и провода, 0 С	Количество и марка не соответств ующих проекту, шт.

9. "Изоляторы"

Сводная ведомость № технического состояния элементов "Изоляторы"

Наименование ВЛ _____

ПЭС _____

Период проведения оценки технического состояния

" ____ " ____ 20 ____ года по " ____ " ____ 20 ____ года.

Основные сведения				Результаты осмотров		Другие виды контроля			Оценка состояния
№ опор	Тип	Г о д выпуска	Месяц и г о д последние го осмотра, диагностических измерений	Отсутствие дефектов, превышающих допустимые величины		Распределение напряжений по подвесным изоляторам			
				Дефектные изоляторы в гирлянде	Следы перекрытия по гирлянде изоляторов				

Примечание – в ячейках таблицы результат обозначается знаками "плюс", "минус" или "плюс-минус". Знаки "+", "-" означают соответствие или несоответствие результата регламентных проверок нормативам (отсутствие или наличие явно выраженных дефектов), знак "±" означает, что параметры элемента ВЛ

близки к предельно допустимым значениям, (наличие развивающихся дефектов), общая оценка технического состояния приводится как "нормальное", "рабочее", "ухудшенное" и "предаварийное".

Дефектная ведомость № технического состояния элементов "Изоляторы"

Наименование ВЛ _____

Период проведения оценки технического состояния

с " ____ " ____ 20 ____ года по " ____ " ____ 20 ____ года.

№ опоры	Тип опоры	Выявленные дефекты		Заклучения и рекомендации
		Количество дефектных изоляторов в гирлянде, шт.	Количество перекрытых изоляторов в гирлянде, шт.	

10. "Заземляющие устройства"

Сводная ведомость № технического состояния элементов "Заземляющие устройства"

Наименование ВЛ _____

ПЭС

Период проведения оценки технического состояния с "____" ____ ____ 20____ года по "____" ____ ____ 20____ года.				Результаты осмотров				Другие виды контроля			Оценка состоян ия
Исходные параметры											
№ опор	Срок службы	Матери а л заземли теля и его сечение	Месяц и год послед него осмотр а диагнос тически х измере ний	Отсутствие дефектов, превышающих допустимые величины							
				Корроз ионный износ	Целост ность	Сопрот ивлени е заземли телей опор ВЛ	Удельн о е сопрот ивлени е грунта				

Примечание – в ячейках таблицы результат обозначается знаками "плюс", "минус" или "плюс-минус". Знаки "+", "-" означают соответствие или несоответствие результата регламентных проверок нормативам (отсутствие или наличие явно выраженных дефектов), знак "±" означает, что параметры элемента ВЛ близки к предельно допустимым значениям, (наличие развивающихся дефектов); общая оценка технического состояния приводится как "нормальное", "рабочее", "ухудшенное" и "предаварийное".

Дефектная ведомость № технического состояния элементов "Заземляющие устройства"

Наименование ВЛ _____

Период проведения оценки технического состояния

с " ____ " ____ 20 ____ года по " ____ " ____ 20 ____ года.

№ опоры		Выявленные дефекты			Заклучения и рекомендации
		Количество и материал оторванных	Коррозионный износ, % от	Сопротивление заземляющего	

	Материал заземлителя и его сечение	заземлителей, шт.	первоначальн ого сечения	устройства опор ВЛ, Ом	Удельное сопротивлени е грунта, Ом	

11. "Трубчатые разрядники"

Сводная ведомость № технического состояния элементов "Трубчатые разрядники"

Наименование ВЛ _____

ПЭС _____

Период проведения оценки технического состояния

с " ____ " ____ 20 ____ года по " ____ " ____ 20 ____ года.

Основные сведения								Результаты осмотров					Другие в и д ы контроля			
								Отсутствие дефектов, превышающих допустимые величины								
№ опор ы	Фаза	Тип	Год изгот овлен ия	U _н , кВ	Гара нтий ный срок, лет	Друг и е техни чески е данн ые	Меся ц и год после днего осмо тра диагн остич еских изме рени й	Внеш ний искро вой пром ежут ок	Нача льны й диа метр дугог асите льного о канал а	Коне чный диам етр дугог асите льного о канал а	Нача льная длин а внутр еннег о искро вого пром ежут ка	Коне чная длин а внутр еннег о искро вого пром ежут ка			Оцен к а состо яния	

Примечание – в ячейках таблицы результат обозначается знаками "плюс", "минус" или "плюс-минус".
Знаки "+", "-" означают соответствие или несоответствие результата регламентных проверок нормативам
(отсутствие или наличие явно выраженных дефектов), знак "±" означает, что параметры элемента ВЛ
близки к предельно допустимым значениям, (наличие развивающихся дефектов); общая оценка
технического состояния приводится как "нормальное", "рабочее", "ухудшенное" и "предаварийное".

Дефектная ведомость № технического состояния элементов "Трубчатые разрядники

"

Наименование ВЛ _____

Период проведения оценки технического состояния

с " ____ " ____ 20 ____ года по " ____ " ____ 20 ____ года.

№ опор	Фаза	Тип	Выявленные дефекты				Заключи и рекоме нда ции
			Расстояни е внешнего искрового промежут ка, мм	Начальны й диаметр дугогасите льного канала, мм	Конечный диаметр дугогасите льного канала, мм	Начальная длина внутренне г о скрового промежут ка, мм	Конечная длина внутренне г о искрового промежут ка, мм

12. "Ограничители перенапряжения"

Сводная ведомость № технического состояния элементов "Ограничители перенапряжения"

Наименование ВЛ _____

ПЭС _____

Основные сведения								Результаты осмотров			Другие виды контроля		Оценк а состоя ния
№ опоры	Фаза	Тип	Год изгото влени я	Ун, кВ	Гаран тийны й срок , лет	Други е техни ческие данны е	Дата после дних диагн остиче ских измер ений	Отсутствие дефектов, превышающих допустимые величины					
								Сопро тивле ние	Ток прово димос ти при выпря мленн о м напря жении	Тепло визио нный контр оль			
Примечание – в ячейках таблицы результат обозначается знаками "плюс", "минус" или "плюс-минус". Знаки "+", "-" означают соответствие или несоответствие результата регламентных проверок нормативам (отсутствие или наличие явно выраженных дефектов), знак "±" означает, что параметры элемента ВЛ близки к предельно допустимым значениям, (наличие развивающихся дефектов), общая оценка технического состояния приводится как "нормальное", "рабочее", "ухудшенное" и "предаварийное".													

Период проведения оценки технического состояния
с "____" _____ 20__ года по "____" _____ 20__ года.
Дефектная ведомость № технического состояния элементов "Ограничители перенапряжения"
Наименование ВЛ _____

Период проведения оценки технического состояния
с "____" _____ 20__ года по "____" _____ 20__ года.

№ опоры	Фаза	Тип	Выявленные дефекты			Заключения и рекомендации
			Сопротивление	Ток проводимости при выпрямленном напряжении	Тепловизионный контроль	

13. "Система плавки гололеда"
Сводная ведомость № технического состояния элементов "Система плавки гололеда"
Наименование ВЛ _____

ПЭС _____

Период проведения оценки технического состояния
с "____" _____ 20__ года по "____" _____ 20__ года.

--	--	--	--

№ опор пролет ов	Трасс ВЛ	Опор	Оттяж е к опор	Фунда ментов	Прово дов	Грозоз ащитн ых тросов	Линей ной армату ры	Изолят оров	Защел яющих устрой ств	Трубча тых разряд ников и ОПН	Систе м плавки гололе да	Эффек тивнос т и работы защит ы от вибрац ий, пляски , гололе да
---------------------------	-------------	------	----------------------	-----------------	--------------	---------------------------------	------------------------------	----------------	---------------------------------	---	--------------------------------------	---

Примечание - в ячейках таблицы результат обозначается знаками "плюс", "минус" или "плюс-минус". Знаки "+", "-" означают соответствие или несоответствие результата регламентных проверок нормативам (отсутствие или наличие явно выраженных дефектов), знак "±" означает, что параметры элемента ВЛ близки к предельно допустимым значениям, (наличие развивающихся дефектов), общая оценка технического состояния приводится как "нормальное", "рабочее", "ухудшенное" и "предварийное".

Приложение 3
к Методическим указаниям
по оценке технического состояния
воздушных линий электропередачи
напряжением от 35 до 1150 кВ

Заключение об оценке технического состояния

_____ напряжением _____ кВ
(наименование элемента ВЛ)
ВЛ _____ энергопередающая организация _____
1. Согласно программе проведения оценки технического состояния
ВЛ _____ проведен анализ документации, условий эксплуатации,
технического состояния _____

_____, полный
перечень и
(наименование элемента ВЛ) основные параметры которых приведены в сводной
ведомости
№ _____.
1. Рассмотрена документация:
1)
2)
3)
(указать наименование всех рассмотренных документов - паспортов, стандартов,
монтажных чертежей, инструкций по эксплуатации, формуляров, журнала дефектов,
протоколы испытаний, измерений и анализов, ремонтной, конструкторская и другой
документация)

3. За время эксплуатации на ВЛ проводились ремонты в следующем объеме:

(указать виды, количество ремонтов, связанных с восстановлением работоспособности элемента ВЛ)

4. Диагностический контроль проводился в соответствии с требованиями нормативно-технических документов _____

(указать основные документы)

Для элементов ВЛ _____ проведены обследования и

(указать элементы) (указать годы)

измерения специализированными диагностическими методами (в том числе в объеме комплексных обследований ВЛ) _____

(указать методы и годы проведения работ)

5. По результатам, осмотров, диагностического контроля, ремонтов установлено:

1) Предаврийное состояние имеют: _____

(наименование функционально - технологической группы, № опор)

Указанные элементы ВЛ требует вывода из работы (замены) проведения ремонтных в объеме, указанных в дефектной ведомости № _____

2) Удовлетворительное состояние имеют _____

(наименование функционально - технологической группы, №№ опор)

Указанные элементы ВЛ требует проведения ремонтных работ, учащенного диагностического контроля, др. мероприятий указанных в дефектной ведомости № _____

3) Нормальное и рабочее состояние имеют все
другие _____ перечисленные в сводной ведомости № ____ /
(наименование элементов ВЛ)

Эксплуатация этих элементов ВЛ может проводиться без ограничений и
дополнительных технических мероприятий.

Приложения:

1. Сводная ведомость № _____ технического состояния

(наименование технологической группы)

2. Дефектная ведомость элементов ВЛ.

3. Выписки из актов и протоколов ранее проведенных ремонтов и комплексных
диагностических обследований.

4. Копии протоколов измерений и анализов, элементов ВЛ, требующих вывода из
работы, проведения капитальных ремонтов до следующего планового срока оценки
технического состояния элементов ВЛ, допущенных к работе при
неудовлетворительных
диагностических показателях.

5. Заключение о техническом состоянии независимых организаций.

Заключение об оценке технического состояния _____

ВЛ

_____ напряжением _____ кВ энергопередающая организация

Протокол № _____ заседания комиссии по оценке технического состояния

Председатель комиссии

Должность _____ подпись _____ Ф.И.О.

Приложение 4
к Методическим указаниям
по оценке технического состояния
воздушных линий электропередачи
напряжением от 35 до 1150 кВ
Форма

Протокол-заключение по результатам оценки технического состояния воздушных
линий электропередачи напряжением от 35 до 1150 кВ

Предприятие электрических сетей _____

Утверждаю

Технический руководитель

Энергопередающей организации

" ____ " _____ 20 ____ г

Протокол-заключение
по результатам оценки технического состояния

(наименование ВЛ)

1. Комиссия в составе:

Председатель:

(должность, Ф.И.О.,)

Члены комиссии:

(должность, Ф.И.О.,)

(должность, Ф.И.О.,)

действовала с " ____ " _____ " по " ____ " _____ на основании

(основание для выполнения оценки технического состояния - номер приказа)

и выполнило оценку технического состояния элемента ВЛ _____

энергопередающей организации

2. Заключение распространяется на технологические группы (элементы) ВЛ:

1) _____

2) _____

3) _____

3. В результате работы комиссии установлено:

1) Элемент ВЛ отвечает требованиям нормативно-технических документов, не имеет

дефектов, препятствующих дальнейшей работе, и может эксплуатироваться без ограничений

и дополнительных технических мероприятий до следующей оценки технического состояния

за исключением приведенного в подпунктах 2 и 3 настоящего пункта 3;

2) Оборудование, указанное ниже, имеет дефекты, но рекомендуется к работе при проведении следующих технических мероприятий

№ опор	Элементы	Мероприятие (замена, ремонт, контроль)	Сроки

3) Элементы ВЛ, имеющие значительные дефекты, эксплуатация которых сопряжена

с высокой вероятностью технологических нарушений, выводятся из работы в сроки

--	--	--	--

№ опор	Элементы	Срок вывода оборудования из эксплуатации	Обоснование

4. Допустить эксплуатацию ВЛ _____ при выполнении требований документов, указанных в Правил и в ПУЭ.

5. Очередную (внеочередную) оценку технического состояния элемента ВЛ провести _____ 20 г.

Председатель комиссии

Должность подпись Ф.И.О.

Члены комиссии

Должность подпись Ф.И.О.

Должность подпись Ф.И.О.

6. Приложения:

1) перечень проанализированных комиссией материалов:

2) технические заключения для функционально-технологических групп (элементов ВЛ), прошедших оценку технического состояния.

3) сводные ведомости №№ _____.

4) дефектные ведомости №№ _____

Приложение 37
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 6 января 2017 года
№ 2

Методические указания по организации работы по технике безопасности на электростанциях

Глава 1. Общие положения

1. Настоящие Методические указания по организации работы по технике безопасности на электростанциях (далее – Методические указания) разработаны в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. Настоящие Методические указания для всех энергетических систем, тепловых и гидравлических электростанций, электрических и тепловых сетей и других организаций, занимающихся вопросами обслуживания энергетического оборудования.

3. Настоящие Методические указания предназначены для помощи в практической работе инженеров по технике безопасности и руководителей структурных подразделений (начальников, мастеров цехов, служб, участков) при обслуживании энергетического оборудования электростанций.

4. В настоящих Методических указаниях применяются следующие основные понятия и определения:

1) предприятие – организация, осуществляющая производство электрической и (или) тепловой энергии для собственных нужд и (или) реализации;

2) организация – строительно-монтажное управление, автотранспортное предприятие (управление), механизированная колонна, наладочная организация, специальное конструкторское бюро, проектный институт, научно-исследовательский институт и другие первичные организации системы Министерства энергетики Республики Казахстан, занятых вопросами эксплуатации и ремонта энергетического оборудования;

3) оборудование – энергетическое, технологическое, обрабатывающее, вентиляционное, специальное оборудование (например, для систем пожаротушения, пылегазоочистки), грузоподъемные механизмы и строительные машины, различные производственные механизмы и станки;

4) коммуникации – технологические трубопроводы, трубопроводы для топливного газа и мазута, водопроводные и канализационные сети;

5) безопасность труда – состояние условий труда, при котором исключено воздействие на работающих опасных и вредных производственных факторов.

Глава 2. Область применения

5. Основными задачами работы в области техники безопасности при эксплуатации энергетического оборудования является создание безопасных условий труда, обучение персонала безопасным приемам работ, выявление и устранение причин производственного травматизма, повышение культуры производства, разработка и осуществление организационно-технических мероприятий по предупреждению и снижению производственного травматизма и заболеваемости.

6. Настоящие Методические указания предлагают единую систему организации работы по технике безопасности, функции структурных подразделений и должностных лиц в этой работе.

7. Внедрение единой системы организации работы по технике безопасности предусматривает:

1) приведение работы по технике безопасности к определенной системе с участием в ней руководящих и инженерно-технических работников предприятий и органов управления энергетикой;

2) обеспечение на высоком техническом и организационном уровне контроля за безопасностью работ на всех стадиях производства;

3) создание условий, при которых обеспечивается не только своевременное устранение каких-либо нарушений, но и их предупреждение;

4) участие в профилактической работе по предупреждению производственного травматизма общественности и трудовых коллективов;

5) организацию планирования, постоянного контроля и учета проводимой работы по технике безопасности на всех уровнях управления производством, анализ этой работы и ее оценку, широкое использование принципов морального и материального стимулирования за снижение производственного травматизма и заболеваемости, за достижение успехов в области безопасности труда.

8. Инструктаж, обучение и проверка знаний Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 31 марта 2015 года № 253 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10907) (далее – Правила техники безопасности) рабочих и инженерно-технических работников организовываются в соответствии с действующим законодательством Республики Казахстан. Объем проверки знаний определяется инструкциями применительно к данной профессии или должности.

9. На предприятиях и в организациях проводится трехступенчатый контроль за состоянием техники безопасности рабочих мест в цехах, службах, участках и других производственных подразделениях в соответствии с настоящим Методическим указанием, приказами, циркулярными письмами, нормативными материалами вышестоящих организаций и положениями о проведении контроля состояния техники безопасности рабочих мест на электростанциях.

10. Специальный надзор по технике безопасности на предприятиях и организациях осуществляют государственные органы и инспекции Республики Казахстан по направлениям в пределах закрепленных полномочий, не зависящие в своей деятельности от администрации предприятий, организаций и их вышестоящих организаций.

11. Несчастные случаи на производстве рекомендуется расследовать и учитывать в соответствии с Правилами работы с персоналом в энергетических организациях, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 26 марта 2015 года № 234 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10830) (далее – Правила работы с персоналом) и Правилами проведения расследования и учета технологических нарушений в работе

единой электроэнергетической системы, электростанций, районных котельных, электрических и тепловых сетей, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 121 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10558) (далее – Правила проведения расследования).

12. Общественный контроль за соблюдением Правил техники безопасности на предприятии или в организации осуществляют органы профсоюзов, а также их представители: комиссия по технике безопасности профсоюзного комитета, общественный инспектор, внештатный технический инспектор по технике безопасности профсоюза, которые в своей работе руководствуются законодательством Республики Казахстан.

13. В настоящих Методических указаниях рекомендуются функции структурных подразделений и обязанности должностных лиц применительно к типовым структурам управления производством.

Глава 3. Функции отделов (служб) и обязанности работников предприятий и организаций

14. Система организации работы по технике безопасности на предприятии предусматривает:

- 1) активное участие в этой работе всех работников предприятия;
- 2) рекомендуемое выполнение всеми инженерно-техническими работниками обязанностей, изложенных в данном разделе настоящих Методических указаний, а также сообщение рабочими Правил техники безопасности и своих обязанностей, изложенных в Правилах техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей;
- 3) постоянный контроль со стороны всех инженерно-технических работников предприятия за соблюдением работающими Правил техники безопасности;
- 4) осуществление мер по своевременному выявлению и ликвидации факторов, приводящих к нарушению Правил техники безопасности;
- 5) систематический учет и контроль по установленным на предприятии показателям проводимой профилактической работы по технике безопасности, а также анализ и ежемесячную оценку этой работы в каждом цехе (службе, участке);
- 6) материальное стимулирование коллективов цехов (служб, участков) в достижении высокого уровня в профилактической работе по технике безопасности;
- 7) обеспечение безопасности производственного оборудования, производственных процессов, безопасности зданий и сооружений, обеспечение работающих средствами индивидуальной защиты;
- 8) организацию лечебно-профилактического, санитарно-бытового обслуживания.

15. Общее руководство работой по технике безопасности, согласно законодательству, возлагается на руководителя (генерального директора, начальника, управляющего) предприятия.

16. Непосредственное организационно-технической работой по созданию безопасных и здоровых условий труда на предприятии, а также руководство работой отдела (бюро) охраны труда и техники безопасности, а в автотранспортном предприятии – работой службы безопасности дорожного движения, возлагается на технического руководителя предприятия.

17. Внедрение и соблюдение настоящей системы организации работы по технике безопасности обеспечивают:

1) в целом по предприятию – руководитель и технический руководитель предприятия;

2) в производствах, цехах, службах, мастерских, транспортных хозяйствах и других подразделениях предприятия – их руководители, а также заместители руководителя предприятия и руководители обще управленческих служб (отделов), которым они подчинены.

Глава 4. Руководитель предприятия

18. Руководителю предприятия рекомендуется:

1) обеспечение соблюдения дисциплины, Правил техники безопасности и норм техники безопасности, а также выполнение постановлений и решений правительства Республики Казахстан и профсоюзных органов, приказов и указаний вышестоящих организаций, предписаний государственных органов осуществляющих контрольные функции в сфере электроэнергетики и технических инспекторов предприятия и профсоюза по вопросам безопасности труда;

2) рассмотрение и утверждение согласованного плана улучшения условий по технике безопасности и организация его материально-техническое и финансовое обеспечение. Ежеквартально с профсоюзным комитетом предприятия рассматривает ход выполнения плана и правильное расходование средств;

3) совместно с профсоюзным комитетом предприятия – обеспечение организации соревнованиями, смотрами и конкурсами, направленными на улучшение состояния техники безопасности, предусмотренные выделение из фонда материального поощрения денежных средств для премирования рабочих, служащих и инженерно-технических работников, достигших высоких показателей в данном направлении;

4) при проведении оперативных (селекторных) совещаний с главными специалистами, руководителями производств, цехов и служб предприятия по

производственным вопросам руководителю предприятия рекомендуется требовать от них доклада об имевших место нарушениях дисциплины, инструкций, Правил техники безопасности и принятых мерах по их устранению;

5) не реже одного раза в месяц заслушивать отчеты руководителей отдела охраны труда и техники безопасности, отдельных цехов (служб) и производств, главных специалистов и своих заместителей о состоянии условий и безопасности труда с изданием распорядительного документа с указанием ответственных лиц и сроков устранения нарушений;

6) по завершению каждого полугодия итоги работы и меры по дальнейшему улучшению охраны труда совместно с комитетом профсоюза рассматривать на профсоюзном активе (конференции);

7) организовывать выполнение и обеспечение соблюдения требований расследования и учета несчастных случаев на производстве согласно Правилам техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 122 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10859) (далее – Правила техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей). Представляется статистическая отчетность о несчастных случаях, связанных с производством, о выполнении плана улучшения условий по технике безопасности;

8) рассматривать материалы о несчастных случаях и нарушениях Правил техники безопасности. Принимает меры по предупреждению подобных случаев и налагает дисциплинарные взыскания на виновных лиц;

9) ежемесячно организовывать проверку состояния техники безопасности в производственных подразделениях, участвует в их проверке, принимать меры по устранению выявленных недостатков;

10) организовывать обеспечение работающих спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты и также химчистку, стирку и ремонт спецодежды и спецобуви;

11) осуществлять систематические внезапные проверки рабочих мест в части выполнения работниками Правил техники безопасности;

12) утверждать план-график работы с персоналом и обеспечивает его выполнение.

Глава 5. Технический руководитель предприятия

19. Техническому руководителю предприятия рекомендуется:

1) рассмотрение и утверждение планов работ отдела техники безопасности предприятия, в автотранспортном предприятии - планов работ службы безопасности дорожного движения, контролировать их выполнение;

- 2) руководство разработкой перспективного плана улучшения условий по технике безопасности, организация контроля за их выполнением;
- 3) обеспечение внедрения и соблюдения Правил техники безопасности;
- 4) организовывается контроль за полнотой разработки мер, обеспечивающих безопасные и здоровые условия труда в проектах вновь строящихся, реконструируемых и расширяемых производств, в проектах производства работ и технологических картах;
- 5) рассматривать и утверждать совместно с комитетом профсоюза инструкции по технике безопасности, обеспечивать их своевременную разработку и пересмотр;
- 6) обеспечивать организации и проведение трехступенчатого контроля за соблюдением работниками безопасных приемов и методов работы, по технике безопасности. Ежемесячно участвовать в проверках состояния техники безопасности в одном из подразделений. Выявленные недостатки отмечать в актах проверки;
- 7) осуществлять систематические внезапные проверки рабочих мест в части соблюдения работниками Правил техники безопасности, издавать распорядительный документ с указанием ответственных лиц и сроков исполнения;
- 8) организовывать и контролировать выполнение приказов и указаний Министерства энергетики Республики Казахстан, а также предписаний государственных органов осуществляющих контроль в сфере электроэнергетики и технических инспекторов предприятия и профсоюза по вопросам безопасности труда;
- 9) организовывать расследование несчастного случая в соответствии с Правилами проведения расследования;
- 10) рассматривать нарушения Правил безопасности, применять меры дисциплинарного воздействия и вносить руководителю предприятия предложения о наложении дисциплинарных взысканий на виновных лиц в соответствии с правилами внутреннего трудового распорядка;
- 11) организовывать подготовку и повышение квалификации рабочих и инженерно-технических работников безопасности труда согласно Правилам работы с персоналом. Принимает меры по оснащению учебной базы предприятия рекомендуемыми пособиями, техническими средствами обучения, учебно-тренировочными полигонами;
- 12) рассматривать результаты комиссий по проверке знаний руководящими инженерно-техническими работниками структурных подразделений предприятия Правил техники безопасности, норм и инструкций, определяющих безопасность труда при выполнении работ, принимать решения в отношении подчиненного персонала, прошедшего и не прошедшего проверку знаний;
- 13) осуществлять контроль за правильной постановкой инструктажа и обучения техники безопасности, за соблюдением установленного порядка допуска производственного персонала к самостоятельной работе;

14) обеспечивать допуск к самостоятельной работе вновь принятых и переведенных на другую работу инженерно-технических работников только после получения решения соответствующей комиссии о знании ими Правил техники безопасности, норм и инструкций, определяющих безопасность труда;

15) не реже 1 раза в месяц, кроме ежемесячных дней техники безопасности, проводить с главными специалистами, руководителями цехов и служб совещания по вопросам улучшения состояния техники безопасности, предупреждения производственного травматизма и заболеваемости;

16) определять тематику работ для рационализаторов и изобретателей, проведение научно-исследовательских и проектно-конструкторских работ, направленных на обеспечение безопасности труда, осуществлять методическое руководство проводимыми на предприятии перспективными разработками в этой области и организовывать их внедрение;

17) организовывать пропаганду и внедрение безопасных приемов труда и передовых методов работы на предприятии;

18) обеспечивать безопасность производственного оборудования и производственных процессов;

19) утверждать годовые планы-графики проверки знаний персоналом Правил техники безопасности и обеспечивает их выполнение.

Глава 6. Лицо, ответственное по строительству

20. Лицу, ответственному по строительству, рекомендуется:

1) организовывать рассмотрение проектов на строительство новых, реконструкцию и расширение действующих объектов с целью проверки соответствия их строительным нормам и Правилам техники безопасности;

2) согласовывать порядок работы подрядной строительно-монтажной организации на территории предприятия с учетом обеспечения безопасности ведения работ;

3) организовывать и совместно с соответствующими службами осуществлять контроль за пусковыми комплексами строящихся и реконструируемых объектов в части своевременного выполнения работ по технике безопасности;

4) обеспечивать приемку (сдачу) в эксплуатацию законченных строительством объектов в полном соответствии с действующими нормами и правилами и отказывать в приемке их в эксплуатацию с отступлениями от проекта, недоделками, ухудшающими безопасность труда;

5) принимать участие в разработке соответствующих разделов плана улучшения условий по технике безопасности, связанных с капитальным строительством в установленные планом сроки;

6) осуществлять руководство работой по созданию безопасных условий труда в подчиненных ему подразделениях, организовывать пропаганду по безопасности труда

и обмен опытом в работе по технике безопасности, следить за соблюдением работниками безопасности труда, не реже 1 раза в месяц организовывать и возглавлять работу комиссии по проверке условий и безопасности труда в одном или нескольких подразделениях, принимать участие в комиссиях предприятия по проверке знаний инженерно-техническими работниками правил, норм и инструкций, определяющих безопасность труда при выполнении работ в строительстве, контролировать своевременное расследование несчастных случаев, рассматривать материалы расследования и нарушения Правил техники безопасности, принимать меры по исключению их повторения согласно Правилам проведения расследования, организовывать и контролировать выполнение мероприятий, направленных на улучшение условий и обеспечение безопасности труда, запрещать работы, если они создают угрозу жизни или здоровью людей;

7) обеспечивать безопасность зданий и сооружений (строящихся, эксплуатируемых) ;

8) осуществлять систематически внезапные проверки рабочих мест в части выполнения работниками Правил техники безопасности.

Глава 7. Лицо, ответственное по кадрам и быту

21. Лицу, ответственному по кадрам и быту, рекомендуется:

1) обеспечивать оформление приема на работу рабочих, служащих и инженерно-технических работников только после прохождения в установленном порядке медицинского осмотра и вводного инструктажа;

2) организовывать работу по укреплению трудовой дисциплины, соблюдению законодательства о труде и правил внутреннего трудового распорядка;

3) контролировать своевременное прохождение работниками предварительных и периодических медицинских осмотров;

4) контролировать правильность заполнения трудовых книжек работающих в соответствии с действующей инструкцией и перечня должностей, представление льгот за вредные условия труда;

5) осуществлять планирование, организует работу и контролирует подготовку, переподготовку и повышение квалификации персонала.

Глава 8. Лицо, ответственное по общим вопросам

22. Лицу, ответственному по общим вопросам, рекомендуется:

1) организовывать своевременное снабжение материалами, оборудованием, арматурой и приборами для выполнения мероприятий по улучшению условий, обеспечению безопасности труда;

2) организовывать надлежащее техническое обслуживание, своевременный ремонт и безопасную эксплуатацию транспортных средств и оборудования, а также подъемно-транспортных механизмов, находящихся в его ведении. Организовывать безопасное движение транспортных средств. Не использовать неисправный транспорт и управления им лицами, не имеющими прав на вождение;

3) обеспечивать надзор за безопасным состоянием дорог, путей движения пешеходов, проездов и погрузочно-разгрузочных площадок и мест, за наличием и состоянием дорожных знаков безопасности и предусмотренной правилами сигнализации;

4) обеспечивать своевременное составление заявок на спецодежду, специальную обувь (спецобувь), средства защиты и предохранительные приспособления, мыло, моющие и дезинфицирующие средства, своевременное из получение, ремонт, химчистку, стирку, хранение и обеспечение ими работников предприятия, своевременное предъявление рекламаций на низкое качество спецодежды, обеспечивать соблюдение правил безопасности при складировании, хранении и отпуске сырья и готовой продукции в складах и на базах предприятия;

5) осуществлять руководство работой по созданию безопасных условий труда в подчиненных ему цехах (службах), отделах, складах, на погрузочно-разгрузочных работах, площадках и на других участках работ, организовывать пропаганду безопасности труда, разработку и своевременную корректировку инструкций по технике безопасности, следить за соблюдением работающими безопасности труда, а водителями - правил движения и перевозки грузов, не реже 1 раза в месяц организовывать и принимать участие в работе комиссии предприятия по проверке условий и безопасности труда в одном или нескольких подразделениях, участвовать в комиссии по проверке знаний инженерно-технических работников правил, норм и инструкций, определяющих безопасность труда при выполнении работ, контролировать своевременное расследование несчастных случаев и дорожных происшествий, рассматривать материалы расследования и нарушения Правил техники безопасности, принимать меры по исключению их повторения, согласно нормативу, указанному в подпункте 2) пункта 6 настоящих Методических указаний, организовывать и контролировать выполнение мероприятий, направленных на улучшение условий и обеспечение безопасности труда, предотвращение дорожно-транспортных происшествий, предотвращать и прекращать работы, движение транспортных средств и перевозку грузов, если они создают угрозу жизни или здоровью людей, обеспечивать санитарно-гигиенические условия труда, организовывать и обеспечивать лечебно-профилактические и санитарно-бытовое обслуживание работающих.

Глава 9. Лицо ответственное по экономическим вопросам

23. Лицу, ответственному по экономическим вопросам, рекомендуется

1) принимать участие в разработке положения о выделение средств на материальное стимулирование победителей и активных участников мероприятий по технике безопасности в размерах, определенных коллективным договором;

2) планировать численность персонала с учетом обеспечения безопасной эксплуатации энерготехнологических установок и проведения планово-предупредительных ремонтов в полном объеме.

Глава 10. Главный технолог, заместитель технического руководителя по производству (технологии) предприятия

24. Главному технолог, заместителю технического руководителя по производству (технологии) предприятия рекомендуется:

1) обеспечивать применение совершенной организации и новейшей технологии производства, позволяющие создание безопасности труда для работников;

2) организовывать разработку и внесение изменений в технологические схемы и технологию производства, если они не обеспечивают безопасность труда. Согласовывать эти изменения с научно-исследовательскими и проектными институтами;

3) обеспечивать своевременную разработку и пересмотр технологических (режимных) карт, инструкций, а также внесение в них изменений в связи с реконструкцией, изменением технологических схем и операций или корректировкой режимов работы;

4) контролировать полноту изложения в технологических (режимных) картах и инструкциях, правил предприятия, действий, допустимых величин различных параметров и мер предосторожности, гарантирующих безопасность технологических процессов и операций;

5) рассматривать рекомендации научно-исследовательских институтов, проекты совершенствования существующих и введения новых технологических процессов и операций, предложения по внедрению изобретений, новой техники и технологии. При наличии в них недоработок, связанных с обеспечением безопасности труда, требовать их устранения;

6) обеспечивать включение в стандарты и ТУ предприятия на выпускаемую продукцию рекомендуемых требований безопасности труда;

7) наблюдать за вновь монтируемое и реконструируемое технологическое оборудование и механизмов соответствию проектным решениям;

8) организовывать систематический контроль за введением технологических процессов и выполнением технологических операций в строгом соответствии с режимными картами, инструкциями, требованиями Правил техники безопасности. При выявлении нарушений, создающих опасность возникновения угрозы жизни и здоровью

работников, рекомендуется немедленно принимать меры по устранению этих нарушений, вплоть до прекращения технологического процесса;

9) ежемесячно организовывать и принимать участие в работе комиссии по проверке условий и безопасности труда не менее чем в одном цехе предприятия. Участвовать в работе комиссий, возглавляемых руководителем и техническим руководителем предприятия;

10) проводить с технологами, заместителями начальников (старшими инженерами) цехов, служб, отвечающими за технологию, детальный разбор каждого нарушения норм ведения технологического процесса и правил выполнения технологической операции, которое могло стать причиной угрозы жизни и здоровью работающих;

11) участвовать в работе комиссии по проверке знаний инженерно-технических работников предприятия правил, норм и инструкций, определяющих безопасность труда при выполнении работ;

12) осуществлять систематически внезапные проверки рабочих мест в части соблюдения работниками, Правил техники безопасности;

13) контролировать работу с персоналом в цехах и подразделениях предприятия;

14) контролировать выполнение планов по технике безопасности службами, цехами и подразделениями предприятий;

15) организовывать работу по технике безопасности в соответствии приложением к настоящим Методическим указаниям.

Глава 11. Служба безопасного дорожного движения предприятия

25. Службе безопасного дорожного движения предприятия рекомендуется:

1) организовывать работу по предупреждению дорожно-транспортных происшествий и контролю технического состояния автотранспортных средств;

2) вести учет и проводить анализ причин дорожно-транспортных происшествий на предприятии, разрабатывать организационно-технические мероприятия, направленные на предупреждение дорожно-транспортных аварий и соблюдение водителями правил дорожного движения;

3) контролировать выполнение мероприятий по предупреждению дорожно-транспортных происшествий;

4) участвовать в комплексных проверках состояния безопасности движения и охраны труда в подведомственных подразделениях и других предприятиях;

5) контролировать работу транспортных подразделений в части обеспечения безопасности дорожного движения и соблюдения правил технической эксплуатации автотранспортных средств;

6) осуществлять систематически внезапные проверки рабочих мест в автотранспортных цехах и линейный контроль транспорта, а также проводит

обследование состояния техники безопасности в них с выдачей предписаний по устранению выявленных нарушений;

7) организовывать работу с персоналом по технике безопасности, участвует в проверке знаний по Правилам техники безопасности и правил дорожного движения лиц, работающих в автотранспортных предприятиях;

8) проводить проверку обеспечения безопасности производственного оборудования, эксплуатируемых зданий, обеспечения работающих санитарно-бытовым обслуживанием, средствами индивидуальной защиты, спецодеждой и спецобувью.

Глава 12. Главный механик, главный энергетик предприятия

26. Главному механику, главному энергетику предприятия рекомендуется:

1) разрабатывать и вносить на утверждение руководства и профкома предприятия инструкции для всех профессий рабочих и должностей служащих вверенного цеха (службы, отдела), обеспечивать этими инструкциями рабочих и служащих и требует от них строгого их соблюдения. Организовывать пересмотр или уточнение указанных инструкций;

2) обеспечивать своевременное и безопасное проведение профилактических осмотров, испытаний, планово-предупредительных ремонтов транспортных средств и оборудования, находящихся в его ведении, выполнение правил безопасности, норм и инструкций при эксплуатации и ремонте электрических и других энергетических установок, отдельных видов оборудования в соответствии с Правилами техники безопасности;

3) организовывать обучение и проверку знаний Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066) (далее – Правила технической эксплуатации), Правил техники безопасности, Правил техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей, Правил пожарной безопасности для энергетических предприятий, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 123 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10799) (далее – Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий), у персонала, связанного с эксплуатацией электрических установок и оборудования в сроки, установленные Правилами работы с персоналом и Правилами проведения квалификационных проверок знаний правил технической эксплуатации и правил безопасности у руководителей, специалистов организаций, осуществляющих производство, передачу электрической и тепловой энергии, для контроля технического состояния и безопасности эксплуатации электроустановок, утвержденными приказом Министра энергетики Республики

Казахстан от 18 марта 2015 года № 210 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11026);

4) контролировать на рабочих местах при эксплуатации и ремонте оборудования наличие и качество инструкций, определяющих безопасность труда;

5) разрабатывать мероприятия по созданию безопасности труда при эксплуатации оборудования электрических и других энергетических установок согласно Правилам техники безопасности;

6) организовать систематический контроль за соблюдением установленных правил безопасности при эксплуатации оборудования электрических и других энергетических установок;

7) один раз в неделю лично проверять соблюдение Правил техники безопасности не менее чем в одном подчиненном ему цехе, участке, подразделении;

8) при выявлении нарушений, создающих опасность возникновения аварий или угрозу жизни и здоровью работающих, немедленно принимать меры по устранению этих нарушений, вплоть до остановки энергетической установки или отдельного оборудования;

9) не допускать к работе лиц, не обученных правилам и приемам безопасного ведения работ или допускающих грубые нарушения установленного внутреннего распорядка и Правил техники безопасности;

10) ежемесячно организовывать и возглавлять работу комиссий по проверке условий и безопасности труда не менее чем в одном подчиненном ему цехе, участке, подразделении. Участвовать в работе комиссий, возглавляемых руководителем и техническим руководителем предприятия;

11) обеспечивать выполнение работ, предусмотренных плана улучшения условий по технике безопасности, приказами и распоряжениями по предприятию, а также номенклатурных мероприятий и предписаний по улучшению техники безопасности в цехах, в других подразделениях;

12) обеспечивать освещенность помещений, рабочих мест, эстакад, открытых парков и складов, территории предприятия в соответствии с нормами освещенности, согласно СН РК 2.04-01 "Естественное и искусственное освещение";

13) обеспечивать составление, своевременное и правильное ведение технических паспортов на оборудование;

14) организовывать надзор за правильным монтажом и эксплуатацией оборудования в соответствии с требованиями паспортов изготовителей оборудования, инструкций, технологических карт, правил и норм техники безопасности, принимать меры по устранению выявленных отступлений;

15) ежеквартально рассматривать с руководящими инженерно-техническими работниками, обслуживающими оборудование цехов и участков, состояние травматизма, анализ нарушений правил производства работ и меры по их ликвидации;

16) обеспечивать выполнение мероприятий, указанных предписаниями и актами проверки состояния техники безопасности, несчастных случаев, в подчиненных ему подразделениях, анализирует причины несчастных случаев, определяет меры по исключению их повторения и информирует об этом руководителей соответствующих цехов;

17) участвовать в работе комиссии по проверке знаний инженерно-техническими работниками подчиненных подразделений по требованиям охраны и безопасности труда при выполнении работ;

18) проводить с руководителями цехов и соответствующих подразделений детальный разбор каждого нарушения эксплуатации оборудования электрических и других энергетических установок, которое могло стать причиной тяжелых несчастных случаев;

19) в процессе монтажа и эксплуатации транспортных средств, механизмов и оборудования выявлять их конструктивные, с точки зрения безопасной эксплуатации, недостатки и направлять рекламации изготовителям оборудования и отделу главного механика и энергетика вышестоящей организации, которой подчинено предприятие;

20) приостанавливать эксплуатацию транспортных средств и оборудования в случаях неудовлетворительного их технического состояния и наличия угрозы возникновения несчастного случая до приведения их в безопасное состояние, уведомлять об этом технического руководителя предприятия;

21) отстранять от работы лиц, не обученных Правилам технической эксплуатации, Правилам техники безопасности, Правилам техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей, Правилам пожарной безопасности для энергетических предприятий и приемам безопасного ведения работ или осуществляющих грубые нарушения указанных правил и приемов работы;

22) обеспечивать ремонт, испытание съемных, грузозахватных приспособлений, средств малой механизации;

23) обеспечивать безопасное состояние эксплуатируемых зданий и сооружений;

24) обеспечивать безопасность производственных процессов;

25) участвовать в комиссии по расследованию несчастных случаев на предприятии;

26) проводить внезапные проверки рабочих мест;

27) обеспечивать работающих средствами индивидуальной защиты и защитными приспособлениями (штангами, указателями, диэлектрическими перчатками, сигнализаторами, переносными заземлениями).

Сноска. Пункт 26 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Глава 13. Начальник производственно-технического отдела предприятия

27. Начальнику производственно-технического отдела предприятия рекомендуется:

- 1) организовывать и контролировать своевременную и качественную разработку и пересмотр технологических карт, планов проведения ремонтов, инструкций по технике безопасности, согласовывает их с профкомом предприятия;
- 2) рассматривать безопасность технологических схем, процессов и операций, обеспечение комфортных условий труда для персонала, обслуживающего энергооборудование, в проектах строительства и реконструкции производства цехов;
- 3) участвовать в ежемесячных проверках состояния условий и безопасности труда в цехах и других подразделениях, возглавляемых руководителями предприятия;
- 4) обеспечивать цехи, участки оперативными и другими журналами, инструкциями, технологическими картами, схемами, планами проведения ремонтов.

Глава 14. Начальник отдела труда и заработной платы предприятия

28. Начальнику отдела труда и заработной платы предприятия рекомендуется:

- 1) проводить работу в области совершенствования организации труда, управления производством, форм и систем материального стимулирования с учетом обеспечения безопасности труда на предприятии;
- 2) совместно со службой охраны труда и техники безопасности рассматривать вопросы установления отдельным категориям работников льгот по вредности и готовит материалы для хозяйства об установлении этих льгот;
- 3) организовывать работу по подготовке коллективного договора и обеспечивает контроль за его выполнением.

Глава 15. Начальник отдела материально-технического снабжения предприятия

29. Начальнику отдела материально-технического снабжения предприятия рекомендуется:

- 1) обеспечивать своевременное и качественное составление заявок на получение спецодежды, спецобуви, индивидуальных средств защиты и предохранительных приспособлений, их получение и выдачу рабочим. Готовить рекламации при выявлении низкого качества полученных изделий;
- 2) не реже 1 раза в месяц совместно с заведующим складами и кладовщиками проверять в каждом складе соблюдение правил безопасности при складировании, хранении и отпуске веществ, материалов и оборудования;
- 3) организовывать своевременное проведение обучения и инструктажа по технике безопасности рабочих и служащих складов и отдела;
- 4) обеспечивать склады схемами размещения в них веществ и материалов, инструкциями и журналами по технике безопасности. Контролировать соблюдение

работниками складов требований безопасности при выполнении погрузочно-разгрузочных работ;

5) участвовать в расследовании загораний и несчастных случаев в складах, принимать меры по их исключению;

6) обеспечивать своевременное снабжение материалами и оборудованием планируемых мероприятий по технике безопасности;

7) обеспечивать на складах противопожарные мероприятия, механизацию ручных работ.

Глава 16. Юрисконсульт предприятия

30. Юрисконсульту предприятия рекомендуется:

1) составлять регрессные иски на убытки, нанесенные предприятию вследствие нарушения Правил техники безопасности;

2) представлять предприятие по регрессным искам, искам на возмещение материального ущерба и по искам пострадавших от несчастных случаев и профессиональных заболеваний;

3) давать правовое заключение по представленным материалам о привлечении работников предприятия к дисциплинарной и материальной ответственности за нарушение Правил техники безопасности.

Глава 17. Главный бухгалтер предприятия

31. Главному бухгалтеру предприятия рекомендуется:

1) организовывать учет и выполнение смет общезаводских расходов на выполнение мероприятий по технике безопасности, приобретение наглядных пособий и средств массовой информации;

2) обеспечивать правильность отнесения статей расходования средств, предназначенных на проведение мероприятий, предусмотренных правилами техники безопасности на предприятии.

Глава 18. Начальник (старший прораб) производственного подразделения (цеха, службы, районных электрических сетей, районных тепловых сетей, строительного и монтажного участков)

32. Начальнику (старший прораб) производственного подразделения (цеха, службы, районных электрических сетей, районных тепловых сетей, строительного и монтажного участков) рекомендуется:

1) разрабатывать и представлять на утверждение руководства и профсоюзного комитета инструкции по технике безопасности для всех профессий и должностей рабочих и инженерно-технических работников, вверенного цеха, обеспечивать этими

инструкциями рабочих и инженерно-технических работников, требовать их строгого соблюдения. Осуществлять своевременный пересмотр, уточнение и замену указанных инструкций;

2) обеспечивать упорядоченные и безопасные условия труда при ведении технологических процессов и выполнении производственных операций, во время эксплуатации и технического обслуживания оборудования, приборов, арматуры, коммуникаций, зданий и сооружений;

3) ежедневно знакомиться с записями в оперативном журнале цеха, а также в журнале дефектов оборудования о состоянии техники безопасности, визировать их, обеспечивать устранение недостатков. Требовать от начальников участков цеха, прорабов доклада в начале рабочего дня о состоянии технологического процесса, оборудования и средств защиты, об имевших место нарушениях норм безопасности труда;

4) своевременно организовывать изучение рабочими и инженерно-техническими работниками новых и пересмотренных инструкций и документации по технике безопасности, осуществляет контроль за исполнением;

5) обеспечивать участки цеха и рабочие места оперативными и другими журналами, инструкциями, технологическими картами, схемами и документацией, плакатами, предупредительными надписями, знаками и стендами по технике безопасности. Контролировать их сохранность и содержание;

6) следить за соблюдением трудовой и производственной дисциплины, безусловным выполнением инструкций, технологических карт (проведения плановых ремонтов) и Правил техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей ведении технологического процесса и производстве различных работ. Рекомендуются пресекать все случаи нарушения дисциплины, правил, указанных в настоящих методических указаниях, инструкций и технологических карт;

7) не реже 1 раза в неделю осуществлять проверку состояния рабочих мест, инструмента, приборов, сигнализации и блокировок, ограждений, вентиляционных систем, помещений и сооружений, а также безопасность их эксплуатации. Принимать меры по устранению обнаруженных недостатков;

8) организовывать обеспечение работающих спецодеждой, спецобувью, защитными средствами, предохранительными приспособлениями, согласно Нормам выдачи специальной одежды и других средств индивидуальной защиты работникам организаций различных видов экономической деятельности, утвержденным приказом Министра здравоохранения и социального развития Республики Казахстан от 8 декабря 2015 года № 943 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 12627);

9) обеспечивать поддержание в постоянном работоспособном состоянии систем и устройств для извещения, сигнализации, а также защиты от аварий, взрывов, пожаров и травматизма;

10) не реже 1 раза в месяц совместно с председателем цеховой комиссии (старшим общественным инспектором) по технике безопасности, других работников цеха в порядке осуществления II ступени контроля производить детальную проверку состояния условий и безопасности труда на каждом участке цеха. Оценивать работу I ступени контроля. Принимать меры по устранению недостатков, выявленных при проверке;

11) обеспечивать включение в ведомости дефектов и выполнение в процессе ремонта мероприятий, рекомендуемых для устранения выявленных опасностей или направленных на создание безопасных условий труда работающих;

12) принимать меры по исключению загазованности и запыленности, снижению уровней шума и вибрации в соответствии с ГОСТ 12.1.003 "Шум. Общие требования безопасности", обеспечению правильной эксплуатации вентиляционных и отопительных установок, нормальных микроклиматических условий и требуемой освещенности в производственных помещениях и на рабочих местах согласно СН РК 2.04-01 "Естественное и искусственное освещение";

13) приостанавливать работу агрегатов, отдельного оборудования, если создается угроза жизни и здоровью работающих;

14) контролировать правильную выдачу нарядов-допусков, распоряжений и специальных разрешений на производство работ, требующих их оформления в соответствии с Правилами техники безопасности при эксплуатации тепломеханического оборудования электростанций и тепловых сетей;

15) обеспечивать выполнение в установленные сроки предписаний, предложений и мероприятий по улучшению условий и обеспечению безопасности труда, предусмотренных актами, планами, приказами и распоряжениями или записанных в актах проверки состояния техники безопасности;

16) обеспечивать своевременное и качественное проведение всех видов обучения и инструктажа рабочих и инженерно-технических работников цеха, а также проверку знаний ими Правил техники безопасности. Принимать участие в комиссии по проверке знаний рабочих, проводит первичный инструктаж вновь принятых и переведенных работников с записью в журнале инструктажей. Издаёт распоряжения о допуске рабочих к самостоятельной работе (после проверки знаний и дублирования на рабочем месте);

17) незамедлительно сообщать руководителю предприятия и отделу техники безопасности о каждом несчастном случае. Участвовать в комиссии по расследованию

несчастного случая в сроки и порядке, установленными Правилами проведения расследования. Составлять акты о несчастных случаях, разрабатывать мероприятия и направлять их для утверждения руководителю предприятия;

18) ежемесячно проводить совещание с инженерно-техническими работниками, бригадами и общественными инспекторами по технике безопасности, на котором рассматривать выполнение запланированных цехом мероприятий по технике безопасности, разбирать имевшие место случаи нарушения Правил техники безопасности и их последствия, меры по повышению дисциплины и обеспечению безопасности труда. Доводить до сведения приказы, распоряжения и другие материалы по технике безопасности. Решение совещания оформляется протоколом (распоряжением);

19) по завершению каждого полугодия проводить общее собрание всех работников цеха, на котором обсуждается соблюдение работниками цеха инструкций и Правила техники безопасности при выполнении работ, а также выполнение мероприятий, обеспечивающих безопасность труда работающих. Решение собрания оформлять протоколом;

20) совместно с профсоюзной организацией цеха анализировать работу общественных инспекторов и намечать мероприятия, направленные на активизацию их работы;

21) организовывать своевременное прохождение работниками цеха периодических медицинских осмотров;

22) налагать в пределах предоставленных прав взыскания, представлять материалы директору предприятия для принятия дисциплинарных мер к нарушителям инструкций и Правил техники безопасности при выполнении работ;

23) представлять материалы руководству предприятия на поощрение работников цеха за образцовое поведение и активное содействие в соблюдении Правил техники безопасности работниками цеха.

Сноска. Пункт 32 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

33. На производственных собраниях персонала участков и смен цеха рекомендуется :

1) рассматривать отношение отдельных работников к выполнению требований техники безопасности;

2) обсуждать недостатки в содержании рабочих мест, оборудования, средств защиты, предохранительных устройств и ограждений;

3) информировать о несчастных случаях и других происшествиях;

4) доводить до сведения приказы, распоряжения и указания по улучшению техники безопасности;

5) намечать мероприятия по предупреждению несчастных случаев в цехе, участке.

Глава 19. Мастер, старший мастер цеха, начальник участка цеха, производитель работ строительного и монтажного участков

34. Мастеру, старшему мастеру цеха, начальнику участка цеха, производителя работ строительного и монтажного участков рекомендуется:

1) обеспечивать соблюдение рабочими требований правил и инструкций по технике безопасности и применения безопасных приемов при производстве работ;

2) ежедневно производить проверку исправности и правильной эксплуатации оборудования. Принимать меры к устранению выявленных недостатков. Неисправности в работе оборудования, которые не могут быть устранены и имеется явная опасность для работников, прекращать их работу и извещать об этом руководство цеха;

3) организовывать планово-предупредительный ремонт оборудования, обеспечивающий его безопасную эксплуатацию;

4) своевременно знакомить бригадиров и рабочих с проектами производства работ (технологическими картами), утвержденными в установленном порядке. Организовывать работы в соответствии с проектами производства работ. Контролировать соблюдение рабочими правил безопасности при ведении работ на участке. Принимать меры по устранению нарушений при явной опасности для работающих, приостанавливать выполнение работ;

5) при получении (выдачи) нарядов-допусков и распоряжений на производство работ, которые требуют их оформления, допускать к выполнению работ с получением нужных разрешений;

6) проводить периодические и внеочередные (внеплановые) инструктажи, инструктажи на рабочих местах по технике безопасности с оформлением их в журнале инструктажей, наряде-допуске;

7) перед началом работ проверять соответствие требованиям безопасности инструмента, оборудования, механизмов, предохранительных приспособлений, средств защиты, лесов, настилов и других устройств, предназначенных для ведения ремонтов и строительства. Исключать их использование до устранения вскрытых недостатков;

8) обеспечивать наличие на оборудовании и соответствующих отключающих устройствах предупредительных плакатов о ведении ремонтных работ, а также ограждений и других средств техники безопасности;

9) осуществлять непрерывный надзор и непосредственное руководство работой или выполнением отдельных ее этапов в случаях, предусмотренных Правилами техники безопасности;

10) ежедневно, в начале рабочего дня, совместно с общественным инспектором по технике безопасности в порядке проведения первой ступени контроля проверять

соблюдение персоналом Правил техники безопасности, применение спецодежды и спецобуви, рекомендуемых приспособлений, инструмента, средств индивидуальной защиты, выполнение мероприятий, выявленных предыдущей проверкой. При проявлении недисциплинированности со стороны отдельных рабочих в соблюдении техники безопасности рекомендуется отстранять их от работы, делать представление о наложении взыскания, проводить внеочередной инструктаж по технике безопасности;

11) обеспечивать чистоту и порядок на рабочих местах, в проходах и на подъездных путях, а также достаточную освещенность рабочих мест, правильное содержание крановых путей систематической (ежедневной) проверкой условий труда рабочих. Принимать меры к устранению выявленных недостатков;

12) контролировать обеспечение рабочих мест знаками безопасности, предупредительными надписями и плакатами;

13) принимать меры против возможного присутствия посторонних лиц на территории участка работ, в производственных помещениях и на рабочих местах;

14) ежедневно просматривать записи в журналах о состоянии оборудования, нарушениях правил безопасности визировать их, определять меры и давать задание на устранение дефектов, неполадок, нарушений;

15) выявлять причины нарушений Правил техники безопасности при ведении работ, разбирать их с персоналом и определять меры по недопущению их в дальнейшем;

16) участвовать в разработке для рабочих мест и профессий инструкций безопасного ведения работ при ремонте и строительстве;

17) обеспечивать выполнение предписаний и мероприятий по улучшению техники безопасности, предусмотренных актами, приказами и распоряжениями, ведомостями дефектов в установленные сроки;

18) на совещаниях инженерно-технических работников цеха, собраниях производственного персонала цеха (участков) или смен докладывать про имевшие место нарушения правил безопасности при работе, чистке и ремонте оборудования;

19) при несчастном случае организовывать оказание первой помощи пострадавшему лицу и его доставку в медсанчасть (медпункт) с немедленным сообщением начальнику производственного подразделения и начальнику смены. Рекомендуется сохранять до расследования несчастного случая обстановку на рабочем месте и состояние оборудования, какими они были в момент происшествия (если это не угрожает жизни и здоровью работников, не приведет к аварии, не нарушит непрерывного по технологии производственного процесса). Принимать также меры по ликвидации других возникших происшествий (возгораний, неполадок с оборудованием), учитывая при этом своевременность и правильность принятых мер, вносить в них коррективы и сообщать об этом начальнику подразделения;

20) осуществлять обучение вновь принятых и переведенных рабочих безопасности труда. Участвовать в работе комиссии по проверке знаний рабочих цеха на допуск к

самостоятельной работе. Следить за своевременным проведением инструктажа, обучения, проверки знаний подчиненного персонала;

21) вносить предложения о поощрении подчиненного персонала за соблюдение дисциплины и безопасных методов труда, хорошее содержание и постоянное применение средств защиты, предохранительных приспособлений и устройств, активное участие при оказании помощи пострадавшим и предотвращении несчастных случаев;

22) организовывать немедленный вызов скорой помощи при тяжелых ожогах, травмах, отравлениях;

23) старшему мастеру осуществлять непосредственное руководство и контроль за работой мастеров по вопросам безопасности труда.

Глава 20. Механик, электрик строительного участка

35. Механику, электрику строительного участка рекомендуется:

1) проверять техническое состояние и правильность эксплуатации находящегося в его ведении оборудования. Принимаются меры по устранению выявленных и имеющихся неисправностей и неполадок. О результатах проверки рекомендуется информировать начальника участка (старшего производителя работ) или начальника цеха;

2) неисправности и неполадки в работе оборудования, которые не устранены и имеется явная опасность для работников, прекращать их работу и ставить об этом в известность начальника участка цеха или начальника цеха;

3) обеспечивать планово-предупредительный ремонт и безопасную эксплуатацию находящегося в его ведении оборудования;

4) не разрешать прием в эксплуатацию оборудования и транспортных средств после ремонта с отклонением от технических норм, требований и правил, без оформления надлежащей документации;

5) проверять исправность, соответствие требованиям безопасности инструмента, правильное расположение и использование механизмов, предохранительных приспособлений, средств защиты, лесов, настилов и других устройств, предназначенных для ведения работ;

6) контролировать выполнение технических условий и соблюдение правил охраны труда при ведении монтажно-строительных и ремонтных работ на участке. Принимать меры по устранению нарушений, а если имеется явная опасность для работающих, приостанавливать выполнение работ;

7) делать представление о наложении взысканий на нарушителей с отстранением от работы за невыполнение указаний, связанных с соблюдением дисциплины и безопасности труда, уведомлять об этом начальника участка или начальника цеха;

8) обеспечивать инструктаж по безопасному выполнению ремонтных работ и руководит работой подчиненных и выделенных ему ремонтных рабочих, следить за условиями выполнения работ и об изменениях ставить в известность персонал с указанием его действий. Рекомендуются обеспечивать выполнение в процессе работ мероприятий по технике безопасности;

9) участвовать в разработке инструкций для рабочих мест и профессий, а также безопасного ведения работ при ремонте и в условиях аварии;

10) обеспечивать обучение вновь принятых и переведенных цеховых ремонтных рабочих безопасности труда. Допускает их к самостоятельной работе после издания об этом приказа или распоряжения по цеху (участку);

11) осуществлять выполнение в установленные сроки предписаний и мероприятий по улучшению условий и обеспечению безопасности труда, предусмотренных актами, планами, приказами и распоряжениями или записанных в журнал проверки Правил техники безопасности;

12) вести учет и анализ допущенных нарушений Правил техники безопасности при выполнении работ. Разбирать их на собраниях и совещаниях рабочих и определять меры по недопущению их в дальнейшем;

13) вносить предложения о поощрении ремонтного персонала за соблюдение дисциплины и Правил техники безопасности, хорошее содержание и постоянное применение средств защиты, предохранительных приспособлений и устройств, активное участие в профилактике травматизма;

14) незамедлительно докладывать начальнику цеха (участка) и диспетчеру предприятия о каждом несчастном случае и происшествии при ведении ремонтных работ. Принимать меры по оказанию помощи пострадавшим и ликвидации возникшего происшествия.

Глава 21. Начальник смены цеха, старший по смене

36. Начальнику смены цеха, старшему по смене рекомендуется:

1) обеспечивать соблюдение персоналом смены требований техники безопасности и применение безопасных приемов работы, ведение технологических процессов согласно утвержденным технологическим (режимным) картам и инструкциям. Проводить с персоналом периодические и внеочередные инструктажи, прорабатывать информационные материалы вышестоящих организаций и обзоры несчастных случаев;

2) ежедневно при приемке смены личным осмотром и опросом проверять состояние техники безопасности на рабочих местах, исправность оборудования, средств защиты, блокировок и сигнализации. Знакомится с режимами ведения технологических процессов, записями в журналах, распоряжениями и указаниями руководства цеха.

Давать задания и указания сменному персоналу на период смены. Устранять недостатки, которые не были устранены предыдущей сменой и выявлены при проведении контроля;

3) в процессе работы обходить все рабочие места, проверять их состояние, условия работы, соблюдение рабочими Правил техники безопасности, правильной эксплуатации оборудования, коммуникаций, арматуры, приборов, средств защиты. Принимать меры по устранению выявленных недостатков;

4) осуществлять выполнение работ по обеспечению безопасности труда, поручаемых руководством цеха и записанных в журнал дефектов;

5) незамедлительно пресекать нарушения безопасности труда, а также производственной дисциплины. Делать представление о наложении взысканий на нарушителей. Рекомендуются отстранять от выполнения работ лиц за невыполнение указаний, связанных с соблюдением дисциплины и безопасности труда и уведомлять об этом начальника цеха;

6) ежедневно просматривать записи в журналах приема и сдачи смен машинистами (старшими машинистами), делать в нем об этом отметку и указания по устранению зафиксированных нарушений и недостатков;

7) ставить перед начальником цеха задания по выполнению работ по обеспечению безопасности труда, если эти работы не могут быть выполнены персоналом смены или для их выполнения нужно решение начальника цеха;

8) допускать для производства работ обученный и прошедший проверки знаний ремонтный персонал;

9) обеспечивать качественную подготовку рабочих мест и оборудования, а также соблюдение установленной последовательности и мер безопасности при выполнении работ;

10) допускать выполнения работ с предварительным оформлением письменных разрешений (нарядов-допусков), если на эти работы они предусмотрены. Приостанавливать производство работ, если они ведутся с нарушением правил безопасности или на месте их проведения возникли обстоятельства, которые создают опасность работающим;

11) давать предложения по разработке и корректировке инструкций по технике безопасности на каждое рабочее место, следить за сроками их действия, своевременной корректировкой или переработкой;

12) осуществлять обучение вновь принятых и переведенных рабочих безопасным методам труда. Допускать к самостоятельной работе лиц, прошедших инструктаж и соответствующую проверку знаний;

13) участвовать в работе комиссий по ежегодной проверке знаний рабочими инструкций по технике безопасности, по допуску вновь принятых и переведенных рабочих;

14) представлять рабочих и бригадиров к поощрению за соблюдение безопасных методов труда, хорошее содержание и постоянное применение средств защиты и предохранительных приспособлений и устройств, активное участие в работе по предупреждению травматизма;

15) докладывать непосредственному руководителю о каждом несчастном случае и происшествии при ведении ремонтных работ. Принимать меры по оказанию первой помощи пострадавшим и ликвидации возникшего происшествия;

16) обеспечивать безопасность персонала, находящегося в цехе при аварийных режимах работы оборудования, при возникновении пожаров, возгораний;

17) организовывать немедленный вызов скорой помощи при тяжелых ожогах, травмах, отравлениях.

Глава 22. Старший машинист

37. Старшему машинисту рекомендуется:

1) проверять чистоту и порядок на рабочих местах, исправность оборудования, инструмента, предохранительных и ограждающих приспособлений, защитных средств, контрольно-измерительных приборов;

2) следить за использованием каждым подчиненным рабочим (машинистом) выданной спецодежды, спецобуви и требуемых средств индивидуальной защиты;

3) обеспечивать отсутствие посторонних лиц на обслуживаемом участке. Осуществлять контроль за соблюдением работниками на участке Правил техники безопасности и инструкций безопасного ведения технологического (производственного) процесса. Незамедлительно пресекать нарушения правил и инструкций, обеспечивающих безопасность работающих, сохранность и исправность оборудования;

4) докладывать своему непосредственному руководителю (начальнику смены) о выявленных неисправностях оборудования, приборов, а также о возникновении ненормальностей в ведении технологического процесса или при выполнении производственной операции, которые могут привести к аварии (пожару), снизить безопасность труда, о каждом случае травмы, отравлении, ожога рабочих на обслуживаемом участке или вблизи этого участка. Организовывать первую помощь пострадавшему и немедленный вызов скорой помощи.

Глава 23. Бригадир ремонтного персонала, строительного и монтажного участка

38. Бригадиру ремонтного персонала, строительного и монтажного участка рекомендуется:

1) выполнять возложенные на рабочих нормы, указанные в главе 21 настоящих Методических указаний;

2) проверять до начала работы правильность выполнения мер безопасности для производства работ, исправность инструмента, средств производства, лесов, предохранительных приспособлений, ограждающих устройств и других средств техники безопасности на рабочих местах;

3) организовывать подготовку рабочих мест. Производить расстановку рабочих по рабочим местам в соответствии с проектом производства работ и квалификацией, объяснять характер работы и давать задания рабочим. Обеспечивать четкость и полноту инструктажа членов бригады непосредственно на рабочем месте;

4) осуществлять систематический контроль за использованием средств согласно проектам производства работ;

5) прекращать проведение членами бригады любых работ, выполняемых с нарушением правил и инструкций техники безопасности или не указанных в наряде-допуске;

6) обеспечивать соблюдение членами бригады указаний оперативного персонала о месте производства работ и мерах предосторожности при их выполнении;

7) приостанавливать работу при выявлении в процессе работы неисправностей средств производства, инструмента и других опасностей, которые могут повлечь за собой угрозу здоровью или жизни рабочих и сообщать об этом мастеру или руководителю;

8) при ожогах, травмах и отравлениях организовать первую помощь пострадавшему и немедленный вызов членами бригады скорой помощи;

9) осуществлять контроль за соблюдением рабочими трудовой и производственной дисциплины, отстраняет от работы лиц в нетрезвом состоянии.

Глава 24. Работники производства

39. Работнику производства рекомендуется:

1) перед началом работа проверить на своем рабочем месте:

2) исправность оборудования, приборов, средств защиты, блокировочных и сигнализирующих устройств;

3) исправность инструмента, ограждений, предохранительных приспособлений и устройств, целостность защитного заземления. О вскрытых при проверке недостатках доложить непосредственному руководителю (начальнику смены, бригадиру);

4) при выполнении работ на непостоянном рабочем месте подготовить рабочее место и нужные средства защиты с учетом указаний инструкции на производство этих работ и Правил техники безопасности;

5) содержать в чистоте рабочее место, соблюдать чистоту в цехе и на территории предприятия. Не пользоваться непригодным и неисправным инструментом. Правильно использовать выданную спецодежду, спецобувь, предохранительные приспособления и средства защиты;

6) соблюдать при работе правила и инструкции по технике безопасности, нормы производственной санитарии и обеспечивать отсутствие посторонних лиц на рабочем месте или участке работы;

7) активно участвовать при оказании помощи пострадавшим, ликвидации происшествия. Знать приемы доврачебной помощи. Знать расположение и уметь пользоваться средствами пожаротушения, вызова скорой помощи и пожарной охраны.

40. Немедленно сообщить своему непосредственному руководителю:

1) о всех случаях обнаружения неисправностей оборудования, предохранительных, блокировочных, сигнализирующих устройств, а также других средств защиты;

2) о каждом случае травмы, отравления, ожога, полученном лично или другим работающим, а также о загорании или возникшей аварийной ситуации.

Приложение
к Методическим указаниям по
организации работы по технике
безопасности на электростанциях

Положение об отделе техники безопасности на электростанциях

1. Отдел техники безопасности является самостоятельным структурным подразделением предприятия, организации и подчиняется непосредственно руководителю или техническому руководителю предприятия.

2. Отдел несет ответственность за подготовку организации работы на предприятии по созданию безопасных условий труда работающих, предупреждению несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний.

3. Отдел проводит свою работу совместно с другими подразделениями предприятия и во взаимодействии с комитетом профсоюза, технической инспекцией труда и местными органами государственного надзора по плану, утвержденному руководителем или техническим руководителем предприятия.

4. Основными задачами отдела являются:

1) постоянное совершенствование организации работы на предприятии по созданию безопасных условий труда работающих, предупреждению производственного травматизма и профессиональных заболеваний, выполнению решений правительства по этим вопросам;

2) внедрение передового опыта и научных разработок по технике безопасности;

3) осуществление контроля за состоянием техники безопасности на производстве.

5. Отдел в соответствии с возложенными на него основными задачами:

1) проводит анализ состояния и причин производственного травматизма и профессиональных заболеваний, разрабатывает совместно с соответствующими службами предприятия мероприятия по предупреждению несчастных случаев на

производстве и профессиональных заболеваний, а также организует внедрение указанных мероприятий;

2) участвует в организации работы на предприятии по проведению паспортизации санитарно-технического состояния цехов (участков);

3) организует совместно со службами предприятия разработку и выполнение комплексного плана улучшения условий, охраны труда и санитарно-оздоровительных мероприятий, а также участвует в разработке инструкций по технике безопасности;

4) подготавливает и вносит руководству предприятия предложения о разработке и внедрении более совершенных конструкций оградительной техники, предохранительных устройств и других средств защиты от опасных производственных факторов;

5) участвует в работе комиссии предприятия по внедрению стандартов безопасности труда и научных разработок по технике безопасности;

6) проводит совместно с соответствующими службами предприятий и с участием профсоюзного актива проверки или участвует в проверках технического состояния зданий, сооружений, оборудования на соответствие их правилам и нормам по технике безопасности, эффективности работы вентиляционных систем, состояния санитарно-технических устройств, санитарно-бытовых помещений, средств коллективной и индивидуальной защиты работающих;

7) оказывает помощь подразделениям предприятия в организации проведения замеров состояния окружающей производственной среды;

8) участвует в работе комиссий по приемке в эксплуатацию законченных строительством или реконструированных объектов производственного назначения, проверяя выполнение требований по обеспечению здоровых и безопасных условий труда;

9) проводит вводный инструктаж и оказывает помощь в организации обучения работников по вопросам техники безопасности;

10) участвует в работе аттестационной комиссии и комиссии по проверке знаний инженерно-техническими работниками и служащими правил, норм и инструкций по технике безопасности;

11) оказывает подразделениям предприятия методическую помощь в разработке и пересмотре инструкций по технике безопасности, а также принимает участие в составлении программ обучения рабочих безопасным методам работы;

12) осуществляет руководство работой кабинета техники безопасности, организует на предприятии пропаганду и информацию по вопросам техники безопасности;

13) организует через соответствующие службы обеспечение подразделений предприятия правилами, нормами, плакатами и другими пособиями по технике безопасности, а также оказывает им методическую помощь в оборудовании информационных стендов по технике безопасности;

14) участвует в расследовании несчастных случаев на производстве и при дорожно-транспортных происшествиях;

15) участвует в работе комиссии по подведению итогов социалистического соревнования и в работе балансовой комиссии предприятия;

16) составляет отчетность по производственному травматизму по установленным формам и в установленные сроки.

6. Осуществляет контроль за:

1) проведением в подразделениях предприятия мероприятий по созданию здоровых и безопасных условий труда;

2) выполнением в подразделениях предприятия Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 31 марта 2015 года № 253 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10907);

3) организацией и проведением предрейсовых медицинских осмотров водительского состава автомобильного хозяйства предприятия и выпуском на линию исправных автотранспортных средств;

4) соблюдением графиков замеров уровней шума, вибраций запыленности, загазованности, освещенности, температуры, влажности и других неблагоприятных производственных факторов;

5) своевременным проведением соответствующими службами испытаний и технических освидетельствований паровых и водогрейных котлов, сосудов и аппаратов, работающих под давлением, грузоподъемных машин и механизмов, контрольных, приборов и оборудования, подлежащего периодическому испытанию и освидетельствованию;

6) эффективностью работы аспирационных и вентиляционных систем;

7) состоянием предохранительных приспособлений и защитных устройств;

8) своевременным и качественным проведением инструктажа на рабочих местах и периодическим медицинским осмотром работающих;

9) организацией обучения, проверки знаний, работающих по технике безопасности;

10) соблюдением процедур расследования и учета несчастных случаев на производстве в соответствии с СН РК 2.04-01 "Естественное и искусственное освещение";

11) организацией хранения, выдачи, стирки, химической чистки, сушки, обеспыливания, обезвреживания и ремонта спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты;

12) правильным расходованием в подразделениях предприятия средств, выделенных на выполнение мероприятий по технике безопасности.

Сноска. Пункт 6 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

7. Отдел имеет право:

1) проверять состояние условий и охраны труда во всех подразделениях предприятия и давать рекомендуемые для исполнения предписания об устранении выявленных недостатков, которые могут быть отменены только письменным распоряжением руководителя или технического руководителя предприятия;

2) запрещать эксплуатацию машин, оборудования и производство работ на отдельных участках, если это угрожает жизни и здоровью работающих или может привести к аварии, с уведомлением об этом руководителя или главного инженера предприятия;

3) привлекать по согласованию с руководством предприятия соответствующих специалистов других подразделений к проверкам состояния техники безопасности;

4) запрашивать и получать от подразделений предприятия материалы, справки по вопросам техники безопасности, требовать письменные объяснения от лиц, допустивших нарушения правил, норм и инструкций по технике безопасности;

5) требовать от руководителей подразделений отстранения от работы лиц, не имеющих допуска по безопасности к выполнению данной работы или грубо нарушающих правила, нормы и инструкции по технике безопасности.

6) представлять руководству предприятия предложения о поощрении отдельных работников за активную работу по созданию здоровых и безопасных условий труда и вносить предложения о привлечении к дисциплинарной ответственности в установленном порядке лиц, виновных в нарушении правил и норм по технике безопасности, в происшедших несчастных случаях на производстве.

8. Работники отдела имеют право:

1) беспрепятственно осматривать производственные, служебные и бытовые помещения предприятия, знакомиться с документами по вопросам охраны труда;

2) представлять с ведома руководства предприятия в государственных и общественных организациях при обсуждении вопросов по технике безопасности.

9. Отдел в своей работе руководствуется нормативными документами, указанными в пункте 6 настоящих Методических указаний.

10. Структура и штаты отдела утверждаются руководителем предприятия применительно к типовым структурам и нормативам численности, утвержденным в установленном порядке вышестоящим органом, исходя из условий и особенностей производства и объема работ, возлагаемого на отдел.

В тех случаях, когда в соответствии с типовыми структурами на предприятии не может быть создан отдел или бюро, назначается старший инженер (инженер) по

технике безопасности, должностные обязанности которого устанавливаются в соответствии с квалификационным справочником должностей служащих.

11. Отдел возглавляет начальник, который назначается на эту должность и освобождается от занимаемой должности приказом руководителя предприятия.

12. Начальник отдела организует работу в отделе, устанавливает круг обязанностей работников, проводит воспитательную работу с ними и несет ответственность за выполнение рекомендаций, предусмотренных настоящими Методическими указаниями

Приложение 38
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 6 января 2017 года
№ 2

Методика расчета норм расхода комплексонов для обработки сетевой воды и подготовки воды для подпитки тепловых сетей

Глава 1. Общие положения

1. Настоящая Методика расчета норм расхода комплексонов для обработки сетевой воды и подготовки воды для подпитки тепловых сетей (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. Настоящая Методика применяется в процессе эксплуатации вышеуказанных теплоэнергетических систем.

3. Применение настоящей Методики для обработки сетевой воды и подготовки воды для подпитки тепловых сетей, не вошедших в состав перечисленных в настоящей методике, в том числе зарубежных производителей необходимо применять в соответствии с данными по проведенным лабораторным анализам заводов-изготовителей. При этом учитывать действующие нормативно-технические стандарты, регламенты Республики Казахстан и международные стандарты и акты, принятые как гармонизированные и адаптированные нормы для их применения на территории Республики Казахстан.

4. Расчет норм расхода комплексонов для обработки сетевой воды и подготовки воды для подпитки тепловых сетей зависит от концентрации комплексона в сетевой воде (для систем теплоснабжения и водогрейных котлов), котловой воде (для паровых

котлов) и воде систем горячего водоснабжения, определяется по результатам химико-аналитического контроля для максимально полного подавления накипеобразования, коррозии и отмывки ранее образовавшихся отложений.

5. Расчет норм расхода комплексонов производится на основе лабораторного анализа индивидуально для каждого принятого комплексона в технологической схеме обработки воды.

6. В настоящей Методике применяются следующие основные понятия и определения:

1) комплексоны – органические вещества, которые образуют комплексные соединения с ионами металлов;

2) сетевая вода – специально подготовленная вода, которая используется в водяной системе теплоснабжения в качестве теплоносителя;

3) подпиточная вода – специально обработанная вода, подаваемая в систему теплоснабжения для восполнения потерь;

4) система теплоснабжения – совокупность взаимосвязанных источников теплоты, тепловых сетей и систем теплопотребления.

Глава 2. Нормы расхода комплексонов для обработки сетевой воды и подготовки воды для подпитки тепловых сетей

7. Нормы расхода комплексонов:

1) норма расхода комплексонов для обработки 1 кубического метра (далее - м^3) воды определяется в результате расчетов, основанных на лабораторных исследованиях образцов воды;

2) норма комплексонного препарата составляет в пределах от 0,5 до 15 грамм на кубический метр (далее - г/м^3) в расчете на основное вещество (комплексон);

3) комплексонные препараты имеют различное содержание основного вещества, содержание которого составляет от 20 до 97% и указывается в паспорте изготовителя препарата;

4) норма определяется химическим составом воды, используемым комплексонным препаратом, температурным режимом работы теплоэнергетической системы;

5) норма расхода комплексона возрастает при увеличении содержания кальция, магния в воде, при увеличении общей щелочности воды, при увеличении рабочей температуры воды в котле;

6) при обработке питательной воды паровых котлов норма расхода комплексона меньше, чем для водогрейных котлов;

7) норма расхода комплексона определяется химическо-аналитическим контролем процессов, протекающих при нагревании воды в присутствии комплексона;

8) выбор комплексонных препаратов для обработки воды в теплоэнергетической системе производится на основе данных, представленных в таблице 1 приложения 2 к настоящей Методике;

9) ориентировочные граничные параметры применения комплексонатов нитрилтрифосфовая кислота с цинковым комплексом (далее - Zn-ОЭДФ), нитрилтрифосфовая кислота (далее – НТФ) для стабилизационной обработки подпиточной и сетевой воды водогрейных котлов, систем теплоснабжения представлены в таблице 2 приложения 2 к настоящей Методике.

Глава 3. Химико-аналитический контроль при определении норм расхода комплексонов для обработки сетевой воды и подготовки воды для подпитки тепловых сетей

8. Химико-аналитический контроль производят по указанию лица, ответственного за водно-химический режим в смене в соответствии с требованиями по периодичности химико-аналитического контроля соответствующего оборудования, указанного в паспорте изготовителя.

Периодичность химико-аналитического контроля составляет:

1) для паровых котлов – не реже 1 раза в 4 часа;

2) для водогрейных котлов и тепловых сетей – не реже 1 раза в сутки;

3) для систем горячего водоснабжения – по согласованию с органами Государственного санитарного эпидемиологического надзора.

9. При определении норм расхода комплексонов для обработки сетевой воды и подготовки воды для подпитки тепловых сетей рекомендуемым является химико-аналитический анализ состава сырой, подпиточной и сетевой (для паровых котлов – котловой) воды:

1) содержание кальция (Ca^{2+});

2) содержание магния (Mg^{2+});

3) содержание гидрокарбонатов (HCO_3^-);

4) содержание карбонатов (CO_3^{2-});

5) содержание комплексонов (PO_4^{3-}).

10. Отбор пробы сырой воды производят из трубопровода подпитки после места врезки дозирующего устройства, при наличии деаэратора – из бака деаэратора.

11. Отбор пробы сетевой воды производят из обратного трубопровода сетевой воды, а при наличии нескольких трубопроводов – из обратного коллектора тепловой сети до места врезки трубопровода подпитки.

12. Отбор пробы котловой воды производят из сепаратора продувки в середине периодической продувки.

13. Результаты химико-аналитического контроля при определении норм расхода комплексонов для обработки сетевой воды и подготовки воды для подпитки тепловых сетей представляются в суточной ведомости результатов химико-аналитического контроля по форме 1 согласно приложению 1 к настоящей Методике и устанавливаются в результате разработки режимной карты в соответствии с формой 2 согласно приложению 1 к настоящей Методике. Суточные ведомости хранятся на предприятии в течение трех лет. По истечении срока хранения ведомости сдаются в архив.

14. Результаты химико-аналитического контроля при определении норм расхода комплексонов для обработки сетевой воды и подготовки воды для подпитки тепловых сетей признаются верными при условиях:

1) содержание комплексона в подпиточной воде, определяемое по показателю "полифосфаты", в пересчете на комплексон соответствует заданному режиму работы оборудования;

2) содержание кальция, магния, в сырой, подпиточной и сетевой (котловой) воде отличается не более чем на 10%;

3) в сетевой (котловой) воде содержание гидрокарбонатов составляет не менее одной десятой от содержания карбонатов.

15. При превышении показателя кальция и магния в сетевой воде над данным показателем в подпиточной воде на 10% и более показывает на интенсивное образование шлама из-за недостаточной нормы расхода комплексона.

Глава 4. Расчет расхода комплексона и дозирующего устройства

16. Исходные данные для расчета расхода комплексона:

1) средний объем подпитки (расход воды на подпитку), кубических метров в час (далее - м³/час) ($Q_{\text{подп}}$);

2) расход комплексона на обработку 1 м³ воды, грамм (G);

3) продолжительность отопительного сезона, час T;

4) концентрация комплексона по заводскому паспорту, %($C_{\text{реак}}$);

5) плотность комплексона, килограмм на кубический метр (далее - кг/м³), (ρ).

17. Среднечасовой расход комплексона, $G_{\text{час}}$:

$$G_{\text{час}} = GQ, \text{ гр.} \quad (1)$$

$$G_{\text{час}} = \frac{100 \cdot G \cdot Q}{C_{\text{реак}} \cdot \rho}$$

(2)

21. Годовой расход комплексона:

$$G_{\text{год}} = G_{\text{час}} T, \text{ (в тех же единицах).} \quad (3)$$

Расчет требуемой концентрации рабочего раствора комплексона (C_p) при обработке сетевой воды, (мг/кг) в резервуарах-дозаторах:

$$C_p = \frac{C_{\text{реаг}} \cdot D}{D_n} \quad (4)$$

где $C_{\text{реаг}}$ – концентрация комплексона в сетевой воде, миллиграмм на килограмм ;

D – расход сетевой воды, тонн в час (далее - т/ч);

D_n – производительность насосов-дозаторов, т/ч.

Увеличение концентрации комплексона выше расчетной приведет к усилению коррозии конструкционных материалов. Для высокого давления расчетная концентрация уменьшается вдвое.

18. Исходные данные для расчета режима работы дозирующего устройства:

1) объем подпитки, м³/час ($Q_{\text{подп}}$);

2) расход комплексона на обработку 1 м³ воды, в граммах, (G);

3) продолжительность отопительного сезона, час T;

4) концентрация комплексона по заводскому паспорту, % ($C_{\text{реаг}}$), для реагентов, поставляемых в твердом состоянии используют 10%-й раствор;

5) плотность комплексона, кг/м³, (r);

6) радиус подпиточного трубопровода, мм ($R_{\text{тр}}$);

7) объем резервуара дозирующего устройства, м³ (V).

19. Пропорция нормы дозирования комплексона:

$$\varepsilon = \frac{0,1G}{C_{\text{реаг}} \cdot \rho} \quad (5)$$

20. Диаметр отверстия калиброванного жиклера, мм ($D_{\text{ж}}$):

$$D_{\text{ж}} = \sqrt{2\varepsilon \cdot R_{\text{тр}}} \quad (6)$$

21. Периодичность заправки дозатора комплексоном, м³ подпиточной воды:

$$V_{\text{зап}} = \frac{V}{\varepsilon}$$

(7)

22. Периодичность заправки дозатора комплексоном, час:

$$T_{\text{зап}} = \frac{V}{\varepsilon \cdot Q_{\text{час}}}$$

(8)

Глава 5. Расчет расхода реагента при первичном вводе в систему для насыщения реагентом всей системы

23. При первичном вводе реагента в систему охлаждения массовый расход товарного продукта для насыщения реагентом всей системы ($G_{\text{зап}}$) определяется по формуле:

$$G_{\text{зап}} = CV / 10a, \text{ килограмм,} \quad (9)$$

где V – объем воды в циркуляционной системе, м^3 ,

C – концентрация реагента по основному веществу, мг/дм^3 ;

a – массовая доля основного вещества в промышленном продукте, %.

24. В дальнейшем реагент вводится непрерывно для поддержания заданной концентрации. Массовый расход реагента по промышленному продукту (G_1) рассчитывается по формуле:

$$G_1 = CD / 10af_{\text{доп}}, \text{ кг/ч,} \quad (10)$$

где C – доза реагента по основному веществу, миллиграмм на дециметр в кубе (далее – мг/дм^3);

D – расход добавочной воды, $\text{м}^3/\text{ч}$;

a – массовая доля основного вещества в промышленном продукте, %

f – коэффициент упаривания;

Расход G_1 используется для расчета годовой потребности реагента.

25. Объемный расход дозируемого раствора реагента (G_2) рассчитывается по формуле:

$$G_2 = G_1 / d, \text{ дм}^3/\text{ч,} \quad (11)$$

где d – плотность дозируемого раствора реагента, г/см^3 .

Лаборатория _____

(Наименование лаборатории, предприятия)

1. Суточная ведомость результатов химико-аналитического контроля при определении норм расхода комплексонов

№ пробы	Дата, время, час	Сырая вода					Подпиточная вода					Сетевая (котловая) вода				
		Ca ²⁺	Mg ²⁺	HCO ₃ ⁻	CO ₃ ²⁻	PO ₄ ³⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	HCO ₃ ⁻	CO ₃ ²⁻	PO ₄ ³⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	HCO ₃ ⁻	CO ₃ ²⁻	PO ₄ ³⁻

Сдал: _____

(должность) (Ф.И.О)

Принял: _____

(должность) (Ф.И.О)

Форма 2

Лаборатория _____

(Наименование лаборатории, предприятия)

1. Режимная карта комплексонной обработки воды:

- 1) наименование объекта;
- 2) радиус подпиточного трубопровода, R_{тр}, мм;
- 3) диаметр жиклера дозатора, D_ж, мм;
- 4) объем резервуара для препарата, V, м³;
- 5) используемый основной препарат;
- 6) резервный препарат;
- 7) концентрация исходного препарата, С;
- 8) плотность комплексона, ρ, кг/м³;
- 9) разовая загрузка препарата, m, кг;
- 10) разовая загрузка воды, М, кг;
- 11) концентрация раствора комплексона С_{реак}.

Заданная концентрация комплексона	1	2	3	4
Расход препарата на 1000м ³				
Часовой расход препарата, л/час при расходе воды м ³ /час				
250				
500				
750				
1000				

Периодичность заправки препаратом, м ³ вод ы				
--	--	--	--	--

Сдал: _____
(должность) (Ф.И.О)

Принял: _____
(должность) (Ф.И.О)

Проверил _____
(должность) (подпись) (Ф.И.О)

Приложение 2
к Методике расчета норм расхода
комплексонных для обработки
сетевой воды и подготовки воды для
подпитки тепловых сетей

Таблица 1 –Данные по выбору препаратов для ведения комплексонного
водо-химического режима теплоэнергетических систем.

Характери стика теплоэнер гетическо й системы	Препараты						
	ОЭДФ-М А , ОЭДФК	Аминат ОД, ОД-1	Zn-ОЭДФ, ККФ	НТФ	Корилат	ингибитор отложения минеральных солей -1	Аминат–А , Аминат- К
Закрытые	-	-	+	±	±	+	+
теплоэнер гетические системы с водогрейн ы м и котлами и сетевыми подогрева телями, п р и щелочност и воды до 2 млг-экв/ дм ³ и температу ре воды на выходе из котла и сетевого подогрева теля: до 120 ⁰ С включител ьно 121-180 ⁰ С	-	-	+	±	±	+	+
	+	+	+	±	±	+	+

Закрытые теплоэнергетические системы с водогрейными котлами и сетевыми подогревателями, при щелочности и воды выше 2 мЛг-экв/дм ³ и температуре воды на выходе из котла и сетевого подогревателя: до 120 ⁰ С включительно 121-180 ⁰ С	-	-	+	±	±	+	+
Открытые системы теплоснабжения и системы ГВС с водогрейными котлами и сетевыми подогревателями, при щелочности и воды до 2 мЛг-экв/ дм ³ и температуре воды на выходе из котла и сетевого подогревателя:	-	-	+	-	-	+	+
	-	-	+	-	-		+

до 120 ⁰ С включител ьно 121-180 ⁰ С						+	
Открытые системы теплоснаб жения и системы ГВС с водогрейн ы м и котлами и сетевыми подогрева телями, п р и щелочност и воды свыше 2 млг-экв/дм 3 и температу ре воды на выходе из котла и сетевого подогрева теля: до 120 ⁰ С включител ьно 121-180 ⁰ С	-	+	+	-	-	+	+
Паровые котлы при щелочност и воды до 2 млг-экв/ дм ³ и давлении пара до 0,6 М П а включител ьно 0,6.....1,6 МПА	-	-	+	+	±	±	±
Паровые котлы при щелочност и воды	-	-	+	+	±	±	±

свыше 2 мЛг-экв/дм ³ и давлении пара до 0,6 МПа включител ьно	±	±	+	+	±	±	±
0,6.....1,6 МПА	-	-	+	+	±	±	±
Примечание: "+"- применение препарата допустимо; "±" - применение препарата допустимо, но не целесообразно; "-"- применение препарата недопустимо.							

Таблица 2 –Ориентировочные граничные параметры применения комплексоноват Zn-ОЭДФ, НТФ для стабилизационной обработки подпиточной и сетевой воды водогрейных котлов

Показатель	Система теплоснабжения					
	открытая			закрытая		
	Температура сетевой воды,0С					
	115	150	200	115	150	200
Карбонатная жесткость, мг-экв/л	10	7	5	25	16	10
Содержание растворенног о кислорода, мг/кг	7	5	3	9	7	5
Значение уровня кислотности (рН), при 25 ⁰ С	от 6 до 9,0			от 6 до 9,7		
Содержание соединений железа, мг/кг	0,3	0,3	0,3	10	5	3
Содержание комплексонат аZn-ОЭДФ, млг/л	до 5			не нормируется		
Содержание комплексонат аZn-НТФ, млг /л	До 1	Не применяется		не нормируется		

Методика расчета норм расхода материалов на текущий ремонт основного энергетического оборудования электростанций

Глава 1. Общие положения

1. Настоящая Методика расчета норм расхода материалов на текущий ремонт основного энергетического оборудования электростанций (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящей Методике применяются следующие основные понятия и определения:

1) норма расхода материалов – установленный, максимально допустимый расход материалов на производство единицы энергетической продукции или на поддержание объектов (систем, оборудования) в работоспособном состоянии с учетом их использования и надежной работы;

2) текущий ремонт – ремонт, выполняемый для устранения обнаруженных дефектов, препятствующих нормальной эксплуатации оборудования (установки) и устранения которых не возможно на работающем оборудовании.

Глава 2. Область применения

3. При определении норм учитывается опыт передовых предприятий по ремонту оборудования, рациональное использование материалов согласно Правилам организаций технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций, тепловых и электрических сетей, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 11 февраля 2015 года № 73 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за №10451) и Правилам устройства электроустановок, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 230 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за №10851).

Нормы на текущий ремонт – нормы расхода материалов, предназначены для энергообъектов.

4. По степени агрегации нормы делятся на индивидуальные и групповые.

5. Индивидуальные нормы определяют расход материала на текущий ремонт на единицу нормируемого объекта с учетом его технического состояния и условий эксплуатации. Групповые нормы рассчитываются на объект в целом с учетом структуры, технического состояния оборудования и планируемых объемов работы и определяются по средневзвешенным значениям индивидуальных норм объектов.

6. Индивидуальные нормы на ремонт подразделяются на:

- 1) дифференцированные для текущего ремонта;
- 2) суммарные – расход материалов на проведение текущего ремонта из расчета на один год эксплуатации объекта.

7. Основными принципами нормирования материалов являются:

- 1) обеспечение прогрессивности норм на основе факторов научно-технического прогресса, организационно-технических мероприятий;
- 2) учет важнейших факторов, влияющих на значение норм и обеспечение требуемой точности расчетов;
- 3) охват наиболее распространенных (представительных) объектов;
- 4) возможность пользования нормами для планирования и материального стимулирования;
- 5) систематическое обновление норм на основе передовых методов организации производства, эксплуатации и ремонта с учетом факторов научно-технического прогресса;
- 6) возможность использования норм как при решении задач планирования и управления традиционными методами, так и с применением информационных технологий.

Глава 3. Методы расчета норм расхода материалов

8. Основным методом расчета норм является расчетно-аналитический метод. При данном методе расход материалов на текущий ремонт устанавливается по конструкторско-технологической документации, показателям ресурса оборудования, рабочим чертежам, регламентам.

9. Расчетно-аналитический метод основывается на аналитических зависимостях, описывающих физическую сущность технологических процессов, изучении конструкторско-технологической документации и планах организационных мероприятий, направленных на внедрение последних достижений научно-технического прогресса с целью сокращения норм расхода и достижения экономии материально-технических ресурсов.

10. Для расчета нормы объект расчленяется на отдельные составляющие его элементы и вычисляется расход материала на каждый из этих элементов с учетом

связей между ними. На базе анализа определяются нормы расхода материалов по отдельным конструктивным элементам. Значение нормы в целом на объект находится арифметическим суммированием значений этих элементов.

11. В связи с необходимостью накопления и переработки большого объема информации и сложности проведения расчета на практике, применяются соответствующие электронные программы.

12. Если неизвестны зависимости между составляющими элементами норм следует применять для расчета норм (экспериментальный) опытный метод. В зависимости от условий проведения опыта (эксперимента) могут применяться опытно-производственный или опытно-лабораторный методы. Значение нормы расхода материала определяется на основании результатов опыта в лабораторных или производственных условиях с измерениями полезного расхода, потерь и отходов.

При этом рекомендуется учитывать фактические условия расхода материалов при эксплуатации и ремонте.

13. Статический метод рекомендуется применять в тех случаях, когда отсутствуют в полном объеме исходные данные для использования расчетно-аналитического или опытного метода. При этом нормы расхода материалов определяются на основе использования фактических данных о затратах ресурсов за ряд лет, расчетных коэффициентов, позволяющих учесть различия между объектами.

14. Возможно комбинированное использование нескольких методов. При нормировании расчетно-аналитическим методом рассчитываются важнейшие элементы, с помощью которых можно воздействовать на значение нормы, а прочие элементы определяются статистическим методом.

Глава 4. Выбор объектов нормирования и разработка перечня индивидуальных норм

15. Объектами нормирования и разработка перечня индивидуальных норм являются основные производственные материальные фонды. Выбор объектов нормирования для включения в перечень определяется видом отраслевой деятельности предприятия. В сфере электроэнергетики выбор определяется структурой и технологическими особенностями производства.

16. Процесс выбора объектов осуществляется в соответствии, с требованиями утвержденной внутренней документацией предприятия.

17. На последующих уровнях (по отношению к отраслевому) уровнях управления отраслевой перечень формируется с учетом конкретных объектов, особенностей их эксплуатации и ремонта. При этом учитывается перечень объектов, так и номенклатура материальных ресурсов на них.

Глава 5. Выбор измерителей норм

18. Выбор единицы измерения измерителя нормы определяется условиями использования материальных ресурсов.

19. Измерители норм включают две группы: стоимостные и натуральные показатели.

20. Основу для измерения расхода материалов составляют натуральные измерители и технические характеристики. Для большинства объектов единицей измерения индивидуальных норм служит натуральная единица измерения (штука, комплект, 10 однотипных машин). Для других объектов норма расхода может быть определена как отношение материала к измерителю технического параметра (производительность, мощность).

21. Наиболее точный расчет проводится по нескольким техническим характеристикам. При выборе одной единицы измерения для объекта расчет по норме расхода материалов, может оказаться не корректным в достаточной потребности материалов.

22. Поскольку индивидуальные нормы расхода служат базой для расчета групповых норм, основным требованием, предъявляемым к измерителям норм, является возможность их агрегирования от одного уровня к другому. Для этого выбирается такой измеритель нормы, который имеется в систематической (статистической, плановой или оперативной) отчетности.

23. При выборе измерителя норм требуется:

1) обеспечивается наиболее полной и объективной характеристики сущности и особенностей потребления материалов применительно к данному объекту;

2) соответствие в максимальной степени единицам учета, принятым при планировании производства и материально-технического снабжения;

3) отражение эффективности работы объектов;

4) обеспечение стимулирования технического прогресса в области текущего ремонта основного энергетического оборудования электростанций;

5) обеспечение возможности агрегирования и дезагрегирования норм по уровням управления.

24. Кроме конструктивно-технологических и эксплуатационных характеристик критериями выбора измерителя норм могут служить технико-экономические показатели стоимость основных фондов, затраты на текущий ремонт, объемы расхода материалов на эти цели, возрастная характеристика оборудования.

Глава 6. Методы расчета индивидуальных норм

25. Индивидуальные нормы определяются расчетно-аналитическим, опытным или статистическим методом.

26. Исходными данными при определении норм расхода материалов расчетно-аналитическим методом являются периодичность ремонта и межремонтные

сроки, характеристика и объем работ по текущему ремонту, допуски на износ узлов, деталей и их сопряжений в процессе эксплуатации, технические условия, определяющие сроки службы.

27. Разработка норм включает следующие этапы:

- 1) выбор измерителя нормы;
- 2) составление перечня узлов и деталей, подлежащих ремонту;
- 3) определение сроков службы узлов и деталей;
- 4) расчет подетально-узловых норм расхода материалов по видам ремонта;
- 5) расчет индивидуальных норм расхода материалов по текущему ремонту

основного энергетического оборудования электростанций.

28. Выбор измерителя нормы зависит от назначения оборудования.

29. Перечень деталей и узлов, подлежащих ремонту составляется по данным конструкторской и технологической документации, типовым картам ремонта, номенклатуре типовых работ по ремонту, документации по фактически проведенным ремонтам, комплектovacным ведомостям.

30. В перечень не вносятся такие детали и узлы, которые были отремонтированы из-за:

- 1) отсутствия качества и сроков проведения ремонтов, профилактических осмотров и испытаний, контроля состояния оборудования;
- 2) отсутствия качества монтажных и наладочных работ;
- 3) неоправданной замены деталей и узлов вместо восстановления их ремонтом;
- 4) неточности оценки износа.

31. В перечень вносятся узлы и детали, не записанные в документации по фактически проведенному текущему ремонту в результате:

- 1) своевременного принятия мер по устранению аварийных очагов и дефектов оборудования;
- 2) приведение в соответствие фактических параметров стихийных явлений (толщины стенки гололеда, скорости ветра и другому) к величинам, принятым в проекте и (или) установленным нормам.

32. Нормы расхода материалов на текущий ремонт основного энергетического оборудования электростанций находятся в прямой зависимости от сроков его службы.

33. Срокам службы узлов и деталей оборудования, на основе которых разрабатываются нормы расхода, максимально допустимые и учитывают передовую технологию, организацию ремонта и содержания машин и оборудования. Информация о сроке службы содержится в технической документации.

34. Если в технической документации отсутствуют данные о сроках службы отдельных деталей и узлов, они определяются на основе правил ремонта соответствующих видов машин и оборудования, устанавливающих периодичность смены деталей, или расчетом.

35. В основном применяются два метода установления срока службы узлов и деталей – расчетно-аналитический и опытный. Основой для определения срока службы расчетно-аналитическим методом являются предельные допуски на износ рабочих поверхностей, усталостные признаки и показатели износа деталей и машин. Сменяемость и сроки службы устанавливаются для тех деталей, которые работают в узлах трения и подвергаются износу в местах их сопряжения. Если такие данные отсутствуют, или они не могут быть использованы, то сроки износа определяются опытным путем, исходя из объемов выборочных данных анализа фактического расхода. При этом для установления срока службы деталей используются опытно-производственные (статистические) данные о сменяемости деталей при их ремонте: ремонтные дефектные ведомости, учетные и отчетные данные о фактическом расходе.

36. Перечень узлов и деталей оборудования и сроки их службы, номенклатура материалов, продолжительность ремонтного цикла и межремонтных периодов являются основой для расчета поддетально-узловых норм.

37. Расчет поддетально-узловых норм проводится в следующем порядке:

1) каждый вид оборудования в соответствии с техдокументацией разбивается на узлы и детали, которые группируются по признаку среднего срока службы.

2) по группам узлов и деталей определяются коэффициенты сменяемости.

38. Коэффициент сменяемости (K_c) по текущему ремонту в общем виде определяется по формуле:

$$K_c = \frac{D^p}{E}, \quad (1)$$

где D^p – количество замен узлов и деталей при текущем ремонте в течение ремонтного цикла;

E – количество текущих ремонтов в ремонтном цикле.

$$D^p = D^B - D^3, \quad (2)$$

где D^B – количество узлов и деталей в данном виде оборудования, при текущем ремонте;

D^3 – количество полностью заменяемых узлов и деталей (запасных) при текущем ремонте.

Коэффициент сменяемости определяется по формуле:

$$K_c = \frac{D^B - D^3}{E} = \frac{D^p}{E}$$

(3)

39. При определении коэффициентов сменяемости по группам узлов и деталей рассчитывается соотношение продолжительности ремонтного цикла по:

$$P_T = \frac{T_T}{T_P}, P_C = \frac{T_C}{T_P},$$

(4)

где P_T, P_C – соотношение продолжительности межремонтных периодов от срока службы узлов и деталей;

T_C, T_T – продолжительность межремонтных периодов соответственно среднего и текущего ремонта;

T_P – средний срок службы узла, детали.

При этом возможны два варианта.

В случае выхода из строя узлов и деталей в пределах межремонтного периода среднего ремонта P_C 1 или за пределами межремонтного периода текущего ремонта P_T 1.

Тогда коэффициент сменяемости по текущему ремонту оборудования следует определять по формулам:

$$K_C^T = \frac{\left[\frac{T_K - T_T}{T_P} \right] - K_C^C \cdot E_C}{E_T} \quad (5)$$

где

K_C^C

,

K_C^T

- коэффициенты сменяемости по среднему и текущему ремонту;

$$\left[\frac{T_K - T_T}{T_P} \right]$$

- количество замен за ремонтный цикл, исходя из срока службы, производимых при текущем ремонте;

E_C, E_T – количество средних и текущих ремонтов в ремонтном цикле;

T_K – продолжительность межремонтных периодов капитального ремонта;

[] – скобки обозначают целую часть числа.

40. Для определения

K_c^T

по (5) рассчитывается коэффициент сменяемости по среднему ремонту:

$$K_c^c = \frac{\left[\left(\left[\frac{T_k}{T_p} \right] - 1 \right) \cdot \frac{\text{НОД}(T_p; T_c)}{T_c} \right]}{E_c}$$

(6)

где НОД – наибольший общий делитель;

$$\left(\left[\frac{T_k}{T_p} \right] - 1 \right)$$

- количество замен за ремонтный цикл, исходя из срока службы без учета замены, производимой за пределами срока проведения среднего ремонта (или количество замен за период от начала ремонтного цикла до срока проведения последнего ремонта);

$$\frac{\text{НОД}(T_p; T_c)}{T_c}$$

- вероятность замены при среднем ремонте;

В случае выхода из строя узлов и деталей за пределами межремонтного периода среднего ремонта $P_c < 1$ или за пределами текущего ремонта $P_T < 1$. Тогда коэффициент сменяемости при текущем ремонте всегда равен 0.

41. Исходя из норм на изготовление (восстановление) узлов и деталей

H_{ij}^u

, их количества и коэффициентов сменяемости, можно определить подетально-условные нормы расхода материалов (

H_{ij}^n

) по формуле:

$$H_{ij}^n = H_{ij}^u K_c E$$

(7)

42. Определив нормы расхода на все детали и узлы оборудования, можно рассчитать индивидуальные нормы по ремонту:

$$H_i = \sum_{j=1}^m H_{ij}^n$$

(8)

43. При статистическом методе нормы определяются по уровню сложившихся фактических затрат материалов за предыдущие годы. Они устанавливаются в виде затрат материалов на текущий ремонт.

44. При этом к условиям, обеспечивающим достоверность разрабатываемых норм, относятся:

1) полнота и точность статистических данных;

2) сопоставимость условий использования материалов за отчетный период с условиями в планируемом порядке;

3) анализ динамики фактического расхода материалов по текущему ремонту за ряд лет.

45. Основными источниками информации являются данные бухгалтерского и оперативного учета материалов, нормативные показатели системы планово-предупредительного ремонта, дефектные ведомости, статистические данные по отказам оборудования.

46. Статистический метод предусматривает использование экономико-математических методов расчета. Наиболее часто используются авторегрессионные модели, модели множественной регрессии, метод динамических рядов, корреляционно-регрессионного анализа.

47. Примером использования корреляционно-регрессионного анализа может служить расчет индивидуальных норм потребности в материалах на ремонтно-эксплуатационные нужды, который проводится в следующей последовательности:

1) рассчитываются значения показателей удельного расхода материала на ремонтно-эксплуатационные нужды по годам отчетного периода по формуле:

$$g_{ij}^n = \frac{Z_{ij}^n}{F_{ij}^n}$$

(9)

где

Z_{ij}^n

– фактический расход i -го материала на ремонтно-эксплуатационные нужды по j -му оборудованию в n -м отчетном году;

F_{ij}^n

– значение измерителя нормы i -го материала;

2) строится регрессионная модель, позволяющая определить расчетные удельные расходы материалов данного вида за отчетный период по формуле:

$$g_{ij}^n = a_0 + \frac{a}{\sum f_{ij}^n} \quad (10)$$

где

a_0

– постоянный член уравнения;

a – коэффициент регрессии при факторе;

3) параметры уравнения (10) рассчитываются по формуле:

$$a = \frac{\sum g_{ij}^n f_{ij}^n + m \bar{g} \bar{f}}{\sum (f_{ij}^n)^2 - m \bar{f}^2} \quad (11)$$

$$a_0 = \bar{g} - a \bar{f} \quad (12)$$

где

f_{ij}^n

– значение, равное

$$\frac{1}{\sum f_{ij}^n}$$

;

$$\sum g_{ij}^n f_{ij}^n$$

– сумма произведений каждого значения

g_{ij}^n

на

f_{ij}^n

;

$$\sum (f_{ij}^n)^2$$

– сумма квадратов

f_{ij}^n

;

$$\bar{g} = \frac{\sum g_{ij}^n}{m}$$

и

$$\bar{f} = \frac{\sum f_{ij}^n}{m}$$

среднеарифметические значения

 g_{ij}^n

и

 f_{ij}^n

;

m – общее количество статистических наблюдений данной группы оборудования.

48. Расчетный удельный расход материалов на ремонтно-эксплуатационные нужды в целом следует определять как средневзвешенное значение расчетных удельных расходов по формуле:

$$g_{cp} = \frac{\sum g_{ij}^n F_{ij}^n}{\sum F_{ij}^n}$$

(13)

49. Уравнение регрессии имеет конкретные параметры и дает только одно значение для оценки зависимости. Каждая электростанция имеет свои технико-экономические особенности и отличается условиями производственно-хозяйственной деятельности.

50. Поэтому для расчета норм потребности материала рассчитывается коэффициент достоверности исходных данных по электростанциям:

$$K_{\varepsilon} = \frac{\sum \frac{Z_{ijk}^n}{\sum_{\varepsilon} g_{ij}^n F_{ijk}^n}}{n}$$

(14)

где

 Z_{ijk}^n

– фактический расход i -го материала на РЭН по j -му оборудованию по k -му электростанции-представителю в n -ом отчетном году;

F_{ijk}^n

– значение измерителя нормы i -го материала по k -му электростанции.

51. Норма потребности в материалах определяется по формуле:

$$H_{ij} = g^{cp} + k_g \quad (15)$$

52. При использовании метода динамических рядов их уровни рассматриваются как случайные величины, изменяющиеся во времени и состоящие из двух компонент - детерминированной и случайной. Это позволяет описать динамический ряд следующей формулой:

$$Y_t = f(t) + \varepsilon(t) \quad (16)$$

где $f(t)$ – некоторая случайная функция времени, которую называют трендом;

 $\varepsilon(t)$

– случайное значение (случайная компонента).

53. Один из методов определения основной тенденции динамического ряда (выявление тренда) – аналитическое выравнивание, которое позволяет получить характеристику главной тенденции с помощью аналитических функций.

Наиболее часто используемыми функциями для определения тренда при выравнивании динамических рядов норм расхода материала и прогнозирования являются:

линейная:

$$Y = A + BT; \quad (17)$$

логарифмическая:

$$Y = A + B \log T; \quad (18)$$

степенная:

$$Y = AT^B; \quad (19)$$

экспотенциальная:

$$Y = Ae^{BT}; \quad (20)$$

парабола:

$$Y = A + BT + CT^2; \quad (21)$$

гиперболическая:

$$Y = A + B/T. \quad (22)$$

54. Параметры приведенных уравнений находят методом наименьших квадратов.

55. Статистические модели не раскрывают причин изменения расхода материалов, так как они описывают экономические явления как неуправляемый процесс, подверженный влиянию совокупных факторов. Поэтому указанные модели следует использоваться при нормировании расхода материалов, имеющих инерционный характер.

56. Так как нормы расхода материалов зависят от небольшого количества факторов, то в ряде случаев при нормировании можно использовать комбинированный метод, тогда применяя расчетно-аналитический или опытный метод совместно со статистическим:

1) в качестве примера использования комбинированного метода предлагается вариант, при котором расчет индивидуальных норм проводится по следующей формуле :

$$H_{ij} = \sum_{j=1}^m H_{ij}^n \lambda_{qj} p_j$$

(23)

где H_{ij} – индивидуальная норма расхода i -го материала при текущем ремонте на j -ый объект-представитель;

$$H_{ij}^n$$

– подетально-узловая норма расхода i -го материала на ремонт, определяемая опытным методом на базе соотношения:

$$H_{ij}^n = m_{ij}^{\text{ч}} \frac{m_{ij}^0}{m_{ij}^{\text{ч}}} - m_{ij}^{\text{в}}$$

(24)

где

$$m_{ij}^0$$

– черный вес i -го заменяемого материала в j -м узле (детали);

$$m_{ij}^{\text{ч}}$$

– чистый вес i -го заменяемого материала в j -ом узле (детали);

$$m_{ij}^{\text{в}}$$

– вес i -го материала, который может быть использован вторично при ремонте узла (детали), (например, провод, вторично используемый для перемотки электродвигателя).

При отсутствии вторичного использования материала
 $m_{ij}^B = 0$.

– количество отказов в расчете на год, требующих определенного вида ремонта;

q_j – количество одноименных j -ых узлов (деталей);

p_j – вероятность того, что при данном отказе будут подвергаться ремонту определенного вида j -е узлы (детали);

2) другим вариантом является случай, когда необходимо определить суммарную норму расхода материалов на основе фактических данных о параметрах потока отказов и количества материала, требуемого для ликвидации одного отказа.

57. Расчет норм расхода материала по объектам для каждого наименования материала выполняется по формуле:

$$H_i = W_i \cdot q_i, \quad (25)$$

где W_i – параметр потока отказов;

q_i – количество i -го материала, требуемого для ликвидации одного отказа.

58. Параметр отказов определяется по формуле:

$$W_i = \frac{h_i(\tau)}{h_{об}(\tau)}, \quad (26)$$

где τ – длительность наблюдаемого периода (лет);

$h_{об}$ – число единиц наблюдаемого за этот период оборудования;

$h_i()$ – число отказов наблюдаемого оборудования в анализируемом периоде, требующих для восстановления расхода i -го материала.

59. Количество материала, требуемой для ликвидации одного отказа (q_i), рассчитывается по формуле:

$$q_i = \bar{q}_i + \sigma_{q(i)}, \quad (27)$$

где

$\bar{q}_i$

– среднее значение расхода i -го материала для ликвидации одного отказа;

$\sigma_{q(i)}$

– среднеквадратичное отклонение значения;

$$\bar{q}_i = \frac{\sum_{m=1}^{m\tau} q_{im}}{h_i \tau} \quad (28)$$

где q_{im} – фактический расход i -го материала для ликвидации m -го отказа

$$\sigma_{q(i)} = \sqrt{\left[\frac{\sum_{m=1}^{m(\tau)} (q_{im} - \bar{q}_i)^2}{[h_i(\tau) - 1]} \right]} \quad (29)$$

Глава 7. Методы расчета групповых норм

60. Групповые нормы расхода определяются как средневзвешенные значения расхода материалов по индивидуальным нормам.

61. Групповые нормы определяются объектом и его характеристиками.

По каждому материалу рассчитывается суммарная норма расхода материала на год по общей формуле:

$$H_{ij}^{cr} = \frac{H_{ij}^{кап1}}{T_{jкап1}} + \frac{H_{ij}^{кап2}}{T_{jкап2}} + \frac{H_{ij}^{кап3}}{T_{jкап3}} + \frac{H_{ij}^{ср}}{T_{jср}} + \frac{H_{ij}^{тех1}}{T_{jтех1}} + \frac{H_{ij}^{тех2}}{T_{jтех2}} + \frac{H_{ij}^{тех3}}{T_{jтех3}} + H_{ij}^{30} \quad (30)$$

где

$$H_{ij}^{cr}$$

– суммарная норма расхода i -го материала на j -ое оборудование.

62. Определяется потребность в материалах по данному j -му виду оборудования:

$$\Pi_{ij} = H_{ij}^{cr} A_j \quad (31)$$

где Π_{ij} – потребность в i -м материале по j -му оборудованию;

A_j – общее количество j -го оборудования;

1) определяется суммарная потребность в материалах по всему оборудованию (

$$\Pi_i^{\Sigma}$$

):

$$\Pi_i^{\Sigma} = \sum_{j=1}^m \Pi_{ij}$$

(32)

где Π_{ij} – потребность в i -м материале по j -му оборудованию;

m – общее количество типов оборудования, на которые расходуется i -й материал;

2) определяются групповые нормы для каждого данного типа оборудования (H_{ij}) по формуле:

$$H_{ij} = \frac{\Pi_i^{\Sigma}}{\sum_{j=1}^m A_j}$$

(33)

Приложение 40
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 6 января 2017 года
№ 2

Методика расчета норм расхода материалов и изделий на техническое обслуживание подстанций напряжением до 220 килвольт

Глава 1. Общие положения

1. Настоящая Методика расчета норм расхода материалов и изделий на техническое обслуживание подстанций напряжением до 220 килвольт (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. Нормы расхода материалов и изделий предназначены для формирования технической базы энергопредприятия на основе составления обоснованных заявок на материалы и изделия и их распределения между структурными подразделениями организации

3. В настоящей Методике применяются следующие основные понятия и определения:

1) потребитель – физическое или юридическое лицо, потребляющее на основе договора электрическую и (или) тепловую энергию;

2) подстанция – электроустановка, служащая для преобразования и распределения электроэнергии и состоящая из трансформаторов или других преобразователей энергии, распределительных устройств, устройств управления и вспомогательных сооружений;

3) энергообъект – энергетическое оборудование, здания, сооружения и системы управления, защиты и контроля энергопроизводящих и энергопередающих организаций;

4) энергопередающая организация – организация, осуществляющая на основе договоров передачу электрической или тепловой энергии.

Глава 2. Область применения

4. Настоящая Методика распространяется на подстанции напряжением 6/10/35/110/220 кВ (далее - кВ) и соответствует Правилам организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций, тепловых и электрических сетей, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 11 февраля 2015 года № 73 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10451) и Правилам приемки в эксплуатацию энергообъектов электростанций, электрических и тепловых сетей после технической модернизации, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 13 февраля 2015 года № 90 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10453).

5. Перечень оборудования для расчета норм расхода материалов и изделий разрабатывается на основании технического паспорта изготовителя оборудования, энергетической организацией.

6. При формировании перечня оборудования делят на группы в зависимости от напряжения трансформаторных подстанций.

7. Примерный перечень оборудования для подстанции напряжением 35 – 220 кВ, приведен в приложении 1 к настоящей Методике.

8. Разработка норм расхода материалов и изделий осуществляется на основе принятой организацией системы планово-предупредительного ремонта, согласно Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066).

9. Нормы расхода материала и изделий каждой подстанции (далее – ПС) пересматриваются (пересчитываются) при изменении конструкции, материалов и технологии ремонта оборудования.

10. Нормы расхода материала и изделий разрабатываются в самой энергопередающей организацией и утверждаются ее руководителем, либо разрабатываются специализированной организации на основании договора с

энергопередающей организацией, утверждается руководителем энергопередающей организацией.

Глава 3. Расчет норм расхода материалов и изделий на техническое обслуживание оборудования подстанций

11. Разработка норм расхода материалов и изделий осуществляется по двум составляющим: расход материалов и изделий на техническое обслуживание и замену элементов оборудования

12. Нормирование расхода материалов и изделий по ресурсу работы осуществляется для оборудования подстанций, отказ в работе которого, вызывает потребность в замене. Потерявшие работоспособность элементы не подлежат ремонту.

13. Нормирование расхода материалов и изделий по ресурсу работы оборудования и элементов подстанции, в зависимости от срока эксплуатации объектов, осуществляется на основе характеристики надежности потока отказов.

14. При возникновении систематических, непредусмотренных техническим паспортом оборудования, технологических карт ремонта, фактических статистических данных по отказам требуется внесения изменения в систему планово-предупредительного ремонта для вывода из рабочей схемы оборудования для ремонта, а при невозможности восстановления рабочего состояния замену оборудования или его частей. Относительное количество отказов элементов определяется по нормативной характеристике потока отказов, а в случае отсутствия технического паспорте оборудования – по фактической статистике отказов

15. Расчет норм расхода материалов и изделий для замены элементов объектов с использованием нормативной характеристики потока отказов указанных элементов осуществляется в следующем порядке:

1) на характеристике потока отказов устанавливаются u -интервалы по сроку эксплуатации оборудования с близкими значениями относительной величины ежегодных отказов

$$\lambda_{qi год}^{относ}$$

q -го элемента на i -ом объекте.

2) определяется ежегодное количество отказов

$$\lambda_{qi год}^{\psi}$$

отношением единицы объекта к единицы объекта в год q -го элемента в единице i -го объекта в u -ом интервале срока эксплуатации:

$$\lambda_{qi год}^{\psi} = \lambda_{qi год}^{относ} \cdot n_{qi}$$

(1)

где

n_{qi}

– количество q-ых элементов в единице i-го объекта, ед./ед. объекта.

3) определяется ежегодное среднее взвешенное по интервалам количество отказов

$\lambda_{qi\text{год}}^{\psi\text{ср}}$

q-ых элементов в единице i-го объекта организации:

$$\lambda_{qi\text{год}}^{\psi\text{ср}} = \frac{\lambda_{qi\text{год}}^{\psi1} l_i^{\psi1} + \lambda_{qi\text{год}}^{\psi2} l_i^{\psi2} + \dots + \lambda_{qi\text{год}}^{\psi n} l_i^{\psi n}}{l_i^{\psi1} + l_i^{\psi2} + \dots + l_i^{\psi n}}$$

(2)

где

l_i^{ψ}

– количество единиц измерения (км, шт.) в y-ом интервале срока эксплуатации оборудования и элементов ПС;

4) определяется первая составляющая нормы расходов материалов и изделий – среднегодовая нормативная потребность

$Q'_{\alpha i}$

в а-материале или изделии на единицу i-го объекта для замены q-ых элементов, при этом расход материалов и изделий на замену указанных физических элементов

$Q'_{\alpha qi}$

принимается на основе норм расхода материалов и изделий на выполнение отдельных работ по замене одного q-го элемента i-го объекта

$$Q'_{\alpha i} = \sum_{q=1}^q Q'_{\alpha qi} \lambda_{qi\text{год}}^{\psi\text{ср}}$$

(3)

5) рассматриваемая составляющая среднегодовой объектной нормы расхода материалов и изделий по ресурсу работы элементов, включает в свой состав вместе с материалами и изделиями, расходуемыми непосредственно на заменяемый элемент, материалы, обусловленные технологией замены элемента.

16. Расчет второй составляющей среднегодовой нормы расхода материалов и изделий

$Q''_{\alpha i}$

осуществляется для ситуаций, когда элемент при его износе заменяется не целиком, осуществляется техническое обслуживание его узлов. Расчет указанной составляющей нормы расхода материалов и изделий осуществляется на основе норм расхода материалов и изделий по видам работ на объекте и значениям длительности между периодами технического обслуживания. Приведение расхода материалов и изделий по

техническому обслуживанию на элементах объекта к году осуществляется делением их значений на соответствующую длительность обслуживания.

17. Для расчета второй составляющей объектной среднегодовой нормы расхода материалов и изделий

$Q_{\alpha i}''$

рекомендуется следующая формула:

$$Q_{\alpha i}'' = \sum_{\xi=1}^{\xi} \sum_{\tau=1}^{\tau} \frac{Q_{\alpha \tau \xi i}'' n_{\xi i}}{T_{m \xi i}} \quad (4)$$

где

$Q_{\alpha i}''$

– норма расхода а- материала и изделия при выполнении технического обслуживания m -вида на x -ом элементе (узле) i -го объекта;

$T_{m \xi i}$

– период технического обслуживания выполнения работы m -вида на x -ом элементе i -го объекта;

$n_{\xi i}$

– количество x -ых элементов (узлов) на единицу измерения i -го объекта.

18. Среднегодовая норма расхода материалов и изделий на единицу объекта

$Q_{\alpha i}$

определяется как сумма первой

$Q_{\alpha i}'$

и второй

$Q_{\alpha i}''$

составляющих:

$$Q_{\alpha i} = \left(\sum_{q=1}^q Q_{\alpha q i}' \lambda_{qi}^{\psi \text{ ср}} + \sum_{\xi=1}^{\xi} \sum_{\tau=1}^{\tau} \frac{Q_{\alpha \tau \xi i}'' n_{\xi i}}{T_{m \xi i}} \right) \quad (5)$$

19. Для ПС, расположенных в сложных условиях эксплуатации (болота, горы, зоны повышенного загрязнения изоляции), принимаются поправочные коэффициенты к нормам расхода материалов и изделий, согласно Правилам организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций, тепловых и электрических сетей, утвержденным приказом Министра энергетики

Республики Казахстан от 11 февраля 2015 года № 73 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за №10451), и разрабатываются индивидуальные нормы расхода материалов и изделий по каждому объекту или элементу.

20. Номенклатура подлежащих нормированию материалов и изделий определяется на основе технических паспортов электрооборудования, технологических карт ремонта, проектной документации и данных ежегодных заявок на материалы и изделия.

21. Примерный перечень материалов, изделий рекомендуемых для технического ремонта обслуживания подстанций приведен в приложении 2 к настоящей Методике, который дополняется в зависимости от эксплуатируемого оборудования.

Глава 4. Расчет норм расхода материалов и изделий на техническое обслуживание оборудования подстанций.

22. Значение

B_{α}

определяется суммой годовой потребности в а-материале и изделии всех единиц объектов энергопередающей организации, рассчитываемой на основе норм среднегодового расхода материалов и изделий единиц объектов энергопередающей организации.

23. Для ПС расчет

B_{α}

выполняется по формуле:

$$B_{\alpha} = \sum_{i=1}^i L_i Q_{\alpha i} \quad (8)$$

где

L_i

– материал или изделие объекта подстанции i-го типа;

$Q_{\alpha i}$

– среднегодовая норма расхода а-материала или изделия подстанции i-го типа.

Приложение 1
к Методике расчета норм расхода
материалов и изделий на
техническое обслуживание
подстанций напряжением до 220
киловольт

Примерный перечень оборудования

для подстанции напряжением 35 – 220 кВ

В примерный перечень оборудования для подстанции напряжением 35 – 220 кВ входят:

- 1) силовые трансформаторы, реакторы;
- 2) выключатели воздушные;
- 3) выключатели масляные;
- 4) выключатели нагрузки;
- 5) отделители;
- 6) короткозамыкатели;
- 7) синхронные компенсаторы;
- 8) трансформаторы напряжения;
- 9) трансформаторы тока;
- 10) разъединители;
- 11) разрядники;
- 12) изоляторы;
- 13) шины;
- 14) аккумуляторные батареи;
- 15) ограничитель перенапряжения;
- 16) выключатели элегазовые;
- 17) выключатели вакуумные.

Приложение 2
к Методике расчета норм расхода
материалов и изделий на
техническое обслуживание
подстанций напряжением до 220
киловольт

Примерный перечень материалов, изделий рекомендуемых для технического ремонта обслуживания подстанций

В примерный перечень материалов, рекомендуемых для технического обслуживания подстанций входят:

- 1) токопроводящие шины;
- 2) провод;
- 3) кабель;
- 4) изоляторы;
- 5) сталь профилированная;
- 6) наконечники кабельные;
- 7) аппаратные и петлевые зажимы;
- 8) натяжная, поддерживающая и сцепная арматура;

- 9) разрядники;
- 10) предохранители с плавкими вставками;
- 11) масло трансформаторное;
- 12) силикагель;
- 13) цеолит;
- 14) краска нитро;
- 15) лак 177;
- 16) лак бакелитовый;
- 17) бензин;
- 18) щелочь;
- 19) салфетки технические;
- 20) смазка циатим;
- 21) мастика кабельная;
- 22) лента изоляционная;
- 23) лента киперная;
- 24) лакоткань;
- 25) асбест листовой;
- 26) трубка пхв;
- 27) болты с шайбами и гайками;
- 28) арматура низковольтная;
- 29) лампы электрические;
- 30) паста для мытья рук;
- 31) резина маслостойкая уплотнительная;
- 32) губки и ножи к разъединителям;
- 33) металлокерамические контакты к выключателям.

Приложение 41
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 6 января 2017 года
№ 2

Методика расчета норм аварийного запаса частей мачтовых и комплектных трансформаторных подстанций 6-20/0,4 килвольт

Глава 1. Общие положения

1. Настоящая Методика расчета норм аварийного запаса частей мачтовых и комплектных трансформаторных подстанций 6–20/0,4 килвольт (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящей Методике применяются следующие основные понятия и определения:

1) подстанция – электроустановка, служащая для преобразования и распределения электроэнергии и состоящая из трансформаторов или других преобразователей энергии, распределительных устройств, устройств управления и вспомогательных сооружений;

2) региональная электросетевая компания – энергопередающая организация, электрические сети регионального эксплуатирующая уровня;

3) комплектное распределительное устройство – распределительное устройство, состоящее из полностью или частично закрытых шкафов или блоков со встроенными в них аппаратами, устройствами защиты и автоматики, поставляемое в собранном или полностью подготовленном для сборки виде;

4) мачтовая трансформаторная подстанция – открытая трансформаторная подстанция, все оборудование которой установлено на конструкциях или на опорах воздушной линии на высоте, не требующей ограждения подстанции;

5) распределительное устройство – электроустановка, служащая для приема и распределения электроэнергии и содержащая коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства (компрессорные, аккумуляторные), а также устройства защиты, автоматики и измерительные приборы;

6) столбовая трансформаторная подстанция – открытая трансформаторная подстанция, все оборудование которой установлено на конструкциях или на опорах воздушной линии на высоте, не требующей ограждения подстанции.

Глава 2. Область применения

3. Настоящая Методика распространяется на организации, на балансе которых находятся мачтовые и комплектные трансформаторные подстанции. Аварийный страховой запас запасных частей, предусмотренный настоящей Методикой, предназначается для ликвидации повреждений отдельных элементов мачтовых и комплектных трансформаторных подстанций 6-20/0,4 килвольт (далее - кВ) при отсутствии в производственном запасе требуемых элементов согласно Правилам устройства электроустановок, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 230 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10851), Правилам приемки в эксплуатацию энергообъектов электростанций, электрических и тепловых сетей после технического вооружения, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 13 февраля 2015 года № 90 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10453).

4. В качестве единицы объекта организации, для которых рассчитываются нормы аварийного запаса мачтовых и комплектных трансформаторных подстанций 6-20/0,4 кВ (далее – нормы аварийного запаса) принимаются наиболее типичные по конструкции, составу узлов и виду используемых материалов объекты организации.

5. При определении единицы объекта используют характерные группы оборудования подстанций мачтовые и трансформаторные подстанции напряжением 6-20/0,4 кВ.

6. Перечень оборудования для расчета норм расхода материалов и изделий разрабатывается на основании технического паспорта изготовителя оборудования, энергетической организацией, на основе принятых организацией системы планово-предупредительного ремонта, действующих правил технической эксплуатации с учетом ресурса работы оборудования подстанций.

7. Нормы аварийного запаса пересматриваются (пересчитываются) при изменении конструкции, материалов и технологии ремонта оборудования подстанций.

8. Объем аварийного страхового запаса, создаваемого в предприятии электрических сетей, определяется исходя из количества мачтовая трансформаторная подстанция (далее – МТП) и комплектная трансформаторная подстанция (далее – КТП) 6-20/0,4 кВ, находящихся на балансе предприятия.

При существенном отклонении показателей повреждаемости элементов МТП и КТП 6-20/0,4 кВ от средних значений повреждаемости в электрических сетях 0,4-20 кВ и специфике местных условий эксплуатации рекомендуется разрабатывать местные нормы аварийного страхового запаса в соответствии с норм аварийного страхового запаса основных запасных частей, изделий и материалов для трансформаторных подстанций 6-20/0,4 кВ.

9. При изменении количества МТП и КТП 6-20/0,4 кВ (ввод в эксплуатацию новых трансформаторных подстанций (далее – ТП) или приемка ТП от других министерств и ведомств) объем аварийного страхового запаса корректируется ежегодно по количеству МТП и КТП 6-20/0,4 кВ.

10. Типы оборудования и изделий аварийного страхового запаса устанавливаются с учетом номенклатуры наиболее распространенных в предприятии электрических сетей МТП и КТП.

11. Объем и номенклатура аварийного страхового запаса утверждаются руководством предприятия электрических сетей.

Перечень оборудования и энергоустановок, для которых создается аварийный запас, устанавливается на основе анализа экономической эффективности. Запас экономически целесообразен в тех случаях, когда затраты на его создание и содержание окупаются за нормативный срок.

12. Номенклатура аварийного запаса устанавливается на основе анализа надежности и взаимозаменяемости изделий, системы технического обслуживания и ремонтов, и технико-экономических расчетов.

Глава 3. Создание и пополнение аварийного страхового запаса

13. Аварийный страховой запас создается и пополняется из централизованных поступлений материальных ресурсов, выделяемых на техническое обслуживание и ремонт электрических сетей 0,4-20 кВ, а финансироваться за счет оборотных средств.

После расходования аварийного запаса (полного или частичного) он пополняется до нормативного объема из первого поступления материальных ресурсов в предприятие электрических сетей, из числа восстановленных после ремонта элементов МТП и КТП.

Потребность в аварийных запасных частях МТП и КТП – это максимальное их количество, которое необходимо иметь для обеспечения эксплуатационной готовности и надежности энергетического оборудования в случаях отказов, отбраковки или необходимости замены эксплуатируемых изделий по другим причинам.

Если ремонтная организация обслуживает МТП и КТП, то нормативы потребности изделий в обменном фонде совпадают с нормативами потребности в запасных частях МТП и КТП, ремонт которых осуществляется централизованным способом согласно Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066).

14. В составе запаса выделяется аварийная составляющая, предназначенная для срочной замены, вышедших из строя частей, вследствие отказов и обнаружения неисправностей, препятствующих эксплуатации МТП и КТП или их вводу в работу после ремонта.

Ремонтная составляющая (разность между нормативом и аварийного запаса) предназначена для замены оборудования по плану после отбраковки или обнаружения неисправностей, не препятствующих дальнейшей работе электрооборудования. Не рекомендуется использование изделий из аварийного запаса при проведении плановых ремонтов и модернизаций оборудования.

Глава 4. Размещение и хранение аварийного страхового запаса

15. Хранить аварийный страховой запас необходимо в специально отведенных местах. Не рекомендуется хранение аварийного страхового запаса вместе с материальными ресурсами другого назначения. Примерные нормы аварийного страхового запаса оборудования, изделий и материалов для МТП и КТП 6-20/0,4 кВ даны в таблице согласно приложению к настоящей Методике.

Место, порядок хранения, контроль наличия, список лиц, ответственных за хранение, использование и своевременное пополнение аварийного страхового запаса, устанавливаются приказом по предприятию электрических сетей.

16. В местах хранения аварийного страхового запаса имеется перечень оборудования с указанием вида и типа, нормативного количества и фактического наличия.

Размещение и хранение аварийного страхового запаса рекомендуется располагать так, чтобы обеспечивать его исправное состояние и быстрое получение и доставки к месту ликвидации повреждения.

17. Техническое состояние и наличие материальных ресурсов аварийного страхового запаса проверяется периодически, но не реже 1 раза в 6 месяцев.

Глава 5. Исходные данные

18. Основными исходными данными для настоящей Методики расчета нормативов и норм потребности в резервных изделиях служат:

1) показатели расходования аварийного запаса – среднее количество требований на изделия из аварийного резерва в единицу времени (интенсивности требований) на расчетных интервалах планируемого года и количество изделий в каждом из требований;

2) показатели пополнения аварийного запаса – время восстановления неисправных изделий путем ремонта, время от момента подачи заявки до момента поставки новых изделий от поставщика, минимальная норма заказа изделий;

3) время принятия решений.

19. Показатели расходования аварийного запаса определяются одним из способов:

1) по утвержденным нормам расхода изделий на ремонтно-эксплуатационные нужды;

2) по статическим данным об удельных расходах за 2-5 предшествующих плановому периоду года;

3) на основе характеристик надежности и системы технического обслуживания и ремонтов оборудования.

20. Время принятия решения рекомендуется выбирать из перечня:

1) минимум приведенных затрат на создание и содержание аварийного запаса с учетом потерь, связанных с задержкой в удовлетворении требований на изделия;

2) вероятность задержки в удовлетворении аварийных требований не более 0,02 (отношение количества задержанных в удовлетворении требований к общему их количеству);

3) вероятность задержки в удовлетворении требования для плановых и реконструктивных работ – устанавливается лицом, которое поручает разработку нормативов;

4) вероятность дефицита изделий не более 0,005 (отношение времени задержки аварийных требований к общему времени функционирования системы).

21. Способ определения исходных данных и правила принятия решений выбирается организацией-разработчиком типовых нормативов и норм. Допускается использование метода экспертных оценок при определении показателей расходования и пополнения запаса.

Глава 6. Расчет норма аварийного запаса частей мачтовых и комплектных трансформаторных подстанций 6-20/0,4 кВ

22. Предприятия электросетей или их подразделения обеспечиваются неприкосновенным запасом материалов и деталей, необходимых для ликвидации аварий.

Ликвидация отдельных повреждений электросетей 0,4-20 кВ в объем планово-предупредительного ремонта и осуществляется путем использования производственных запасов, имеющихся в предприятиях электрических сетей.

К ожидаемому сроку очередной поставки материалов и изделий производственный запас предприятия, возможно израсходуется полностью. В случае нарушения срока поставки ликвидацию повреждений в распределительных сетях допускается осуществлять за счет аварийного страхового запаса.

Для минимизации аварийного страхового запаса его объем предусматривается для ликвидации повреждений в период нарушения срока очередной поставки и отсутствии производственного запаса.

23. Период нарушения срока поставки принимается равным одному кварталу с учетом того, что договорной срок поставки указывается с точностью до квартала.

Нормативное значение аварийного страхового запаса (Н) определяется как произведение расчетного числа повреждений элементов МТП и КТП 6 – 20/0,4 кВ за квартал (П) и объема материальных ресурсов, необходимых на восстановление одного повреждения (n):

$$H = Pn. \quad (1)$$

Значение n зависит от типа и структуры составных частей МТП и КТП 6-20/0,4 кВ.

Поэтому МТП и КТП 6-20/0,4 кВ как предмет нормирования разделяются на объекты представители (i) (например, МТП напряжением 6-20/0,4 кВ, однотрансформаторная комплектная подстанция напряжением 6-10/0,4 кВ проходного типа), которые, в свою очередь, состоят из элементов (j). Например, однотрансформаторная комплектная подстанция состоит из элементов: предохранитель 6-10 кВ, щит 0,4 кВ и дальше по комплектации.

Для ликвидации повреждения каждой трансформаторной подстанции рекомендуется составить типовой набор материальных ресурсов (mk). В целях

минимизации аварийных страховых запасов учитывается вторичное использование поврежденного элемента.

Таким образом, средний расход ресурсов по восстановлению 10 поврежденных разъединителей 6-10 кВ с учетом повторного использования восстановленных в процессе ремонта составит 6,1 шт.

Потребность в материальных ресурсах для ликвидации повреждений j -го элемента i -го объекта представителя составит:

$$n_j^i = \sum_{k=1}^{\alpha} m_k S_k$$

,

(2)

где
 m_k
 – номенклатура изделий;

S_k
 – коэффициент снижения потребности k -го изделия за счет повторного использования (определяется по данным эксплуатации).

24. Расчетное число повреждений определяется на основе статистического массива отказов различных конструктивных элементов трансформаторных подстанций. За расчетное число повреждений при определении аварийного страхового запаса принимается среднее количество повреждений за квартал

n_j^i
 , составляющее 25% среднегодового значения повреждаемости j -го элемента i -го объекта-представителя.

Норматив аварийного страхового запаса материальных ресурсов объекта-представителя рассчитывается по выражению:

$$H_i = \sum_{j=1}^{\alpha} n_j^i \Pi_j^i$$

.

(3)

Норма (максимальный размер) аварийного страхового запаса для конкретного предприятия электрических сетей (H) определяется суммой произведений норматива аварийного страхового запаса H_i и количества соответствующих объектов-представителей k_i :

$$H = \sum_{i=1}^{\delta} H_i \cdot k_i$$

(4)

В случае существенных отклонений условий эксплуатации, повреждаемости оборудования МТП и КТП от средних значений, определенных по данным энергосистем, рекомендуется разрабатывать местные нормы по настоящей Методике.

Приложение
к Методике расчета норм аварийного
запаса частей мачтовых и комплектных
трансформаторных подстанций 6-20/
0,4 килвольт

Примерные нормы аварийного страхового запаса

Таблица. Примерные нормы аварийного страхового запаса оборудования, изделий и материалов для МТП и КТП 6-20/0,4 кВ

Наименование оборудования, изделий и материалов	Норма запаса на 100 эксплуатируемых подстанций	
	МТП	КТП
Предохранитель (патрон с калиброванной вставкой) 6-20 кВ, шт.	3,9	4,4
Изолятор опорный с губками под предохранитель 6-20 кВ, шт.	3,0	4,2
Разрядник вентильный 6-20 кВ, шт.	1,9	2,2
Изолятор проходной 6-20 кВ, шт.	-	2,7
Разрядник вентильный 0,4 кВ, шт.	1,05	1,8
Предохранитель ПН-2 0,4 кВ, шт.	9,3	12,6
Изолятор опорный 0,4 кВ, шт.	6,0	5,5
Трансформатор тока 0,4 кВ, шт.	3,4	3,6
Щит 0,4 кВ с комплектом оборудования, шт.	0,5	0,4
Провод изолированный сечением 25-50 мм ² , м	25	15
Пиломатериалы, м ³	0,22	0,1
Болты строительные длиной 450 мм, шт.	4	-
То же длиной 650 мм, шт.	2	2

Приложение 42
к приказу Министра энергетики
Республики Казахстан
от 6 января 2017 года
№ 2

Методика расчета норм материально-технических ресурсов и оборудования для закрытых трансформаторных подстанций 6-20/0,4 килвольт и распределительных пунктов 6-20 килвольт

Глава 1. Общие положения

1. Настоящая Методика расчета норм материально–технических ресурсов и оборудования для закрытых трансформаторных подстанций 6–20/0,4 килвольт и распределительных пунктов 6–20 килвольт (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. Настоящая Методика расчета норм запаса материально-технических ресурсов и оборудования рекомендуется для формирования технической базы энергопредприятия на основе составления обоснованных заявок на материалы и изделия и их распределения между структурными подразделениями организации.

3. В настоящей Методике применяются следующие основные понятия и определения:

1) подстанция – электроустановка, служащая для преобразования и распределения электроэнергии и состоящая из трансформаторов или других преобразователей энергии, распределительных устройств, устройств управления и вспомогательных сооружений;

2) закрытая трансформаторная подстанция – трансформаторная подстанция, оборудование которой расположено в здании;

3) распределительный пункт – распределительное устройство одного напряжения, служащее для приема и распределения электрической энергии без ее трансформации или преобразования;

4) энергообъект – энергетическое оборудование, здания, сооружения, а также системы управления, защиты и контроля энергопроизводящих и энергопередающих организаций.

Глава 2. Область применения

4. Эксплуатация электрических сетей включает в себя проведение организационных и технических мероприятий по поддержанию технического состояния зданий и сооружений, линий электропередачи, подстанций этих сетей.

5. Во всех организациях электрических сетей, осуществляющих ремонт и техническое обслуживание закрытая трансформаторная подстанция (далее – ЗТП) 6-20/

0,4 киловольт (далее – кВ) и распределительный пункт (далее – РП) 6-20 кВ создается резерв материально-технических ресурсов и оборудования в соответствии с:

1) Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов Республики Казахстан за №11066);

2) Правилами устройства электроустановок, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 марта 2015 года № 230 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10851).

6. Нормы запаса материально-технических ресурсов и оборудования, предусмотренные настоящей Методикой, предназначаются для решений и ликвидации повреждений отдельных элементов ЗТП 6-20/0,4 кВ и РП 6-20 кВ.

7. Объем материально-технических ресурсов и оборудования, создаваемого в предприятиях электрических сетей, определяется исходя из количества эксплуатируемых элементов, которые входят в состав ЗТП 6-20/0,4 кВ и РП 6-20 кВ, состоящих на балансе электросетевой компании на начало календарного года.

8. Нормы материально-технических ресурсов и оборудования разработаны для средних по Республике Казахстан условий эксплуатации электрических сетей.

Примерные нормы запаса материально-технических ресурсов и оборудования ЗТП 6-20/0,4 кВ и РП 6-20 кВ, приведен в таблице согласно приложению к настоящей Методике и соответствует Методике определения технических и технологических норм расходов материальных ресурсов при эксплуатации систем электроснабжения до 0,4 кВ.

9. Перечень оборудования для расчета материально-технических ресурсов и оборудования разрабатывается на основании технического паспорта изготовителя оборудования, предприятий электрических сетей ЗТП 6-20/0,4 кВ и РП 6-20 кВ.

10. Объем и номенклатура материально технических ресурсов и оборудования утверждается руководством предприятия электрических сетей.

11. Разработка норм материалов и изделий осуществляется на основе принятой организацией системы планово-предупредительного ремонта системы планово-предупредительного ремонта, согласно Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 11066).

12. Нормы материально-технических ресурсов и оборудования пересматриваются (пересчитываются) при изменении конструкции, материалов и технологии ремонта оборудования подстанций.

Глава 3. Создание и пополнение, размещение и хранение материально-технических ресурсов и оборудования

13. Запас создается и пополняется из централизованных поступлений материальных ресурсов, выделяемых на ремонт и техническое обслуживание электрических сетей 0,4-20 кВ, и финансируется за счет оборотных средств.

14. Запас возобновляется в обязательном порядке в случае его расходования по назначению и не засчитывается в остатки материалов и оборудования при их переписи.

15. Запас обеспечивается неснижаемым объемом. После его расходования (полного или частичного) он пополняется до нормативного объема из первого поступления материальных ресурсов в предприятие электрических сетей, из числа восстановленных после ремонта оборудования и изделий.

16. Допускается комплектование и пополнение запаса демонтированными изделиями при условии их полной исправности, устанавливаемой в результате квалифицированного обследования, контрольных измерений или испытаний.

17. Запас храниться в отведенных местах. Не допускается хранение запаса вместе с материальными ресурсами другого назначения.

18. Место, порядок хранения, контроль наличия, список лиц, обеспечивающих хранение, использование и своевременное пополнение запаса устанавливается приказом по предприятию электрических сетей.

19. В местах хранения запаса имеется перечень материально-технических ресурсов и оборудования с указанием вида и типа, нормативного количества и фактического наличия.

20. Размещение и хранение запаса обеспечивает его исправное состояние, возможность быстрого получения и доставки к месту ликвидации повреждения, ремонта.

21. Техническое состояние и наличие материально-технических ресурсов и оборудования запаса периодически проверяется, не реже одного раза в 6 месяцев инженерно-техническими работниками предприятия электрических сетей. При выявлении нарушений в комплектовании или хранении резервного запаса принимаются меры к немедленному их устранению.

Глава 4. Методика расчета норм материально-технических ресурсов и оборудования

22. Нормирование расхода материально-технических ресурсов и оборудования проводится с целью установления их планового количества, требуемого для рабочего процесса и обеспечения наиболее рационального и эффективного использования материалов в производстве.

Нормированию подлежат все виды материально-технических ресурсов и оборудование.

23. Нормирование расхода материально-технических ресурсов и оборудования включает:

- 1) анализ производственных условий потребления материально-технических ресурсов и оборудования, данные передовых отечественных и зарубежных предприятий;
- 2) установление норм расхода материально-технических ресурсов и оборудования на основе научно-обоснованных нормативов;
- 3) внедрение норм расхода материально-технических ресурсов и оборудования;
- 4) контроль прогрессивности норм расхода материально-технических ресурсов и оборудования, соблюдения норм расхода материально-технических ресурсов и оборудования в производстве, при планировании, учете материальных затрат и материально-техническом обеспечении производства;
- 5) выполнение технических и организационных мероприятий, обеспечивающих более рациональное и эффективное использование материально-технических ресурсов и оборудования;
- 6) периодический пересмотр норм расхода материально-технических ресурсов и оборудования.

24. Нормативы расхода материально-технических ресурсов и оборудования применяются для расчета индивидуальных норм и их анализа с целью выявления возможных резервов запаса материально-технических ресурсов и оборудования.

25. Для разработки норм расхода материально-технических ресурсов и оборудования используется расчетно-аналитический или опытный метод.

26. При расчетно-аналитическом методе нормы расхода материально-технических ресурсов и оборудования разрабатываются на основе прогрессивных показателей использования материально-технических ресурсов и оборудования.

27. Опытный метод разработки норм расхода материально-технических ресурсов и оборудования заключается в определении затрат материалов, на основе данных измерений полезного расхода, технологических отходов и потерь, определяемых в лабораторных условиях или непосредственно в условиях производства.

28. При нормировании расхода материально-технических ресурсов и оборудования исходить из условия обязательного планового внедрения прогрессивной технологии.

29. Работа по организации и планированию материально-технических ресурсов и оборудования резерва на предприятии сводится к:

- 1) нормированию расхода материально-технических ресурсов и оборудования;
- 2) определению потребности в них и формированию резервного запаса;
- 3) организацию материально-технического снабжения;
- 4) организацию хранения.

30. Запас материалов в момент их поставки определяется:

$$З = (С + Р) \cdot Д, \quad (1)$$

где З - запас материалов в момент их поставки;

С - срок возобновления запаса в днях, включая интервал поставки в днях и время на разгрузку, сортировку и приемку;

Р - количество дней гарантийного (страхового) запаса;

Д - среднедневная потребность в материалах.

Приложение
к Методике расчета норм
материально-технических ресурсов и
оборудования для закрытых
трансформаторных подстанций 6-20/
0,4 киловольт
и распределительных пунктов 6-20
киловольт

Примерные нормы материально-технических ресурсов и оборудования

Таблица. Примерные нормы запаса материально-технических ресурсов и оборудования ЗТП 6-20/0,4 кВ и РП 6-20 кВ

Наименование элементов	Норма запаса на 100 эксплуатируемых элементов ЗТП и РП
Масляный выключатель 6-20 кВ, шт.	0,25
Дугогасительная камера масляного выключателя 6-20 кВ, шт.	0,5
Привод масляного выключателя 6-20 кВ, шт.	0,12
Выключатель нагрузки 6-20 кВ, шт.	0,3
Дугогасительная камера с вкладышем выключателя нагрузки 6-20 кВ, шт.	0,45
Привод выключателя нагрузки 6-20 кВ, шт.	0,15
Разъединитель внутренней установки 6-20 кВ, шт.	0,4
Привод разъединителя внутренней установки 6-20 кВ, шт.	0,2
Предохранитель (патрон с калиброванной вставкой) 6-20 кВ, шт.	1
Изолятор опорный 6-20 кВ, шт.	0,25
Изолятор проходной 6-20 кВ, шт.	0,45
Трансформатор напряжения 6-20 кВ, шт.	0,4
Трансформатор тока 6-20 кВ, шт.	0,5
Разрядник вентильный 6-20 кВ, шт.	0,1
Выключатель-предохранитель ввода 0,4 кВ, шт.	0,4
Рубильник трехполюсный 0,4 кВ, шт.	0,5
Автоматический выключатель АВМ 0,4 кВ, шт.	0,3
Автоматический выключатель АЗ100, АЗ700 и другие на напряжение 0,4 кВ, шт.	0,55
Предохранитель ПН-2 0,4 кВ, шт.	0,8
Изолятор опорный 0,4 кВ, шт.	0,22

Трансформатор тока 0,4 кВ, шт.	0,2
Разрядник вентильный 0,4 кВ, шт.	0,15
Шины алюминиевые сечением 41040100 мм ² , п.м.	8*
Провод изолированный сечением 1650 мм ² , п.м.	20*
ОПН-0.4, шт	0,17
ОПН-10кВ, шт	0,13
Наконечники, шт	2,00
Металлопрокат (сталь угловая, круглая, листовая), кг	9,30
Приборы учета, шт	0,24
ЦИАТИМ, кг	0,064
Электроды, кг	0,29
Селикагель, кг	0,15
Резина маслостойкая, кг	0,20
Масло трансформаторное, кг	2,40

Примечание: *На 100 эксплуатируемых ТП, РП и соответствует Приказу Агентства Республики Казахстан по делам строительства и жилищно-коммунального хозяйства от 10.01.2012г № 4 "Методика определения технических и технологических норм расходов материальных ресурсов при эксплуатации систем электроснабжения до 0,4 кВ " и РД от 01.06.88 N 34.10.178-88 "Нормы резерва материально-технических ресурсов и оборудования для закрытых трансформаторных подстанций 6-20/0,38 кВ и распределительных пунктов 6-20 кВ".

Приложение 43
к приказу исполняющего
обязанности Министра энергетики
Республики Казахстан
от 6 января 2017 года № 2

Методика расчета норм расхода жидкого топлива на тепловых электростанциях и котельных

Глава 1. Общие положения

1. Настоящая Методика расчета норм расхода жидкого топлива на тепловых электростанциях и котельных (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 2) статьи 5 Закона Республики Казахстан "О теплоэнергетике" и подпунктом 323) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.02.2025 № 103 -н/к (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. В настоящей Методике применяются следующие основные понятия и определения:

1) тепловая нагрузка — количество тепловой энергии, принимаемое теплопотребляющей установкой за единицу времени;

2) условное топливо — единица учета тепловой ценности топлива, применяемая для сопоставления различных видов топлива.

Иные понятия и определения, используемые в настоящей Методике, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

Глава 2. Область применения

3. Настоящая Методика разработана для использования при прогнозировании и планировании потребности в жидком топливе на тепловых электростанциях и котельных, работающих на жидком топливе.

4. Расчет норм расхода газомазутного топлива на растопку котлов производится в соответствии с Методикой расчета норм расхода газомазутного топлива при сжигании бурых углей с выходом летучих веществ более 30 % на тепловых электростанциях и Методикой расчета норм расхода газомазутного топлива при сжигании каменных углей с выходом летучих веществ менее 20 % на тепловых электростанциях, утвержденными настоящим приказом.

Глава 3. Расчет норм расхода жидкого топлива на тепловых электростанциях и котельных

5. Годовой расход топлива на тепловых электростанциях и котельных определяется по формуле:

$$V_{\text{год}} = V_{\text{год}}^{\text{тэ}} + V_{\text{год}}^{\text{эз}}, \quad (1)$$

$$V_{\text{год}}^{\text{тэ}} = \frac{Q_{\text{общ}} \times b_{\text{ут}}^{\text{тэ}}}{K}, \quad (2)$$

$$V_{\text{год}}^{\text{эз}} = \frac{\Theta \times b_{\text{ут}}^{\text{эз}}}{K}, \quad (3)$$

$$K = \frac{Q_{\text{н.н}}^{\text{р}}}{Q_{\text{н.у}}^{\text{р}}}, \quad (4)$$

где $V_{\text{год}}$ — годовой расход топлива на электростанциях, тонна (далее - т);

$b_{\text{ут}}^{\text{тэ}}$

— удельный расход условного топлива, на выработку теплоты, килограмм условного топлива на гигакалорию (далее - кг у.т/Гкал);

$B_{\text{год}}^{\text{тэ}}$

- расход топлива на выработку тепловой энергии, т;

$B_{\text{год}}^{\text{ээ}}$

- расход топлива на выработку электрической энергии, т;

$Q_{\text{общ}}$

– количество тепловой энергии, необходимой для отопления зданий на планируемый период с учетом расхода тепловой энергии для собственных нужд, гигакалорий (далее - Гкал);

Э – выработка электроэнергии киловатт час (далее - кВт·ч);

К – средний калорийный эквивалент для пересчета одной тонны (тысячи м³) натурального топлива в условную единицу;

$Q_{\text{н.н}}^{\text{р}}, Q_{\text{н.у}}^{\text{р}}$

- низшая теплота сгорания натурального и условного топлива, килокалорий на килограмм (кубический метр) (далее - ккал/кг(м³)).

6. На котельных, работающих только на жидком топливе (мазут) при вхождении в отопительный период, пуск котельной осуществляется путем растопки одного из котлов на дизельном топливе для подготовки мазутного хозяйства и запуска котлов на мазуте.

При расчете расходов жидкого топлива необходимо учитывать время работы котла на дизельном топливе для подготовки мазутного хозяйства.

7. Удельный расход условного топлива определяется в соответствии с Методическими указаниями по анализу изменения удельных расходов топлива на электростанциях, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 30 декабря 2016 года № 580 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 14771).

8. Приближенный удельный расход условного топлива определяется по формуле:

$$b_{\text{ут}}^{\text{ээ}} = \frac{143}{\eta_{\text{тэ}}}, \quad (5)$$

$$b_{\text{ут}}^{\text{ээ}} = \frac{0,123}{\eta_{\text{э.ст}}}, \quad (6)$$

где

$b_{\text{ут}}^{\text{тэ}}$

– удельный расход условного топлива, на выработку теплоты, кг у.т/Гкал;

$b_{\text{ут}}^{\text{ээ}}$

–удельный расход топлива на выработку электрической энергии, грамм условного топлива на киловатт в час;

$\eta_{\text{тэ}}$

- КПД котельной;

$\eta_{\text{э.ст}}$

- КПД электростанции.

9. Количество тепловой энергии, необходимой для отопления зданий на планируемый период с учетом собственных нужд (отопительный период в целом, квартал, месяц, сутки), определяется по формуле:

$Q_{\text{общ}} = \frac{Q_{0 \text{ max}} * 24_{\text{часа}} * (t_j - t_{\text{от}}) * n}{(t_j - t_{\text{от}}) * M_{\text{н.т.}}} + Q_{\text{сн}}$

$Q_{0 \text{ max}}$ – расчетное значение часовой тепловой нагрузки отопления, Гкал/час, принимается по проекту зданий, подключенных к энергопроизводящей организации; при отсутствии проектных данных - по укрупненным показателям с учетом удельной отопительной характеристики;

t_j – усредненное расчетное значение температуры воздуха внутри отапливаемых зданий, принимаемое в соответствии с СН РК 2.04-21 "Энергопотребление и тепловая защита гражданских зданий" (далее – СН РК 2.04-21), °С;

$Q_{\text{сн}}$ – расчетное значение общего расхода тепловой энергии на собственные нужды, Гкал;

t_0 – расчетное значение максимально низкой температуры наружного воздуха за отопительный период для проектирования отопления в конкретной местности, принимаемое в соответствии с СН РК 2.04-21, °С;

$t_{\text{от}}$ – среднее значение температуры наружного воздуха за планируемый отопительный период, принимаемое в соответствии с СН РК 2.04-21, °С;

n – продолжительность функционирования систем отопления в планируемый период, принимаемая в соответствии с СН РК 2.04-21, (сутки);

$M_{\text{н.т.}}$ – нормативные технические потери в тепловых сетях.

Сноска. Пункт 9 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Глава 4. Определение расхода тепловой энергии на собственные нужды тепловых электростанций и котельных

10. Расход тепловой энергии на собственные нужды тепловых электростанций и котельных определяется опытным (режимно-наладочные и (или) балансовые испытания) или расчетным методом.

В состав общего расхода тепловой энергии на собственные нужды котельных в виде горячей воды или пара входят следующие элементы затрат:

- 1) растопка, продувка котлов;
- 2) обдувка поверхностей нагрева;
- 3) на нужды мазутного хозяйства;
- 4) технологически и хозяйственные нужды.

Общий расход тепловой энергии на собственные нужды определяется по формуле:

$$Q_{сн} = \sum_{i=1}^N Q_{снi}, \quad (8)$$

где

$Q_{снi}$

- тепловые потери на i-е нужды, Гкал;

N - количество статей расхода на собственные нужды энергопроизводящей организации.

При расчетном определении расхода тепловой энергии на собственные нужды используются нижеприведенные зависимости.

Расчеты расхода тепловой энергии на собственные нужды выполняются на каждый месяц и в целом на календарный год. При этом расчеты по отдельным статьям расхода тепловой энергии выполняются в целом за год с распределением его по месяцам пропорционально определяющему показателю (выработка тепловой энергии; число часов работы; количество пусков; температура наружного воздуха; длительность отопительного периода и др.).

Исходные данные и результаты расчета по элементам затрат заносятся в отдельные таблицы.

11. Потери тепловой энергии с продувочной водой зависят от периодичности и продолжительности продувки котла и определяются по формуле:

$$Q_{\text{прод}} = \sum_{i=1}^{lk} K_{\text{прод}i} \times Q_{\text{им}}, \quad (9)$$

где

$K_{\text{прод}i}$

- коэффициент продувки i-го котла, принимаемый для непрерывной продувки паровых котлов - 0,01, для периодической продувки паровых котлов - 0,005, водогрейных

котлов - 0,003;

Q_{im}

- количество тепловой энергии, произведенное котлом за расчетный период Гкал;

I_k - количество котлов.

12. Расход тепловой энергии за расчетный период на растопку котлов (Гкал) $Q_{раст}$ определяется:

$$Q_{раст} = \sum_{i=1}^{I_k} Q_{ki} \times (K' \times N'_i + K'' \times N''_i), \quad (10)$$

где Q_{ki} – часовая выработка тепловой энергии i -м котлом (по паспортной характеристике), Гкал;

K' - доля расхода тепловой энергии на одну растопку котла после простоя до 12 часов (из горячего состояния), принимаемая в отопительном периоде - 0,3, в неотопительном - 0,2;

N'_i - количество растопок из горячего состояния в расчетном периоде;

K'' - доля расхода тепловой энергии на одну растопку котла после простоя свыше 12 часов (из холодного состояния), принимаемая в отопительном периоде - 0,65, в неотопительном - 0,45;

N''_i - количество растопок из холодного состояния в расчетном периоде.

Расчетное количество растопок котлов определяется по отчетным данным базового года с внесением коррективов по прогнозируемому режиму потребления тепловой энергии потребителями в расчетном периоде.

13. Расход тепловой энергии на обдувку поверхностей нагрева паровых котлов, (Гкал), определяют по формуле:

$$Q_{обд} = K_{обд} \times \sum_{i=1}^{I_k} G_{ki}^{cp} \times (I_n - I_{пв}) \times r_{ki} \times 10^{-3}, \quad (11)$$

где $K_{обд}$ – коэффициент обдувки, принимаемый в размере 0,002 при сжигании твердого топлива и 0,003 – при сжигании мазута;

G_{ki}^{cp}

– средняя за время работы производительность i -го котла, тонн в час (далее – т/ч);

r_{ki}

- продолжительность работы i -го котла, час;

$I_n, I_{пв}$

– энтальпия соответственно пара, используемого для обдувки, и питательной воды, килокалорий на килограмм (далее – ккал/кг);

I_k – количество котлов.

14. Расход тепла на нужды мазутного хозяйства, (Гкал), определяется как сумма потерь (расходов) тепловой энергии при сливе мазута ($Q_{сл\ м}$), обогреве в резервуарах при хранении ($Q_{хр\ м}$), обогреве мазутопроводов ($Q_{т\ м}$), подогреве в мазутоподогревателях и (или) расходных емкостях ($Q_{п\ м}$) и паровом распыле мазута форсунками ($Q_{р\ м}$).

$$Q_{\text{м}} = Q_{\text{сл м}} + Q_{\text{хр м}} + Q_{\text{т м}} + Q_{\text{п м}} + Q_{\text{р м}}, \quad (12)$$

При определении $Q_{хр\ м}$ и $Q_{т\ м}$ потери (расходы) тепловой энергии, относящиеся к нормативному неснижаемому запасу мазута (ННЗТ), не учитываются.

15. Количество тепловой энергии на разогрев мазута при сливе, (Гкал), определяют по формуле:

$$Q_{\text{сл м}} = 450 \times (t_{\text{к}} - t_{\text{н}}) \times \left(1 + \frac{10 \times K_o \times r_{\text{сл}}}{\rho_o}\right) \times M_{\text{сл}} \times 10^{-6}, \quad (13)$$

где $t_{\text{к}}$ - конечная температура подогрева мазута в цистерне, °С, принимается в зависимости от марки мазута;

$t_{\text{н}}$ - начальная температура мазута в цистерне, °С;

k_o - коэффициент охлаждения, ккал/(м³ч°С), принимается равным 1,65 для цистерн 60 (50) т; 2,2 - для 25-тонной цистерны; 1,15 - при доставке мазута автотранспортом;

$r_{\text{сл}}$ - время разогрева и слива из цистерны, ч, принимаемое в зависимости от периода и марки мазута (холодное время года М-40, М-60 - 8 час., М-80, М-100 - 10 час., теплое время - 4 час.);

ρ_o - плотность мазута при начальной температуре, кг/м³;

$M_{\text{сл}}$ - количество сливаемого за расчетный период мазута, т.

16. Потери тепловой энергии при хранении мазута, (Гкал), рассчитываются по формуле:

$$Q_{\text{хр м}} = \frac{602 \times F \times K \times (t_{\text{к}} - t_o) \times r_{\text{хр}}}{\rho_o \times V} \times M_{\text{хр}} \times 10^{-6}, \quad (14)$$

$$\rho_o = \frac{t_o + t_{\text{к}}}{2}, \quad (15)$$

где F - поверхность охлаждения резервуара, принимается по проектным, паспортным или фактическим данным, квадратный метр (далее - m^2);

K - коэффициент теплопередачи стенок резервуара, принимаемый для металлических неизолированных резервуаров - 6,0; металлических изолированных - 3,0; для подземных резервуаров - 0,27;

$t_{\text{в}}$

- температура окружающего воздуха, принимается как средняя для расчетного периода (для подземных резервуаров

$t_{\text{в}}$

=5 °C) °C;

$t_{\text{хр}}$ - время хранения, час;

V - емкость резервуара, m^3 ;

$M_{\text{хр}}$ - количество мазута, хранимого в расчетном периоде, определяемое как среднее значение на начало и конец этого периода, т;

ρ_0 - плотность мазута при среднем значении температуры, kg/m^3 .

При отсутствии данных расход пара давлением 1 - 1,2 мегапаскаль и температурой 220 - 250 °C на разогрев, слив и зачистку десять железнодорожных цистерн емкостью 60 т принимается равным 7,65 т/ч (85 - 120 kg/t); расход пара на сливные лотки на десять метров двухпутной эстакады - 0,1 т/ч, на промежуточные емкости объемом 200 m^3 - 0,6 т/ч, 400 m^3 - 1,2 т/ч, 600 m^3 - 1,8 т/ч, 1000 m^3 - 2,0 т/ч.

17. Расход тепловой энергии на обогрев мазутопроводов, Гкал, определяется по формуле:

$$Q_{\text{тм}} = \frac{q}{1.163} \times L \times \beta \times t_{\text{об}} \times 10^{-6}, \quad (16)$$

где q - плотность теплового потока от мазутопровода в окружающую среду, принимается по нормам плотности теплового потока, приводимым в строительных нормах и правилах;

L - длина обогреваемого мазутопровода, метр;

β - коэффициент, учитывающий тепловые потери опорами, арматурой, компенсаторами; принимается 1,2 в тоннелях и каналах и помещениях, 1,25 - для надземной прокладки мазутопроводов;

$t_{\text{об}}$ - продолжительность обогрева, час.

18. Расход тепловой энергии на подогрев мазута в мазутоподогревателях или расходных емкостях осуществляется до температуры, согласно таблице 1 приложения к настоящей Методике.

Расход тепловой энергии на подогрев мазута, Гкал, определяется по формуле:

$$Q_{\text{пм}} = \frac{q_{\text{п}} \times (I_{\text{п}} - I_{\text{пв}}) \times M_{\text{п}}}{\eta_{\text{под}}} \times 10^{-6}, \quad (17)$$

где: $q_{\text{п}}$ - удельный расход пара на подогрев мазута, согласно таблице 2 приложения к настоящей Методике в диапазоне температур, согласно таблице 1 приложения к настоящей Методике, кг на тонну мазута;

$I_{\text{п}}, I_{\text{пв}}$ - энтальпия соответственно пара, используемого для подогрева, и питательной воды, ккал/кг;

$M_{\text{п}}$ - количество подогреваемого мазута за расчетный период, равное количеству мазута, поданного в топку горелочными устройствами, т;

$\eta_{\text{под}}$

- КПД подогревателя, принимаемый равным 0,98.

19. Расход тепловой энергии на паровой распыл мазута, Гкал, рассчитывается в случае комплектации котлоагрегатов паромеханическими форсунками по формуле:

$$Q_{\text{рм}} = q_{\text{р}} \times B_{\text{м}} \times (I_{\text{п}} - I_{\text{пв}}) \times 10^{-3}, \quad (18)$$

где $q_{\text{р}}$ - удельный расход пара на распыливание, кг/кг мазута; принимается 0,02 - 0,03 в зависимости от вязкости мазута;

$B_{\text{м}}$ - количество распыляемого мазута, т;

$I_{\text{п}}, I_{\text{пв}}$ - энтальпия соответственно пара, используемого для распыла мазута, и питательной воды, ккал/кг. Расход пара на распыл мазута для паровых форсунок учтен удельным расходом пара на подогрев мазута.

20. Часовой расход тепловой энергии, Гкал, на отопление помещения котельной определяется следующим образом:

$$Q_0 = \alpha \times V_0 \times q_0 \times (t_{\text{вн}} - t_{\text{р.о.}}) \times 10^{-6}, \quad (19)$$

где V_0 - объем отапливаемого помещения (рабочей зоны), (м³);

q_0 - удельная отопительная характеристика здания при $t_{\text{р.о.}} = -30$ °С принимается для объема здания 2 - 10 тыс. м³ - 0,1; 10 - 15 тыс. м³ - 0,08 ккал/(м³ч°С);

$t_{\text{р.о.}}$ - расчетная температура наружного воздуха для проектирования отопления, °С;

$t_{\text{вн}}$ - температура воздуха внутри помещения, принимаемая как средневзвешенная по всем помещениям непосредственно котельной (котельный зал; насосное отделение; щитовое помещение и другие); принимается по действующим санитарным нормам с учетом показателей аттестации рабочих мест по условиям труда;

α

- поправочный коэффициент на температуру наружного воздуха для проектирования отопления принимается по таблице 3 приложения к настоящей Методике.

При отсутствии результатов аттестации минимальные значения температур воздуха в рабочей зоне помещений в холодный период определяются из СП РК 4.02-105-2013 "Котельные установки".

Пересчет расхода тепловой энергии на отопление в конкретном расчетном месяце по формуле:

$$Q_{0 \text{ мес}} = Q_0 \times \frac{t_{\text{вн}} - t_{\text{ср}}}{t_{\text{вн}} - t_{\text{ро}}} \times \tau_{\text{мес}}, \quad (20)$$

где: $t_{\text{ср}}$ - средняя за расчетный период температура наружного воздуха, °C;

$\tau_{\text{мес}}$ - продолжительность отопления, час.

Полученный по вышеуказанной формуле расход тепловой энергии на отопление помещений котельной уменьшается на величину тепловых выделений в окружающую среду котлоагрегатами, баками различного назначения, установленными в котельном зале, других тепловыделений (потери с утечками, парением, через теплоизоляцию, при опробовании предохранительных клапанов), а также поступлений тепловой энергии с нагретым воздухом приточной вентиляции.

Если поступление тепловой энергии от котлоагрегатов, баков и других элементов, а также с воздухом приточной вентиляции обеспечивает поддержание расчетной температуры воздуха в производственной зоне котельного зала, то расход тепловой энергии на отопление в общем расходе на собственные нужды учитывается только в объеме потребности на отопление служебных и бытовых помещений.

Расход тепловой энергии на отопление и хозяйственно-бытовые нужды зданий и сооружений, расположенных на территории котельной (административное здание, гаражи, мастерские, склады и др.), не относится к затратам на собственным нужды.

21. Потери тепловой энергии котлоагрегатами определяются:

$$Q_{\text{тп}}^{\text{ка}} = \sum_{i=1}^{lk} B_i \times Q_p^{\text{н}} \times \frac{q_5}{100} \times 10^{-3}, \quad (21)$$

где B_i - расход натурального топлива котлоагрегатом в расчетном месяце, т;

q_5 - средняя потеря тепловой энергии всеми элементами котлоагрегатов в окружающую среду, в % от количества теплоты топлива;

$Q_p^{\text{н}}$ -

- теплота сгорания используемого натурального топлива, ккал/кг;

Ik- количество котлоагрегатов. Средняя потеря тепловой энергии всеми элементами котлоагрегата в окружающую среду () принимается по показателям режимной карты.

22. Потери тепловой энергии баками различного назначения (декарбонизаторы, баки-аккумуляторы и пр.), Гкал, определяют по формуле:

$$Q_{\text{бак}} = \sum_{j=1}^G q_{\text{б}j} \times F_{\text{б}j} \times K_t \times n_j \times r_{\text{б}j} \times 10^{-6}$$

$q_{\text{б}j}$ – норма плотности теплового потока через поверхность бака, ккал/м²ч; принимается по СП РК 4.02-102 "Проектирование тепловой изоляции оборудования и трубопроводов" для баков;

$F_{\text{б}j}$ – поверхность бака, м²;

K_t – температурный коэффициент, определяемый по соотношению ($t_{\text{г}}$ - $t_{\text{н ср}}$): ($t_{\text{г}}$ - 5); n_j – количество баков;

G – количество групп однотипных баков;

$r_{\text{б}j}$ – продолжительность работы баков в расчетном периоде, ч.

Сноска. Пункт 22 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 27.12.2021 № 411 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

23. Расход тепловой энергии на хозяйственно-бытовые нужды, Гкал, определяется по формуле:

$$Q_x = (\alpha_q \times N_q \times K_q + \alpha \times M) \times c_v \times \rho_v \times (t_{\text{г}} - t_{\text{хв}}) \times T_q \times 10^{-3} \quad (23)$$

где

α_q

- норма расхода горячей воды на одну душевую сетку, принимается равной 0,27 м³/сутки;

N_q - количество душевых сеток;

K_q - коэффициент использования душевых, определяется практическим путем, при отсутствии данных принимается равным 1,0;

α - норма расхода горячей воды на одного человека в смену, при отсутствии данных принимается равной 0,024 м³/человек. в сутки;

M - численность работающих человек в сутки;

$t_{\text{г}}$, $t_{\text{хв}}$ - соответственно температура горячей и исходной воды, °С;

C_v - теплоемкость воды, ккал/кг°С;

T_q - продолжительность расчетного периода, сутки;

ρ_v - плотность воды, тонна на кубический метр.

24. Другие потери (опробование предохранительных клапанов, потери с утечками, парением, через теплоизоляцию трубопроводов), Гкал, принимают равными:

для тепловых электростанций $Q_{др} = 0,002 Q_{произв}$

для водогрейных котельных $Q_{др} = 0,001 Q_{произв}$

где $Q_{произв}$ - количество тепловой энергии, Гкал, произведенное котельной за расчетный период.

Приложение
к Методике расчета норм
расхода жидкого топлива на
тепловых электростанциях и котельных

Таблица 1. Температура подогрева мазута

Тип форсунок	Температура подогрева мазута, °С			
	Мазут марки М-40; М-60		Мазут марки М-80; М-100	
	начальная	конечная	начальная	конечная
паровые;воздушные высоконапорные	50	75	70	90
механические; паромеханические	50	75	70	90
воздушные низконапорные	50	75	70	90

Таблица 2. Расход пара при типах форсунок

Мазут	Расход пара (килограмм на 1 тонну мазута) при типах форсунок		
	паровые	паромеханические	воздушные
М-40; М-60	247	42	48
М-80; М-100	239	39	34

Таблица 3. Поправочный коэффициент на температуру наружного воздуха для проектирования отопления

тр.о. °С	0	-5	-10	-15	-20	-25	-30	-35	-40	-45	-50	-55
α	2,05	1,67	1,45	1,29	1,17	1,08	1	0,95	0,9	0,85	0,82	0,8