

Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей

Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 30 марта 2015 года № 247. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 15 мая 2015 года № 11066.

В соответствии с подпунктом 267) 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 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

1. Утвердить прилагаемые Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей.

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 на официальное опубликование копию настоящего приказа в течение десяти календарных дней после его государственной регистрации в Министерстве юстиции Республики Казахстан в периодические печатные издания и в информационно-правовой системе "Эділет";

3) размещение настоящего приказа на официальном интернет-ресурсе Министерства энергетики Республики Казахстан и на интранет-портале государственных органов;

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.

"СОГЛАСОВАН"

Министр по инвестициям и развитию
Республики Казахстан

_____ А. Исекешев

от " ____ " _____ 2015 год

"СОГЛАСОВАН"

Министр внутренних дел
Республики Казахстан

_____ К. Касымов

от 7 апреля 2015 год

Утверждены
приказом Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 марта 2015 года № 247

Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей

Глава 1. Общие положения

Сноска. Заголовок главы 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 28.09.2020 № 335 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

1. Настоящие Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей (далее – Правила) разработаны в соответствии с подпунктом 267) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994 (далее – Положение), и определяют порядок технической эксплуатации электрических станций и сетей.

Сноска. Пункт 1 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

2. Настоящие Правила применяются к персоналу, связанному с эксплуатацией, ремонтом, монтажом, наладкой и испытаниями электроустановок действующих и реконструируемых электростанций, электрических и тепловых сетей Республики Казахстан (далее - Работники отрасли).

3. В настоящих Правилах используются следующие основные понятия:

1) текущий ремонт – ремонт, выполняемый для устранения обнаруженных дефектов, препятствующих нормальной эксплуатации оборудования (установки), устранение которых требует остановки работающего оборудования;

2) местная инструкция – инструкция, разрабатываемая для пользования в пределах предприятия и утверждаемая руководством энергетических объектов;

3) тепловые сети – совокупность насосных станций, тепловых пунктов, трубопроводов и арматуры, предназначенных для передачи и распределения тепловой энергии;

4) ремонт – комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности оборудования и восстановлению ресурсов его составных частей;

5) капитальный ремонт - плановый ремонт, осуществляемый с целью восстановления исправности и ресурса энергетического оборудования или сети путем замены или восстановления любых частей оборудования, включая базовые, проверки и регулировки отремонтированных частей и оборудования в целом, замены или восстановления изношенных конструкций и участков сети или замены их на более прочные и экономичные;

6) котельная – энергетический объект, предназначенный для производства тепловой энергии, содержащий строительную часть, оборудование для преобразования энергии и необходимое вспомогательное оборудование;

7) гидроэлектростанция – электростанция, в качестве источника энергии использующая энергию водного потока;

8) электростанция – энергетический объект, предназначенный для производства электрической и тепловой энергии, содержащий строительную часть, оборудование для преобразования энергии и необходимое вспомогательное оборудование.

9) система накопления электрической энергии – техническое устройство с автоматизированной системой управления, предназначенное для накопления, хранения и выдачи электрической энергии, и взаимосвязанные с ним сооружения и инфраструктура, технологически необходимые для его эксплуатации в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области поддержки использования возобновляемых источников энергии;

10) номинальная активная мощность системы накопления я электрической энергии – мощность в киловаттах, определяемая паспортными данными изготовителя (производителя) оборудования;

11) емкость системы накопления электрической энергии – объем электрической энергии в киловатт-час, определяемый паспортными данными изготовителя (производителя) оборудования;

12) полный цикл заряда (разряда) системы накопления я электрической энергии – процесс накопления электрической энергии до номинального состояния заряда и выдачи электрической энергии до номинальной глубины разряда, определяемый паспортными данными изготовителя (производителя) оборудования.

Иные понятия, используемые в настоящих Правилах, применяются в соответствии с законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

Сноска. Пункт 3 с изменениями, внесенными приказом Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Глава 2. Организация эксплуатации

Сноска. Заголовок главы 2 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 28.09.2020 № 335 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Параграф 1. Задачи и организационная структура

4. Основными задачами электростанций, котельных, систем накопления электрической энергии, электрических и тепловых сетей, являются производство, передача, накопление, хранение и отпуск электрической энергии и тепла потребителям (далее – энергопроизводство).

Сноска. Пункт 4 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

5. Основными технологическими звеньями энергопроизводства являются энергопроизводящие организации (электростанции, котельные), энергопередающие организации (электрические и тепловые сети), (далее – энергообъекты), связанные общностью режимов и централизованным оперативно-диспетчерским управлением.

6. Основные функциональные обязанности Работников отрасли:

- 1) соблюдение договорных условий энергоснабжения потребителей;
- 2) поддержание нормального качества отпускаемой энергии – стандартной частоты и напряжения электрического тока, давления и температуры теплоносителя;
- 3) соблюдение оперативно-диспетчерской дисциплины;
- 4) содержание оборудования, зданий и сооружений в состоянии эксплуатационной готовности;
- 5) обеспечение максимальной надежности энергопроизводства и экономичности в полном соответствии с законодательством по энергосбережению и настоящими Правилами;
- 6) соблюдение требований промышленной и пожарной безопасности в процессе эксплуатации оборудования и сооружений;
- 7) выполнение требований законодательства по безопасности и охране труда;
- 8) снижение вредного влияния производства на людей и окружающую среду;
- 9) использование достижений научно-технического прогресса в целях повышения экономичности, надежности, безопасности, улучшения экологического состояния энергообъектов.

7. На каждом энергообъекте между структурными подразделениями распределяются функции и границы по обслуживанию оборудования, зданий, сооружений и коммуникаций.

8. Каждый Работник отрасли строго соблюдает трудовую и технологическую дисциплину, правила трудового распорядка, содержит в чистоте и порядке свое рабочее место.

9. Исключен приказом Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Параграф 2. Контроль за эффективностью работы электростанций и сетей

10. На каждой тепловой электростанции мощностью 10 мегаватт (далее – МВт) и более, гидроэлектростанции мощностью 30 МВт и более, в каждой районной котельной теплопроизводительностью 50 Гигакалорий в час (далее – Гкал/ч) (209,5 Гигаджоулей в час (далее – Гдж/ч) и более разрабатываются энергетические характеристики оборудования, устанавливающие зависимость технико-экономических показателей его работы в абсолютном или относительном исчислении от электрических и тепловых нагрузок. Кроме того, на тепловой электростанции и в районной котельной разрабатываются графики исходно-номинальных удельных расходов топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию, а на гидроэлектростанции – нормативных удельных расходов воды на отпущенную электрическую энергию.

Параграф 3. Приемка в эксплуатацию оборудования и сооружений

11. Перед приемкой в эксплуатацию энергообъекта (пускового комплекса) проводятся:

1) индивидуальные испытания оборудования и функциональные испытания отдельных систем, завершающиеся пробным пуском основного и вспомогательного оборудования;

2) комплексное опробование оборудования.

Во время строительства и монтажа зданий и сооружений должны быть проведены промежуточные приемки узлов оборудования и сооружений, а также скрытых работ.

12. Индивидуальные и функциональные испытания оборудования и отдельных систем проводятся генподрядчиком с привлечением персонала заказчика по проектным схемам после окончания всех строительных и монтажных работ по данному узлу. Перед индивидуальным и функциональным испытаниями проверяется выполнение требований: настоящих Правил, строительных норм и правил (далее – СНиП), государственных стандартов (далее – ГОСТ), включая систему стандартов

безопасности труда (далее – ССБТ), норм технологического проектирования, законодательства в сфере электроэнергетики, энергосбережения и энергоэффективности, Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок, утверждаемыми в соответствии с подпунктом 268) пункта 15 Положения, Правил пожарной безопасности для энергетических предприятий, утверждаемыми в соответствии с подпунктом 284) пункта 15 Положения, указаний и инструкций заводов-изготовителей по монтажу оборудования.

Сноска. Пункт 12 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

13. Дефекты и недоделки, допущенные в ходе строительства и монтажа, а также дефекты оборудования, выявленные в процессе индивидуальных и функциональных испытаний, устраняются строительными, монтажными организациями и заводами – изготовителями до начала комплексного опробования.

14. Пробные пуски энергоблоков до комплексного опробования проводятся заказчиком. При пробном пуске проверяется работоспособность оборудования и технологических схем, безопасность их эксплуатации, осуществляется проверка и настройка всех систем контроля и управления, в том числе автоматических регуляторов, устройств защиты и блокировок, устройств сигнализации и контрольно-измерительных приборов, проверяется готовность оборудования к комплексному опробованию.

Перед пробным пуском подготавливаются условия для надежной и безопасной эксплуатации энергообъекта:

1) укомплектовывается, обучается (с проверкой знаний) эксплуатационный и ремонтный персонал;

2) разрабатываются и утверждаются техническим руководителем организации эксплуатационные инструкции, инструкции по безопасности и охране труда и оперативные схемы, техническая документация по учету и отчетности;

3) вводятся в действие средства диспетчерского и технологического управления (далее – СДТУ) с линиями связи, системы пожарной сигнализации и пожаротушения, аварийного освещения, вентиляции;

4) монтируются и налаживаются системы контроля и управления;

5) подготавливаются запасы топлива, реагентов, материалов, инструментов.

15. Комплексное опробования проводит заказчик.

Началом комплексного опробования энергоустановки считается момент включения ее в сеть или под нагрузку.

Комплексное опробование оборудования по схемам, не предусмотренным проектом, не проводится.

Оборудование электростанций, прошедшее капитальный ремонт, подлежит приемо-сдаточным испытаниям под нагрузкой в течение 72 часов. Для гидроэлектростанций (далее – ГЭС), работающих в пиковом режиме при ограниченных водных ресурсах, испытания под нагрузкой продолжается несколько дней с суммарной наработкой 24 часов.

Комплексное опробование оборудования считается проведенным при условии нормальной и непрерывной работы основного оборудования в течение 72 часов на основном топливе с номинальной нагрузкой и проектными параметрами пара (для газотурбинных установок (далее – ГТУ) – газа):

- 1) для электростанций и котельных на основном топливе с номинальной нагрузкой и проектными параметрами пара;
- 2) для тепловой электростанции, напором и расходом воды;
- 3) для ГЭС, предусмотренными в пусковом комплекте параметрами, и при постоянной или поочередной работе всего вспомогательного оборудования, входящего в пусковой комплекс.

В электрических сетях комплексное опробование считается проведенным при условии нормальной и непрерывной работы оборудования подстанций под нагрузкой в течение 72 часов, а линий электропередачи – в течение 24 часов.

В тепловых сетях комплексное опробование считается проведенным при условии нормальной и непрерывной работы оборудования под нагрузкой в течение 24 часов с номинальным давлением, предусмотренным проектной документацией.

Для ГТУ также условием комплексного опробования является, кроме того, успешное проведение 10 пусков, а для гидроагрегатов ГЭС и гидроаккумулирующих электростанций (далее – ГАЭС) - 3 автоматических пусков.

Для систем накопления электрической энергии дополнительным условием комплексного опробования является успешное проведение 2 полных циклов накопления (заряда) и выдачи (разряда) электрической энергии с нормированными техническими параметрами, установленными заводом-изготовителем.

При комплексном опробовании включаются предусмотренные проектом контрольно-измерительные приборы, блокировки, устройства сигнализации и дистанционного управления, защиты и автоматического регулирования, не требующие режимной наладки.

При отсутствии возможности проведения комплексного опробования на основном топливе или достижения номинальной нагрузки и проектных параметров пара для тепловой электростанции (для ГТУ – газ), напора и расхода воды – для ГЭС, нагрузки – на подстанции и (или) линии электропередачи при совместном или отдельном опробовании, параметров теплоносителя – для тепловых сетей по причинам, не связанным с невыполнением работ, предусмотренных пусковым комплексом, решение провести комплексное опробование на резервном топливе, а также предельные

параметры и нагрузки принимаются и устанавливаются приемочной комиссией и оговариваются в акте приемки в эксплуатацию пускового комплекса.

Сноска. Пункт 15 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

16. Приемка в эксплуатацию пусковых комплексов, очередей или энергообъекта в целом производится приемочной комиссией.

17. Приемка в эксплуатацию оборудования, зданий и сооружений с дефектами, недоделками не производится.

После комплексного опробования и устранения выявленных дефектов и недоделок, приемочная комиссия оформляет акт приемки в эксплуатацию оборудования с относящимися к нему зданиями и сооружениями.

Приемочная комиссия устанавливает длительность периода освоения серийного оборудования, во время которого завершаются необходимые испытания, наладочные и доводочные работы и обеспечиваются эксплуатация оборудования с проектными показателями. Длительность периода освоения не превышает сроков, указанных в действующих нормах продолжительности освоения проектных мощностей. Для головных образцов оборудования срок освоения устанавливается заказчиком (инвесторами) в соответствии с координационным планом работ по доводке, наладке и освоению этого оборудования.

18. Заказчик представляет приемочной комиссии документацию, подготовленную рабочей комиссией в объеме, предусмотренном действующими СНиП и отраслевыми правилами приемки.

19. Опытные (экспериментальные), опытно-промышленные энерготехнологические установки подлежат приемке в эксплуатацию приемочной комиссией, если они подготовлены к проведению опытов или выпуску продукции, предусмотренной проектом.

20. Подводная часть всех гидротехнических сооружений (с закладкой контрольно-измерительной аппаратурой и оборудованием), а также судопропускных и рыбопропускных устройств выполняется в объеме пускового комплекса и принимается рабочей комиссией до их затопления. Окончательная их приемка в полном проектом объеме производится при приемке в эксплуатацию энергообъекта в целом.

21. Датой ввода объекта в эксплуатацию считается дата подписания акта приемочной комиссией.

Параграф 4. Техническое обслуживание, ремонт и модернизация

22. На каждом энергообъекте организуются техническое обслуживание, плановые ремонт и модернизация оборудования, зданий, сооружений и коммуникаций энергоустановок.

23. Персонал электроэнергетических предприятий подразделяется на три группы:

1) эксплуатационный персонал – категория работников, организующих и осуществляющих управление режимами работы, обслуживание, ремонт, обеспечение монтажа, наладку систем и энергоустановок;

2) неэксплуатационный персонал – категория работников, не попадающих под определение "эксплуатационный персонал", рабочие места которых не находятся и не могут находиться в зоне действующих энергоустановок, и не связаны с обслуживанием, испытанием, монтажом, наладкой и ремонтом оборудования, использованием инструмента, хранением и применением сырья и материалов в зоне действия энергооборудования. Он включает в себя административный персонал и вспомогательный персонал.

3) инспекторский персонал – категория работников, которые выполняют функции по контролю технического состояния энергоустановок и организации проведения работ в них.

Эксплуатационный персонал делится на четыре группы:

1) электротехнический;

2) теплотехнический;

3) гидротехнический;

4) электротехнологический, включающий административно-технический, дежурный, оперативно-ремонтный, ремонтный.

24. Контроль за техническим состоянием оборудования, зданий и сооружений, выполнение объемов ремонтных работ, обеспечивающих стабильность установленных показателей эксплуатации, полноту выполнения подготовительных работ, своевременное обеспечение запланированных объемов ремонтных работ запасными частями, и материалами, а также за сроки и качества выполненных ремонтных работ возлагается на руководителей энергообъектов.

25. Структуры управления техническим обслуживанием и ремонтом энергообъектов предусматривают разделение функций и исполнителей путем организации соответствующих подразделений по подготовке и производству.

26. Работники организации, занятые на работах с вредными веществами, опасными и неблагоприятными производственными факторами, в установленном порядке должны проходить предварительные (при поступлении на работу) и периодические (в течение трудовой деятельности) обязательные медицинские осмотры.

27. Объем технического обслуживания и планового ремонта определяется необходимостью поддержания исправного и работоспособного состояния оборудования, зданий и сооружений с учетом их фактического состояния и требований инструкций.

28. На все виды ремонта основного оборудования, зданий и сооружений электростанций, котельных и сетей составляются перспективные и годовые графики.

Графики ремонта оборудования и сооружений, находящиеся в оперативном управлении и ведении системного оператора Казахстана, утверждаются системным оператором Казахстана. На вспомогательное оборудование составляются годовые и месячные графики ремонтов, утверждаемые техническим руководителем энергообъекта.

29. Периодичность и продолжительность всех видов ремонта устанавливаются нормативно-техническими документами, на основании которых составляется график планово-предупредительных работ или в соответствии с паспортом завода-изготовителя.

Сноска. Пункт 29 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

30. Оборудование электростанций, подстанций 35 киловольт (далее – кВ) и выше, прошедшее капитальный и средний ремонт, а также оборудование тепловых сетей подлежит приемосдаточным испытаниям под нагрузкой в течение 72 часов.

Сноска. Пункт 30 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

31. Временем окончания капитального и текущего ремонтов является:

1) для энергоблоков, паровых турбин тепловых электростанций (далее – ТЭС) с поперечными связями, гидроагрегатов и трансформатор – время включения генератора (трансформатора) в сеть;

2) для паровых котлов ТЭС с поперечными связями – время подключения котла к станционному трубопроводу свежего пара;

3) для энергоблоков с двухкорпусными котлами (дубль - блоков) – время включения энергоблока под нагрузку с одним из корпусов котла; при этом растопка и включение второго корпуса котла производятся в соответствии с графиком нагружения энергоблока, если задержка в ремонте не предусмотрена графиком ремонта;

4) для тепловых сетей – время включения сети и установление в ней циркуляции сетевой воды;

5) для электрических сетей – момент включения в сеть, если при включении под напряжение не произошло отказа;

6) при ремонте без снятия напряжения – момент сообщения дежурному диспетчеру руководителем производителем работ об их завершении;

7) для систем накопления электрической энергии – момент перевода в режим ожидания под автоматизированные системы управления.

Если в течение приемо-сдаточных испытаний были обнаружены дефекты, препятствующие работе оборудования с номинальной нагрузкой, или дефекты,

требующие немедленного останова, то ремонт считается незаконченным до устранения этих дефектов и повторного проведения приемосдаточных испытаний.

При возникновении в процессе приемосдаточных испытаний нарушений нормальной работы отдельных составных частей оборудования, при которых не требуется немедленный останов, вопрос о продолжении приемосдаточных испытаний решается в зависимости от характера нарушений техническим руководителем энергообъекта по согласованию с исполнителем ремонта. При этом обнаруженные дефекты устраняются исполнителем ремонта в сроки, согласованные с энергообъектом.

Если приемосдаточные испытания оборудования под нагрузкой прерывались для устранения дефектов, то временем окончания ремонта считается, время последней в процессе испытаний постановки оборудования под нагрузку.

Сноска. Пункт 31 с изменением, внесенным приказом Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

32. Персонал энергообъектов ведет систематический учет технико-экономический показателей ремонта и технического обслуживания оборудования, зданий и сооружений.

33. На энергообъектах оборудуются ремонтно-эксплуатационные базы, необходимые для поддержания в технически исправном состоянии оборудования.

34. Оборудование энергообъектов обслуживаются стационарными и инвентарными грузоподъемными машинами и средствами механизации ремонта в главном корпусе, вспомогательных зданиях и на сооружениях.

35. Энергообъекты, ремонтные и ремонтно-наладочные организации для своевременного и качественного проведения ремонта укомплектовываются ремонтной документацией, инструментом и средствами производства для ремонтных работ.

36. Энергообъекты обеспечиваются эксплуатационным (аварийным) запасом запасных частей, материалов и обменного фонда узлов и оборудования для своевременного обеспечения запланированных объемов ремонта.

Организуется входной контроль поступающих на склад и учет всех имеющихся на складе, в цехах или на участках энергообъекта запасных частей, запасного оборудования и материалов; их состояние и условия хранения периодически проверяются.

На базах хранения запасных частей и оборудования обеспечивается их сохранность и систематическое пополнение. Оборудование, запасные части, узлы и материалы, сохранность которых нарушается под действием внешних атмосферных условий, хранятся в закрытых складах.

36-1. Эксплуатация электрооборудования во взрывоопасных зонах осуществляется в соответствии с требованиями главы 23 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).

Сноска. Параграф 4 дополнен пунктом 36-1 в соответствии с приказом Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Параграф 5. Контроль за эффективностью работы энергопредприятий

37. Энергетические характеристики отражают реально достижимую экономичность работы освоенного оборудования при выполнении требований настоящих Правил.

38. В тепловых сетях энергетические характеристики составляются по следующим показателям:

- 1) тепловые потери;
- 2) удельный расход электроэнергии на транспорт тепловой энергии;
- 3) удельный среднечасовой расход сетевой воды;
- 4) разность температур в подающем и обратном трубопроводах;
- 5) утечка сетевой воды.

Допускается составление энергетической характеристики по показателю температуры сетевой воды в обратном трубопроводе.

39. Для электрической сети нормируемым показателем является технологический расход электроэнергии на ее транспорт.

40. Обеспечивается соответствие объема, формы и содержания энергетических характеристик требованиям нормативных и методических документов.

41. Энергетические характеристики оборудования и графики расчетных удельных расходов топлива и воды на отпущенную электроэнергию и тепло по каждой группе оборудования электростанции пересматриваются 1 раз в 5 лет. Пересмотр также проводится тогда, когда вследствие технического перевооружения и реконструкции тепловых электростанций, изменения вида или марки сжигаемого топлива фактические удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии и тепла изменяются более чем на 2 и 1 % соответственно.

На электростанциях, в котельных, электрических и тепловых сетях в целях улучшения конечного результата работы обеспечиваются:

1) требуемая точность измерений расходов энергоносителей и технологических параметров;

2) учет (сменный, суточный, месячный, годовой) по установленным формам показателей работы оборудования, основанный на показаниях контрольно-измерительных приборов и информационно-измерительных систем;

3) анализ технико-экономических показателей для оценки состояния оборудования, режимов его работы, резервов экономии топлива, эффективности проводимых организационно-технических мероприятий;

4) разработка и выполнение мероприятий по повышению надежности и экономичности работы оборудования, снижению нерациональных расходов и потерь топливно-энергетических ресурсов.

Параграф 6. Технический контроль. Технический и технологический надзор за организацией эксплуатации энергообъектов

42. На каждом энергообъекте организуется постоянный и периодический контроль (осмотры, технические освидетельствования) технического состояния энергоустановок (оборудования, зданий и сооружений), определяется круг ответственных лиц за их состояние и безопасную эксплуатацию, а также назначается персонал по техническому и технологическому надзору и утверждаются должностные обязанности.

43. Все технологические системы, основное оборудование, здания и сооружения, в том числе гидросооружения, входящие в состав энергообъекта, подвергаются периодическому техническому освидетельствованию.

Освидетельствование осуществляется в сроки, установленные действующими инструкциями, нормативно-техническими документами и Правилами, но не реже 1 раз в 5 лет.

Результаты технического обследования должны быть занесены в технический паспорт объекта.

Техническое освидетельствование производится комиссией энергообъекта, возглавляемой техническим руководителем энергообъекта или его заместителем. В комиссию включаются руководители и специалисты структурных подразделений энергообъекта, специалисты специализированных и экспертных организаций.

Оборудование, отработавшее нормативный срок, установленный изготовителем, должно обследоваться специализированной организацией.

Дальнейшая эксплуатация оборудования, отработавшего нормативный срок, установленный изготовителем, допускается после проведения экспертного обследования для определения срока их дальнейшей эксплуатации

Объем и периодичность технического освидетельствования устанавливаются соответствующими нормативно-техническими документами, регламентирующими всю процедуру его проведения.

Результаты технического освидетельствования заносятся в технический паспорт оборудования.

Эксплуатация энергоустановок с аварийно-опасными дефектами, выявленными в процессе контроля, а также не прошедших техническое освидетельствование не допускается.

Сноска. Пункт 43 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

44. Постоянный контроль технического состояния оборудования производится оперативным и оперативно-ремонтным персоналом энергообъекта.

Порядок контроля устанавливается местными производственными и должностными инструкциями.

45. Периодические осмотры оборудования, зданий и сооружений производятся лицами, ответственными за их безопасную эксплуатацию.

Периодичность осмотров устанавливается техническим руководителем энергообъекта. Результаты осмотров фиксируются в специальном журнале.

46. Лицам, контролирующим состояние и безопасную эксплуатацию оборудования, зданий и сооружений, обеспечивают соблюдение технических условий при эксплуатации энергообъектов, учет их состояния, расследование и учет отказов в работе энергоустановок и их элементов, ведение эксплуатационно-ремонтной документации.

Параграф 7. Техническая документация

47. На каждом энергообъекте имеются в наличии следующие документы:

- 1) акты отвода земельных участков;
- 2) генеральный план участка с нанесенными зданиями и сооружениями, включая подземное хозяйство;
- 3) геологические, гидрогеологические и другие данные о территории с результатами испытаний грунтов и анализа грунтовых вод;
- 4) акты заложения фундаментов с разрезами шурфов;
- 5) акты приемки скрытых работ;
- 6) первичные акты об осадках зданий, сооружений и фундаментов под оборудование;
- 7) первичные акты испытания устройств, обеспечивающих взрывобезопасность, пожаробезопасность, молниезащиту и противокоррозионную защиту сооружений;
- 8) первичные акты испытаний внутренних и наружных систем водоснабжения, пожарного водопровода, канализации, газоснабжения, теплоснабжения, отопления и вентиляции;
- 9) первичные акты индивидуального опробования и испытаний оборудования и технологических трубопроводов;
- 10) акты приемочных комиссий;
- 11) утвержденная проектная документация со всеми последующими изменениями;
- 12) энергетический паспорт в соответствии с законодательством об энергосбережении и энергоэффективности;
- 13) технические паспорта зданий, сооружений, технологических узлов и оборудования;

14) исполнительные рабочие чертежи оборудования и сооружений, чертежи всего подземного хозяйства;

15) исполнительные рабочие схемы первичных и вторичных электрических соединений;

16) исполнительные рабочие технологические схемы;

17) чертежи запасных частей к оборудованию;

18) оперативный план пожаротушения;

19) комплект действующих и отмененных инструкций по эксплуатации оборудования, зданий и сооружений, должностных инструкций для всех категорий специалистов и рабочих, относящихся к дежурному персоналу, и инструкций по безопасности и охране труда. Утверждение инструкций по охране труда осуществляется первым руководителем;

20) комплект указанной выше документации хранится в техническом архиве энергообъекта со штампом "Документы" и при изменении собственника передается в полном объеме новому владельцу, который обеспечивает ее постоянное хранение.

48. На каждом энергообъекте устанавливается перечень необходимых инструкций, положений, технологических и оперативных схем для каждого цеха, подстанции, района, участка, лаборатории и службы, который утверждается техническим руководителем энергообъекта.

Перечни необходимых инструкций и сами инструкции пересматриваются 1 раз в 3 года.

49. На основном и вспомогательном оборудовании электростанций, котельных и подстанций устанавливаются таблички с номинальными данными согласно инструкции заводов-изготовителей на это оборудование.

50. Все основное и вспомогательное оборудование, в том числе трубопроводы, системы и секции шин, а также арматура, шиберы газо и воздухопроводов нумеруются. При наличии избирательной системы управления (далее – ИСУ) выполняется двойная нумерация арматуры по месту и на исполнительных схемах с указанием номера, соответствующего оперативной схеме, и номера по ИСУ. Основному оборудованию присваиваются порядковые номера, а вспомогательному тот же номер, что и основному, с добавлением букв А, Б, В и других. Нумерация оборудования производится от постоянного торца здания и от ряда А. На дубль-блоках каждому котлу присваивается номер блока с добавлением букв А и Б. Отдельные звенья системы топливоподдачи нумеруются последовательно и в направлении движения топлива, а параллельные звенья с добавлением к этим номерам букв А и Б по ходу топлива слева направо.

51. Все изменения в энергоустановках, выполненные в процессе эксплуатации, вносятся в инструкции, схемы и чертежи до ввода в работу за подписью контролирующего лица с указанием его должности и даты внесения изменения.

Информация об изменениях в инструкциях, схемах и чертежах доводится до сведения всех работников (с записью в журнале распоряжений), для которых необходимо знание этих инструкций, схем и чертежей.

52. Технологические схемы (чертежи) проверяются на их соответствие фактически действующим схемам (чертежам) не реже 1 раза в 3 года с отметкой на них о проверке.

53. Комплекты необходимых схем находятся у национального диспетчерского центра системного оператора (далее – НДЦ СО Казахстана), региональных диспетчерских центрах (далее – РДЦ), тепловой и электрической сети, начальника смены электростанции, каждого цеха и энергоблока, дежурного подстанции, района тепловой и электрической сети и мастера оперативно-выездной бригады, а также у ремонтного персонала. Форма хранения схем определяется местными условиями.

54. Все рабочие места снабжаются необходимыми инструкциями, составленными в соответствии с требованиями настоящих Правил на основе заводских и проектных данных, типовых инструкций и правила технической эксплуатации электроустановок потребителей опыта эксплуатации и результатов испытаний, а также с учетом местных условий. Инструкции подписываются начальником соответствующего производственного подразделения (цеха, подстанции, района, участка, лаборатории, службы) и утверждаются техническим руководителем энергообъекта.

Перечень инструкций, требующих согласования, определяют соответственно НДЦ СО Казахстана и РДЦ.

55. В инструкциях по эксплуатации оборудования, зданий и сооружений, средств релейной защиты, телемеханики, связи и комплекса технических средств автоматической системы управления по каждой установке приводятся:

- 1) краткая характеристика оборудования установки, зданий и сооружений;
- 2) критерии и пределы безопасного состояния и режимов работы установки или комплекса установок;
- 3) порядок подготовки к пуску;
- 4) порядок пуска, останова и обслуживания оборудования, содержания зданий и сооружений во время нормальной эксплуатации и при нарушениях в работе;
- 5) порядок допуска к осмотру, ремонту и испытаниям оборудования, зданий и сооружений;
- 6) требования по безопасности и охране труда, взрыво и пожаробезопасности, специфические для данной установки.

56. В должностных инструкциях по каждому рабочему месту указываются:

- 1) перечень инструкций по обслуживанию оборудования, схем оборудования и устройств, знание которых необходимо для работников на данной должности;
- 2) должностные положения работника;
- 3) взаимоотношения с вышестоящим, подчиненным и другим, связанным по работе, персоналом.

57. У дежурного персонала находится оперативная документация дежурного персонала, согласно приложению 1 к настоящим Правилам.

В зависимости от местных условий объем оперативной документации может быть изменен по решению технического руководителя энергообъекта.

58. На рабочих местах оперативно-диспетчерского персонала в цехах электростанций, на щитах управления с постоянным дежурством персонала на диспетчерских пунктах ведутся суточные ведомости.

59. Административно-технический персонал в соответствии с установленными графиками осмотров и обходов оборудования проверяет оперативную документацию и принимает необходимые меры к устранению дефектов и нарушений в работе оборудования и персонала.

Параграф 8. Автоматизированные системы управления

60. Автоматизированные системы управления (далее – АСУ) обеспечивают решение задач производственно-технологического, оперативно-диспетчерского и организационно-экономического управления энергопроизводством. Эти задачи возлагаются соответственно на:

- 1) автоматизированные системы управления технологическим процессом (далее – АСУ ТП);
- 2) автоматизированные системы диспетчерского управления (далее – АСДУ);
- 3) автоматизированные системы управления производством (далее – АСУП).

61. На каждой электростанции, в каждой организации, эксплуатирующей электрическую сеть, в зависимости от местных условий, экономической и производственной целесообразности функционируют АСУ ТП.

62. На диспетчерских пунктах организаций, эксплуатирующих электрические и тепловые сети, обеспечивается функционирование в АСДУ объединенной электроэнергетической системы (далее – ОЭС) и единой электроэнергетической системы (далее – ЕЭС).

63. При эксплуатации АСУ руководствуются инструкциями по эксплуатации АСУ.

Оперативная документация, диаграммы регистрирующих контрольно-измерительных приборов, записи оперативно-диспетчерских переговоров и выходные документы, формируемые оперативно-информационным комплексом АСУ, подлежат учету и хранению:

- 1) носители с записями показаний регистрирующих приборов – 3 года;
- 2) записи оперативных переговоров в нормальных условиях – 90 суток, если не поступит указание о продлении срока;
- 3) записи оперативных переговоров при авариях и других нарушениях в работе – 12 месяцев, если не поступит указание о продлении срока.

64. На электростанциях, в организациях, эксплуатирующих электрические и тепловые сети ОЭС и ЕЭС, обеспечивается функционирование АСУП, основной задачей которых является надежное и экономическое управление производством в рыночных условиях.

65. Выбор комплексов отдельных задач АСУ на каждом энергообъекте определяется исходя из производственной и экономической целесообразности с учетом рационального использования имеющихся типовых проектных решений, пакетов прикладных программ и возможностей технических средств.

66. В состав комплекса технических средств АСУ 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).

67. Ввод АСУ в эксплуатацию производится на основании акта приемочной комиссии.

Вводу АСУ в промышленную эксплуатацию предшествует по официальному решению технического руководителя соответствующего энергообъекта опытная эксплуатация продолжительностью не менее 1 месяца и не более 6 месяцев. Создание и ввод АСУ в эксплуатацию осуществляется в одну или две очереди.

Приемка АСУ в промышленную эксплуатацию производится по завершении приемки в промышленную эксплуатацию всех задач, предусмотренных для вводимой очереди.

68. При организации эксплуатации АСУ должностные функции структурных подразделений по обслуживанию комплекса технических средств, программному обеспечению определяются приказами руководителей энергообъектов.

Перечень обслуживаемого каждым подразделением оборудования с указанием границ обслуживания утверждается техническим руководителем соответствующего энергообъекта или организации.

69. Подразделения, обслуживающие АСУ, 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, необходимых для функционирования АСУ;

8) анализ работы АСУ, ее экономической эффективности, своевременное представление отчетности.

70. Обслуживающий персонал по каждой АСУ, кроме проектной и заводской, ведет техническую и эксплуатационную документацию по утвержденному техническим руководителем энергообъекта перечню.

71. Ремонтно-профилактические работы на технических средствах АСУ выполняются в соответствии с утвержденными графиками, порядок их вывода в ремонт определяется утвержденным положением.

72. Руководство диспетчерских управлений, энергообъектов проводит анализ функционирования АСУ, их эффективности, осуществляет контроль эксплуатации и разрабатывает мероприятия по развитию и совершенствованию АСУ и их своевременному техническому перевооружению.

Параграф 9. Метрологическое обеспечение

73. На каждом энергообъекте выполняется комплекс мероприятий, обеспечивающих единство и требуемую точность измерений. Комплекс мероприятий по метрологическому обеспечению, выполняемый каждым энергообъектом, включает:

1) своевременное представление в поверку средств измерений (далее – СИ), подлежащих государственному метрологическому контролю;

2) использование аттестованных методик выполнения измерений (далее – МВИ);

3) обеспечение соответствия точных характеристик применяемых СИ требованиям к точности измерений технологических параметров и метрологическую экспертизу проектной документации;

4) техническое обслуживание СИ, метрологический контроль.

74. Выполнение работ по метрологическому обеспечению, контроль за их выполнением осуществляется метрологическими службами энергообъектов и организаций или подразделениями, выполняющими функции этих служб.

75. Обеспечивается оснащенность энергоустановок СИ.

Объем оснащения энергоустановок СИ обеспечивает:

1) контроль за техническим состоянием оборудования и режимом его работы;

- 2) учет прихода и расхода ресурсов, выработанных, затраченных и отпущенных, электроэнергии и тепла;
- 3) контроль за соблюдением безопасных условий труда и санитарных норм;
- 4) контроль за охраной окружающей среды.

76. Обеспечивается исправное состояние всех СИ, а также информационно-измерительных систем (далее – ИИС), а также их постоянная готовность к выполнению измерений.

77. СИ, применяемые в сфере осуществления государственного метрологического контроля, подвергаются поверке при выпуске из производства или ремонта, эксплуатации и ввозе по импорту после утверждения их типа или метрологической аттестации и регистрации в реестр государственной системы обеспечения единства измерений. Поверке подлежат все СИ, используемые в качестве образцовых при проведении поверки СИ, а также СИ, относящиеся к контролю параметров окружающей среды, обеспечению безопасности труда, используемые при выполнении операций коммерческого учета (расчета) электрической, тепловой энергии, топлива и при геодезических работах. Средства измерений, не предназначенные для применения при измерениях в сфере государственного метрологического контроля, подвергаются калибровке или поверке в добровольном порядке.

78. Перечень и периодичность поверки СИ, а также порядок ее проведения определяется государственным органом, осуществляющим государственное регулирование в области технического регулирования и метрологии в соответствии с пунктом 2 статьи 19 Закона Республики Казахстан "Об обеспечении единства измерений".

Конкретный перечень СИ, подлежащих поверке, составляется на каждом энергообъекте и утверждается техническим руководителем энергообъекта.

79. СИ своевременно представляются на поверку в соответствии с графиками, составленными энергообъектом.

80. На энергообъектах измерения технологических параметров осуществляются в соответствии с проектом.

81. Выбор СИ и их точных характеристик осуществляется на стадии проектирования, на основе действующих государственных и отраслевых нормативных документов, устанавливающих требования к точности измерения технологических параметров и МВИ.

82. В процессе эксплуатации энергооборудования при необходимости организации дополнительных (не предусмотренных проектом) измерений технологических параметров выбор СИ осуществляется метрологической службой предприятия или проектной организацией.

83. Оперативное обслуживание СИ, определенное решением руководства энергообъекта, ведется дежурным или оперативно-ремонтным персоналом подразделений.

84. Техническое обслуживание и ремонт СИ осуществляется персоналом подразделения, выполняющим функции метрологической службы энергообъекта.

85. Ремонт первичных запорных органов на отборных устройствах, вскрытие и установку сужающих и других устройств для измерения расхода, защитных гильз датчиков измерения температуры выполняется персоналом, ремонтирующим технологическое оборудование, а приемка – персоналом, выполняющим функции метрологической службы энергообъекта.

86. Персонал, обслуживающий оборудование, на котором установлены СИ, обеспечивает их сохранность и чистоту внешних элементов. Обо всех нарушениях в работе СИ сообщается подразделению, выполняющему функции метрологической службы энергообъекта.

87. Вскрытие регистрирующих приборов, не связанных с работами по обеспечению их нормальной записи, производится персоналом подразделения, выполняющего функции метрологической службы энергообъекта, а СИ, используемые для расчета с поставщиком или потребителями – совместно с их представителями.

88. Метрологический контроль осуществляется в соответствии с законодательством Республики Казахстан об обеспечении единства измерений.

89. СИ, предназначенные для установления наличия какой-либо физической величины или применяемые для наблюдения за изменением физических величин без оценки их значений в единицах величин с нормированной точностью, могут быть отнесены к разряду индикаторов.

90. Перевод средств измерений в разряд индикаторов оформляются приказом руководителя энергообъекта.

Сноска. Пункт 90 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

91. Вся работа по технике безопасности и охране труда направляется на создание системы организационных мероприятий и технических средств, предназначенных для предотвращения воздействия на работников опасных производственных факторов.

92. На предприятиях разрабатываются и утверждаются инструкции по безопасности труда:

1) на отдельные категории работников (электросварщиков, станочников, слесарей, электромонтеров, лаборантов, уборщиц);

2) на отдельные виды работ (работы на высоте, монтажные, наладочные, ремонтные, проведение испытаний).

93. Каждый работник знакомится и строго выполняет требования безопасности труда, относящиеся к обслуживаемому оборудованию и организации труда на рабочем месте.

94. Обеспечивается соответствие организации работы по технике безопасности на энергопредприятиях отраслевому положению о системе управления безопасностью труда.

95. Общее руководство работой по технике безопасности возлагается на первого руководителя (работодателя) энергообъекта.

Руководители и должностные лица энергообъектов и организаций:

1) обеспечивают безопасные и здоровые условия труда на рабочих местах, в производственных помещениях и на территории энергообъектов и организаций;

2) своевременно организуют обучение, проверку знаний, инструктаж персонала, контроль за соблюдением им требований по технике безопасности.

96. Весь персонал энергообъектов, организаций практически обучается способам оказания первой медицинской и экстремальной реанимационной помощи, а также приемам оказания первой помощи пострадавшим непосредственно на месте происшествия.

97. Каждый цех электростанции, подстанции, участки сети, лаборатории и другие объекты, а также автомашины выездных бригад оснащаются аптечками или сумками первой медицинской помощи с постоянным запасом медикаментов и медицинских средств. Весь персонал энергообъектов обладает сведениями о местонахождении ближайшей аптечки. В каждом подразделении приказом назначается лицо, ответственное за ее содержание.

Персонал обеспечивается спецодеждой, спецобувью и другими средствами индивидуальной защиты в зависимости от характера выполняемых работ и постоянно ими пользуется во время работы.

Параграф 10. Соблюдение экологических требований

98. При работе энергоустановок принимаются меры для предупреждения или ограничения вредного воздействия на окружающую среду выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и сбросов в водные объекты, шума, вибрации, электрических и магнитных полей и иных вредных физических воздействий, а также по сокращению безвозвратных потерь и объемов потребления воды.

99. Обеспечивается величина выбросов загрязняющих веществ в атмосферу, не превышающее норм предельно допустимых выбросов (лимитов), сбросов загрязняющих веществ в водные объекты – норм предельно допустимых или временно согласованных сбросов.

Исключается превышение величиной напряженности электрического и магнитного полей предельно допустимых уровней этих факторов, величиной шумового воздействия – норм звуковой мощности оборудования.

100. На каждой тепловой электростанции и отопительной котельной располагается план мероприятий по снижению вредных выбросов в атмосферу при объявлении особо неблагоприятных, метеорологических условий.

101. На каждом энергообъекте разрабатываются мероприятия по предотвращению аварийных и иных залповых выбросов и сбросов загрязняющих веществ в окружающую среду.

102. Энергообъекты, на которых образуются токсичные отходы, обеспечивают их своевременную утилизацию, обезвреживание и захоронение на специализированных полигонах, имеющих в распоряжении местной или региональной администрации. Отходы на территории энергообъекта не подлежат складированию или захоронению.

103. Эксплуатация энергоустановок с устройствами, не обеспечивающими соблюдение установленных санитарных норм и природоохранных требований, не производится.

104. При эксплуатации основного и вспомогательного оборудования энергоустановок в целях охраны водных объектов от загрязнения руководствуются экологическим законодательством.

105. Установки для очистки и обработки загрязненных сточных вод принимаются в эксплуатацию до начала предпусковой очистки теплоэнергетического оборудования.

106. При эксплуатации газоочистного и пылеулавливающего оборудования электростанций и отопительных котельных руководствуются нормами и требованиями экологического законодательства.

107. Энергообъекты контролируют и учитывают выбросы и сбросы загрязняющих веществ, объемы воды, забираемые и сбрасываемые в водные источники, а также контролируют напряженность электрического и магнитного полей в санитарно-защитной зоне воздушных линий электропередачи.

108. Для контроля за выбросами загрязняющих веществ в окружающую среду, объемами забираемой и сбрасываемой воды каждый энергообъект оснащается постоянно действующими автоматическими приборами, а при их отсутствии или невозможности применения используются прямые периодические измерения и расчетные методы.

Электрические сети оснащаются приборами измерения напряженности электрического и магнитного полей.

109. Владелец генерирующей установки обеспечивает соответствие генерирующей установки требованиям настоящих Правил.

110. Владелец генерирующей установки обеспечивает проведение испытаний и проверок.

111. При проведении испытаний и проверок владелец генерирующей установки обеспечивает безопасность обслуживающего персонала и безопасность установки.

112. До проведения испытаний и проверок владелец генерирующей установки представляет Системному оператору технические характеристики генерирующих установок.

113. Комплексные испытания и проверки генерирующей установки проводятся по согласованной Системным оператором программе.

114. Системный оператор в течение всего срока эксплуатации генерирующей установки, проводит мониторинг и оценку соответствия генерирующего модуля требованиям, предъявляемым законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики, в том числе путем съема информации с систем мониторинга переходных режимов (далее – СМПР) установленных на генерирующих установках из возобновляемых источников энергии (далее – ГУВИЭ).

Сноска. Пункт 114 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

115. Системный оператор при необходимости требует регулярного проведения владельцем генерирующей установки обычных и моделированных испытаний и проверок в течение всего периода эксплуатации генерирующей установки или после каких-либо происшествий, связанных с работой оборудования, его реконструкцией или заменой, которые могут отразиться на соответствии генерирующего модуля требованиям, предъявляемым законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики.

116. Владельцы генерирующих объектов обеспечивают, что их подключение к сети не приведет к искажениям или колебаниям питающего напряжения в сети или в точке подключения более чем допустимо в соответствии с условиями, установленными законодательством Республики Казахстан в области электроэнергетики. Обеспечивается соответствие указанных требований стандартам Международной электротехнической комиссии – "Оценка пределов и ограничений излучения гармонических токов при работе с оборудованием, подключенным к системам энергоснабжения среднего и высокого напряжения" (IEC/TR3 61000-3-6), с учетом внесенных и вносимых поправок и "Оценка пределов и ограничений колебаний напряжения при работе с оборудованием, подключенным к системам энергоснабжения среднего и высокого напряжения" (IEC/TR3 61000-3-7), с учетом внесенных и вносимых поправок".

Глава 3. Территория, производственные здания и сооружения

Сноска. Заголовок главы 3 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 28.09.2020 № 335 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Параграф 1. Территория

117. Для обеспечения надлежащего эксплуатационного и санитарно-технического состояния территории, зданий и сооружений энергообъекта содержатся в исправном состоянии:

1) системы отвода поверхностных и грунтовых вод со всей территории, от зданий и сооружений (дренажи, каптажи, канавы, водоотводящие каналы);

2) глушители шума выхлопных трубопроводов, а также другие устройства и сооружения, предназначенные для локализации источников шума и снижения его уровня до нормы;

3) сети водопровода, канализации, дренажа, теплофикации, транспортные, газообразного и жидкого топлива, гидрозолоудаления и их сооружения;

4) источники питьевой воды, водоемы и санитарные зоны охраны источников водоснабжения;

5) железнодорожные пути и переезды, автомобильные дороги, пожарные проезды, подъезды к пожарным гидрантам, водоемам и градирням, мосты, пешеходные дороги, переходы;

6) противооползневые, противообвальные, берегоукрепительные, противолавинные и противоселевые сооружения;

7) базисные и рабочие реперы и марки;

8) пьезометры и контрольные скважины для наблюдения за режимом грунтовых вод, комплексы инженерно-технических средств охраны (ограждения, контрольно-пропускные пункты, посты, служебные помещения), системы молниезащиты и заземления.

Систематически проводятся озеленение и благоустройство территории.

118. Скрытые под землей коммуникации водопровода, канализации, теплофикации, а также газопроводы, воздухопроводы, кабели на закрытых территориях обозначаются на поверхности земли указателями.

119. При наличии на территории энергообъекта блуждающих токов обеспечивается электрохимическая защита от коррозии подземных металлических сооружений и коммуникаций.

120. Систематически и во время дождей ведется надзор за состоянием откосов, косогоров, выемок и при необходимости принимаются меры к их укреплению.

121. Весной все водоотводящие сети и устройства осматриваются и подготавливаются к пропуску талых вод, места прохода кабелей, труб,

вентиляционных каналов через стены зданий уплотняются, а откачивающие механизмы приводятся в состояние готовности к работе.

122. На электростанциях контроль режима состояния грунтовых вод – уровнем воды в контрольных скважинах (пьезометрах) проводится в первый год эксплуатации – не реже 1 раза в месяц, в последующие годы в зависимости от изменений уровня грунтовых вод, но не реже 1 раза в квартал.

В карстовых зонах контроль режима состояния грунтовых вод организуется по специальным программам в сроки, предусмотренные местной инструкцией. Измерения температуры воды и отбор ее проб на химический анализ из скважин производятся в соответствии с местной инструкцией. Результаты наблюдений заносятся в специальный журнал организации.

На энергообъектах налаживается систематический химико-аналитический контроль качества подземных вод на крупных накопителях отходов по скважинам наблюдательной сети с периодичностью 1 раз в полгода.

123. При обнаружении присадочных и оползневых явлений, пучении грунтов на территории энергообъекта принимаются меры к устранению причин, вызвавших нарушение нормальных грунтовых условий, и ликвидации их последствий.

124. Строительство зданий и сооружений на территории зоны отчуждения осуществляется при наличии проекта. Выполнение всех строительно-монтажных работ в пределах зоны отчуждения допустимо с разрешения технического руководителя энергообъекта. Не производится строительство зданий и сооружений под газоходами, эстакадами.

125. Железнодорожные пути, мосты и сооружения на них, находящиеся в ведении электростанции, содержатся и ремонтируются в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан о железнодорожном транспорте.

126. Обеспечивается соответствие содержания и ремонта автомобильных дорог, мостов и сооружений на них в соответствии с требованиями законодательства Республики Казахстан об автомобильном транспорте.

127. В сроки, определенные местной инструкцией, и в установленном ею объеме на мостах организуются наблюдения за следующими показателями:

- 1) осадками и смещениями опор;
- 2) высотным и плановым положением балок (ферм) пролетного строения;
- 3) высотным положением проезжей части.

Капитальные мосты 1 раз в 10 лет, а деревянные 1 раз в 5 лет обследуются, а при необходимости испытываются. Не производятся испытания моста без его предварительного обследования. Цельносварные, цельноклепаные, а также усиленные сваркой стальные и сталежелезобетонные пролетные строения осматриваются в зимний период не реже 1 раза в месяц, а при температуре ниже минус 20 °С – ежедневно.

128. В период низких температур проезжая часть, а также подходы к мосту очищаются от снега и льда.

Параграф 2. Производственные здания, сооружения и санитарно-технические устройства

129. Производственные здания и сооружения энергообъекта содержатся в исправном состоянии, обеспечивающем длительное и надежное использование их по назначению, соблюдению требований санитарно-технических норм и безопасности труда персонала.

130. На энергообъектах организуется систематическое наблюдение за зданиями и сооружениями в процессе эксплуатации в объеме, определяемом инструкцией по их содержанию.

Наряду с систематическим наблюдением 2 раза в год (весной и осенью) проводится осмотр зданий и сооружений для выявления дефектов и повреждений, а после стихийных бедствий (ураганных ветров, больших ливней или снегопадов, пожаров, землетрясений силой 5 баллов и выше) или аварий – внеочередной осмотр.

Строительные конструкции основных производственных зданий и сооружений по перечню, утвержденному руководителем энергообъекта, согласованному с генпроектировщиком, один раз в 5 лет подвергаются техническому освидетельствованию специализированной организацией.

131. При весеннем осмотре уточняются объемы работ по ремонту зданий, сооружений и санитарно-технических систем, предусматриваемому на летний период, и выявляются объемы работ по капитальному ремонту для включения их в план следующего года. При осеннем осмотре проверяется подготовка зданий и сооружений к зиме.

132. На электростанциях организуются наблюдения за осадками фундаментов зданий, сооружений и оборудования в первый год эксплуатации – 3 раза, во второй – 2 раза, в дальнейшем до стабилизации осадок фундаментов – 1 раз в год, после стабилизации осадок (1 мм в год и менее) – не реже 1 раза в 5 лет.

133. Наблюдения за осадками фундаментов, деформациями строительных конструкций, обследования зданий и сооружений, возведенных на подработанных подземными горными выработками территориях, грунтах, подверженных динамическому уплотнению от действующего оборудования, просадочных грунтах, в карстовых зонах, районах многолетней мерзлоты, в районах с сейсмичностью 7 баллов и выше, проводятся по специальным программам в сроки, предусмотренные местной инструкцией, но не реже 1 раза в три года.

134. Дымовые трубы электростанций и газоходы подвергаются наружному осмотру 1 раз в год (весной). Внутреннее обследование дымовых труб производится через 5 лет после их ввода в эксплуатацию, а в дальнейшем по мере необходимости, но не реже 1

раза в 15 лет. Внутреннее обследование труб с кирпичной и монолитной футеровкой может быть заменено тепловизионным с частотой обследований не реже 1 раза в пять лет.

135. При наблюдениях за зданиями, сооружениями и фундаментами оборудования контролируется состояние подвижных опор, температурных швов, сварных, клепаных и болтовых соединений металлоконструкций, стыков и закладных деталей сборных железобетонных конструкций, арматуры и бетона железобетонных конструкций (при появлении коррозии или деформации), подкрановых конструкций и участков, подверженных динамическим и термическим нагрузкам и воздействиям.

136. В помещениях водоподготовительных установок контролируются и поддерживаются в исправном состоянии дренажные каналы, лотки, приямки, стенки солевых ячеек и ячеек мокрого хранения коагулянта, полы в помещениях мерников кислоты и щелочи.

137. При обнаружении в строительных конструкциях трещин, изломов и других внешних признаков повреждений за этими конструкциями устанавливается наблюдение с использованием маяков и с помощью инструментальных измерений. Сведения об обнаруженных дефектах заносятся в журнал технического состояния зданий и сооружений с установлением выявленных дефектов.

138. Не производится пробивка отверстий, устройство проемов в несущих и ограждающих конструкциях, установка, подвеска и крепление к строительным конструкциям технологического оборудования, транспортных средств, трубопроводов и устройств для подъема грузов при монтаже, демонтаже и ремонте оборудования, вырезка связей каркаса без согласования с проектной организацией и лицом, ответственным за эксплуатацию здания (сооружения), а также хранение резервного оборудования и других изделий и материалов в неустановленных местах.

Для каждого участка перекрытий на основе проектных данных определяются предельные нагрузки, которые указаны на табличках, устанавливаемых на видных местах.

При изменении (снижении) несущей способности перекрытий в процессе эксплуатации допустимые нагрузки корректируются с учетом технического состояния, выявленного обследованием и поверочными расчетами.

139. Кровли зданий и сооружений очищаются от мусора, золы, отложений и строительных материалов, система сброса ливневых вод очищается, ее работоспособность проверяется.

140. Металлические конструкции зданий и сооружений защищаются от коррозии, устанавливается контроль за эффективностью антикоррозионной защиты.

Все отступления от проектных решений фасадов зданий, интерьеров основных помещений согласовываются с проектной организацией.

141. Строительные конструкции, фундаменты зданий, сооружений и оборудования защищаются от попадания минеральных масел, кислот, щелочей, пара и воды.

142. Техническое состояние систем отопления и вентиляции и режимы их работы обеспечивают нормируемые параметры воздушной среды, надежность работы энергетического оборудования и долговечность ограждающих конструкций. Эксплуатация систем осуществляется в соответствии с производственными инструкциями.

143. Площадки, конструкции и транспортные переходы зданий и сооружений постоянно содержатся в исправном состоянии и чистоте. В помещениях и на оборудовании обеспечивается защита от скопления пыли.

Гидроуборка тракта топливоподачи организуется в соответствии с требованиями настоящих Правил и производственных инструкций.

Глава 4. Гидротехнические сооружения и водное хозяйство электростанций, гидротурбинные установки

Сноска. Заголовок главы 4 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 28.09.2020 № 335 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Параграф 1. Гидротехнические сооружения и их механическое оборудование. Гидротехнические сооружения

144. При эксплуатации гидротехнических сооружений обеспечиваются надежность и безопасность их работы, а также бесперебойная и экономичная работа технологического оборудования электростанций. Особое внимание уделяется обеспечению надежности работы противотрационных и дренажных устройств.

Обеспечивается удовлетворение гидротехническими сооружениями нормативных (проектных) требований по устойчивости, прочности, долговечности.

Обеспечивается удовлетворение сооружений и конструкций, находящихся под напором воды, а также их основания и примыкания нормативных (проектных) показателей водонепроницаемости и фильтрационной прочности.

Гидротехнические сооружения предохраняются от повреждений, вызываемых неблагоприятными физическими, химическими и биологическими процессами, воздействием нагрузок и воды. Повреждения устраняются своевременно.

Все напорные гидротехнические сооружения, находящиеся в эксплуатации более 25 лет, независимо от их состояния периодически не реже 1 раза в 5 лет подвергаются многофакторному исследованию с оценкой их прочности, устойчивости и

эксплуатационной надежности с привлечением специализированных организаций. По результатам исследований принимаются меры, обеспечивающие работоспособность сооружений.

145. В бетонных гидротехнических сооружениях проводится проверка прочности бетона на участках, подверженных воздействию динамических нагрузок, фильтрующей воды, минеральных масел, регулярному промораживанию и расположенных в зонах переменного уровня. При снижении прочности конструкций сооружений по сравнению с установленным проектом они усиливаются.

146. Грунтовые плотины и дамбы предохраняются от размывов и переливов воды через гребень. Крепления откосов, дренажная и ливнеотводящая сети поддерживаются в исправном состоянии. Грунтовые сооружения, особенно каналы в насыпях и водопроницаемых грунтах, плотины и дамбы предохраняются от повреждений животными.

147. Бермы и кюветы каналов регулярно очищаются от грунта осыпей и выносов, обеспечивается защита от зарастания откосов и гребня земляных сооружений деревьями и кустарниками, если оно не предусмотрено проектом. На подводящих и отводящих каналах в необходимых местах сооружаются лестницы, мостики и ограждения. Обеспечивается надежная работа уплотнений деформационных швов.

148. Размещение грузов и устройство каких-либо сооружений, в том числе причалов, автомобильных и железных дорог, на бермах и откосах каналов, плотин, дамб и у подпорных стенок в пределах расчетной призмы обрушения не допускаются. Опасная зона обрушения отмечается на местности отличительными знаками.

149. На участках откосов грунтовых плотин и дамб при высоком уровне фильтрационных вод в низовом клине во избежание промерзания и разрушения устраиваются дренаж или утепление.

150. Дренажные системы для отвода профильтрованной воды содержатся в исправном состоянии. Их снабжение производится с помощью водомерных устройств.

Вода из дренажных систем отводится от сооружений непрерывно. При обнаружении выноса грунта фильтрующей водой принимаются меры к его прекращению.

151. Грунтовые плотины мерзлого типа, их основания и сопряжения с берегами и встроенными в плотину сооружениями (водосбросы, туннельные водоводы, водоприемники) постоянно поддерживаются в мерзлом состоянии. При наличии специальных установок режимы их работы определяются нормативными документами.

152. Суглинистые ядра и экраны грунтовых плотин предохраняются от морозного пучения и промерзания, а дренажные устройства и переходные фильтры от промерзания.

Обеспечивается соответствие крупнообломочного материала упорных призм, подвергающегося сезонному замораживанию и оттаиванию, нормативным (проектным)

требованиям по морозостойкости. Испытания на механическую и сдвиговую прочность данного материала проводятся каждые 10-15 лет эксплуатации.

153. При эксплуатации грунтовых плотин на многолетнемерзлых леденистых основаниях организуются наблюдения за температурным режимом, а также за деформациями, связанными с переходом грунтов в талое состояние.

154. При эксплуатации подземных зданий гидроэлектростанций обеспечивается: постоянная рабочая готовность насосов откачки воды, поступающей в результате фильтрации или из-за непредвиденных прорывов из водопроводящих трактов; исправность вентиляционных установок, аварийного освещения, запасных выходов.

155. Скорость воды в каналах поддерживается в пределах, не допускающих размыва откосов и дна канала, а также отложения наносов; при наличии ледовых образований обеспечивается бесперебойная подача воды.

156. Наполнение и опорожнение водохранилищ, бассейнов, каналов и напорных водоводов, а также изменение уровней воды производятся постепенно, со скоростями, исключающими появление недопустимо больших давлений за облицовкой сооружения, сползание откосов, возникновение вакуума и ударных явлений в водоводах. Допустимые скорости опорожнения и наполнения указываются в инструкции.

При пропуске высоких половодий (паводков) превышение нормального подпорного уровня (далее – НПУ) верхних бьефов гидроузлов допускается при полностью открытых затворах всех водосбросных и водопропускных отверстий и при использовании всех гидротурбин. При уменьшении притока воды отметка уровня водохранилища снижается до НПУ в кратчайшие технически возможные сроки.

157. При эксплуатации напорных водоводов:

1) обеспечивается нормальная работа опор, уплотнений деформационных швов и компенсационных устройств;

2) исключается повышенная вибрация оболочки;

3) обеспечивается защита от коррозии и абразивного износа;

4) исключается раскрытие поверхностных трещин в бетоне сталебетонных и сталежелезобетонных водоводов более 0,3 мм;

5) обеспечивается защита здания гидроэлектростанции (далее – ГЭС) от затопления при повреждении (разрыве) водовода.

158. При останове гидроагрегатов в морозный период принимаются меры к предотвращению опасного для эксплуатации образования льда на внутренних стенках водоводов.

159. Аэрационные устройства напорных водоводов надежно утепляются и при необходимости оборудуются системой обогрева. Систематически в сроки, указанные производственной инструкцией, проводится проверка состояния аэрационных устройств.

160. Производство взрывных работ в районе сооружений электростанций производится при условии обеспечения безопасности сооружений и оборудования.

Производство взрывных работ вблизи гидротехнических сооружений сторонними организациями производится по согласованию с техническим руководителем электростанции.

161. Энергообъекты письменно ставят в известность соответствующие территориальные административные органы (акиматы) о недопустимости застройки зоны, затапливаемой при пропуске через сооружения гидроузлов расчетных расходов воды, а также зон затопления водохранилищ многолетнего регулирования.

В местную инструкцию по эксплуатации гидроузла вносятся требования по надзору за территорией и состоянием сооружений в определенных проектом охранных зонах гидроузла в верхнем и нижнем бьефах.

162. На каждой электростанции в местной инструкции излагается план мероприятий при возникновении на гидротехнических сооружениях аварийных ситуаций. В этом плане определяются: действия персонала, способы устранения аварийных ситуаций, запасы материалов, средства связи и оповещения, транспортные средства и пути передвижения.

На случаи отказов или аварий гидротехнических сооружений заранее разрабатываются: необходимая проектная документация по их раннему предотвращению (с учетом расчетных материалов по воздействию волн прорыва из водохранилищ) и соответствующие инструкции по их ликвидации.

163. Повреждения гидротехнических сооружений, создающие опасность для людей, оборудования и других сооружений, устраняются в ближайшее после их возникновения время.

164. Обеспечивается содержание противоаварийных устройств, водоотливных и спасательных средств в исправном состоянии и в постоянной готовности к действию.

165. Для предотвращения аварийных ситуаций от селевых выносов на притоках рек и в оврагах при необходимости проводятся горномелиоративные работы. Подходные участки к селепроводам, пересекающим каналы, и сами селепроводы по мере необходимости очищаются.

166. Участки скальных откосов и бортов каньонов, на которых возможны камнепады, опасные для обслуживающего персонала, сооружений и оборудования электростанций, регулярно обследуются и очищаются от камней.

Камнезащитные сооружения (камнезадерживающие сетки, камнеловки) содержатся в исправном состоянии и своевременно разгружаются от накопившихся камней.

167. Капитальный ремонт гидротехнических сооружений проводится без создания по возможности помех в работе электростанции.

Параграф 2. Надзор за состоянием гидротехнических сооружений

168. Объем наблюдений и состав контрольно-измерительной аппаратуры (далее – КИА), устанавливаемые на гидротехнических сооружениях, определяются проектом.

В период эксплуатации состав КИА и объем наблюдений изменяются в зависимости от состояния гидросооружений и изменения технических требований к контролю (например, изменения класса капитальности, уточнения сейсмичности). Эти изменения согласовываются с проектными или специализированными организациями.

На электростанции обеспечивается наличие ведомости и схемы размещения всей КИА с указанием даты установки каждого прибора и начальных отсчетов. Состояние КИА проверяется в сроки, указанные в инструкции по их содержанию.

Для повышения оперативности и достоверности контроля ответственные напорные гидротехнические сооружения оснащаются автоматизированными системами диагностического контроля (далее – АСДК). Для таких сооружений проекты оснащения их КИА разрабатываются с учетом ее использования в АСДК с привлечением специализированных организаций.

169. В сроки, установленные местной инструкцией, и в предусмотренном ею объеме на всех гидротехнических сооружениях ведутся наблюдения за:

- 1) осадками и смещениями сооружений и их оснований;
- 2) деформациями сооружений и облицовок, трещинами в них, состоянием деформационных и строительных швов, креплений откосов грунтовых плотин, дамб, каналов и выемок;
- 3) состоянием напорных водоводов;
- 4) режимом уровней бьефов гидроузла, фильтрационным режимом в основании и теле грунтовых, бетонных сооружений и береговых примыканий, работой дренажных и противофильтрационных устройств, режимом грунтовых вод в зоне сооружений;
- 5) воздействием потока на сооружение, в частности за размывом водобоя и рисбермы, дна и берегов, истиранием и коррозией облицовок, просадками, оползневыми явлениями, заилением и зарастанием каналов и бассейнов, переработкой берегов водоемов;
- 6) воздействием льда на сооружения и их обледенением.

При необходимости организуются наблюдения за вибрацией сооружений, сейсмическими нагрузками на них, прочностью и водонепроницаемостью бетона, напряженным состоянием и температурным режимом конструкций, коррозией металла и бетона, состоянием сварных швов металлоконструкций, выделением газа на отдельных участках гидротехнических сооружений и другими факторами.

При существенных изменениях условий эксплуатации гидротехнических сооружений проводятся дополнительные наблюдения по специальным программам.

В производственных инструкциях для каждого напорного гидротехнического сооружения указываются предельно допустимые показатели его состояния, с которыми сравниваются результаты наблюдений по КИА.

Первоначальные (проектные) предельно допустимые показатели состояния гидротехнических сооружений систематически уточняются по мере накопления данных натурных наблюдений.

170. На бетонных гидротехнических сооружениях первого класса в зависимости от их конструкции и условий эксплуатации проводятся специальные натурные наблюдения за:

- 1) напряженным и термонапряженным состоянием плотины и ее основания;
- 2) разуплотнением скального основания в зоне контакта с подошвой плотины;
- 3) напряжениями в арматуре;
- 4) изменением состояния плотины при сейсмических и других динамических воздействиях.

Для бетонных плотин, расположенных на многолетнемерзлых грунтах, дополнительно ведутся натурные наблюдения за:

- 1) температурой основания и береговых примыканий плотины;
- 2) развитием областей промороженного бетона, особенно в зонах сопряжения бетонных и грунтовых сооружений и береговых примыканий плотины;
- 3) процессом деформирования основания и береговых примыканий при оттаивании и изменением основных физико-технических свойств грунтов в результате оттаивания.

171. При эксплуатации подземных зданий электростанций проводится контроль за:

- 1) напряженным состоянием анкерного и сводового креплений вмещающего массива;
- 2) деформациями смещения стен и свода камеры;
- 3) фильтрационным и температурным режимами массива;
- 4) протечками воды в помещения.

172. На гидротехнических сооружениях первого класса, расположенных в районах с сейсмичностью 7 баллов и выше, и на сооружениях второго класса – в районах с сейсмичностью 8 баллов и выше, проводятся следующие виды специальных наблюдений и испытаний:

- 1) инженерно-сейсмометрические наблюдения за работой сооружений и береговых примыканий (сейсмометрический мониторинг);
- 2) инженерно-сейсмологические наблюдения в зоне ложа водохранилища вблизи створа сооружений и на прилегающих территориях (сейсмологический мониторинг);
- 3) тестовые испытания по определению динамических характеристик этих сооружений (динамическое тестирование) с составлением динамических паспортов – при сдаче в эксплуатацию, а затем – через каждые 5 лет.

Для проведения инженерно-сейсмометрических наблюдений гидротехнические сооружения оборудуются автоматизированными приборами и комплексами,

позволяющими регистрировать кинематические характеристики в ряде точек сооружений и береговых примыканий во время землетрясений при сильных движениях земной поверхности, а также оперативно обрабатывать полученную информацию.

Для проведения инженерно-сейсмологических наблюдений вблизи гидротехнических сооружений и на берегах водохранилищ по проекту, разработанному специализированной организацией, размещаются автономные регистрирующие сейсмические станции. Для комплексов инженерно-сейсмометрических и инженерно-сейсмологических наблюдений каждого объекта обеспечивается связь с единой службой сейсмологических наблюдений Казахстана.

Монтаж, эксплуатация систем и проведение инженерно-сейсмометрических, инженерно-сейсмологических наблюдений и динамического тестирования осуществляется дирекцией энергоузла с привлечением специализированных организаций.

После каждого сейсмического толчка интенсивностью 5 баллов и выше оперативно регистрируются показания всех видов КИА, установленных в сооружении, с осмотром сооружения и анализом его прочности и устойчивости.

173. На головном и станционном узлах гидротехнических сооружений устанавливаются базисные и рабочие реперы. Оси основных гидротехнических сооружений надежно обозначаются на местности знаками с надписями и связаны с базисными реперами. На анкерных опорах напорных водоводов устанавливаются марки, определяющие положение опор в плане и по высоте.

На водонапорных ограждающих плотинах и дамбах, каналах, туннелях, дамбах золошлакоотвалов устанавливаются знаки, отмечающие попикетно длину сооружения, начало, конец и радиусы закруглений, а также места расположения скрытых под землей или под водой устройств.

174. КИА защищаются от повреждений, промерзаний и имеют четкую маркировку. Откачка воды из пьезометров без достаточного обоснования не производится.

Пульты или места измерений по КИА оборудуются с учетом требований техники безопасности, имеют свободные подходы, освещение, а при необходимости и телефонную внутреннюю связь.

175. Ежегодно до наступления весеннего половодья, а в отдельных случаях также и летне-осеннего паводка на электростанциях назначаются паводковые комиссии. Комиссии производят осмотр и проверку подготовки к половодью (паводку) всех гидротехнических сооружений, их механического оборудования, подъемных устройств, руководят пропуском половодья (паводка) и после его прохождения снова осматривают сооружения.

176. Осмотр подводных частей сооружений и туннелей производится впервые после 2 лет эксплуатации, затем через 5 лет и в дальнейшем по мере необходимости.

После пропуска паводков, близких к расчетным, производится обследование водобоя, рисбермы и примыкающего участка русла с использованием доступных для электростанции средств.

Параграф 3. Механическое оборудование гидротехнических сооружений

177. Обеспечивается поддержание механического оборудования гидротехнических сооружений (затворы и защитные заграждения с их механизмами), средств его дистанционного или автоматического управления и сигнализации, а также подъемных и транспортных устройств общего назначения в исправном состоянии и готовности к работе. Непосредственно перед весенним половодьем затворы водосбросных сооружений, используемые при пропуске половодья, освобождаются от наледей и ледяного припая, чтобы обеспечить возможность маневрирования ими.

178. Осмотр бетонного крепления подводных частей сооружений в зонах сбойного течения и водоворотов производится с периодичностью не реже 1 раза в 2 года.

179. Механическое оборудование гидротехнических сооружений периодически осматривается и проверяется в соответствии с утвержденным графиком техническим руководителем организации.

180. Основные затворы оборудуются указателями высоты открытия. Для индивидуальных подъемных механизмов и закладных частей затворов обеспечивается привязка к базисным реперам.

181. При маневрировании обеспечивается беспрепятственное маневрирование затворами, без рывков и вибраций, при правильном положении ходовых и отсутствии деформаций опорных частей.

Обеспечиваются водонепроницаемость затворов, правильная посадка их на порог и плотное прилегание к опорному контуру. Обеспечивается отсутствие перекосов и недопустимых деформаций затворов при работе под напором.

Исключается длительное нахождение затворов в положениях, при которых появляется повышенная вибрация затворов или конструкций гидротехнических сооружений.

182. Полное закрытие затворов, установленных на напорных водоводах, может проводиться лишь при исправном состоянии аэрационных устройств.

183. В необходимых случаях обеспечиваются утепление или обогрев пазов, опорных устройств и пролетных строений затворов, сороудерживающих решеток, предназначенных для работы в зимних условиях.

184. Сороудерживающие конструкции (решетки, сетки, запани) регулярно очищаются от сора.

Для каждой электростанции устанавливаются предельные по условиям прочности и экономичности значения перепада уровней на сороудерживающих решетках.

185. Механическое оборудование и металлические части гидротехнических сооружений защищаются от коррозии и обрастания дрейсенной.

Глава 5. Водное хозяйство электростанций, гидрологическое и метеорологическое обеспечение

Сноска. Заголовок главы 5 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 28.09.2020 № 335 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Параграф 1. Управление водным режимом

186. При эксплуатации гидроэлектростанций обеспечивается наиболее полное использование водных ресурсов и установленной мощности гидроагрегатов при оптимальном участии гидроэлектростанции в покрытии графика нагрузки.

Одновременно учитываются потребности неэнергетических отраслей экономики (водного транспорта, орошения, рыбного хозяйства, водоснабжения) и условия охраны природы.

187. Для гидроэлектростанций с водохранилищем комплексного пользования составляется годовой водохозяйственный план, устанавливающий месячные объемы использования воды различными водопользователями. Водохозяйственный план уточняется на каждый квартал и месяц с учетом прогноза стока воды региональными службами метеорологии.

При наличии в энергосистеме нескольких гидроэлектростанций или каскадов регулирование стока проводится так, чтобы получить максимальный суммарный энергетический (топливный, мощностной) эффект с учетом удовлетворения потребностей других водопользователей.

188. Режим сработки водохранилища перед половодьем и его последующего наполнения обеспечивается:

1) наполнением водохранилища в период половодья до нормального подпорного уровня; отклонение от этого правила допустимо при особых требованиях водохозяйственного комплекса и для водохранилищ многолетнего регулирования;

2) благоприятными условиями для сброса через сооружения избытка воды, пропуска наносов, а также льда, если это предусмотрено проектом;

3) необходимыми согласованными условиями для нормального судоходства, рыбного хозяйства, орошения и водоснабжения;

4) наибольшим энергетическим (топливный, мощностной) эффектом в энергосистеме при соблюдении ограничений, согласованных неэнергетическими водопользователями;

5) регулированием сбросных расходов с учетом требований безопасности и надежности работы гидротехнических сооружений и борьбы с наводнениями.

189. Пропуск воды через водосбросные сооружения осуществляется в соответствии с производственной инструкцией. В процессе обеспечивается отсутствие повреждений сооружений, а также размыв дна за ними, который мог бы повлиять на устойчивость сооружений.

190. Изменение расхода воды через водосбросные сооружения производится постепенно во избежание образования в бьефах больших волн. Скорость изменения расхода воды определяется исходя из специфичных условий с учетом требований безопасности населения и хозяйства в нижнем бьефе гидроузла. О намечаемых резких изменениях расхода воды энергопредприятия извещают территориальные органы службы метеорологии и местные исполнительные органы не позднее 3 календарных дней.

Скорость изменения расхода воды через гидротурбины не регламентируется и предупреждение об изменении расхода не дается, если иное не предусмотрено условиями эксплуатации гидроэлектростанции.

191. На гидроэлектростанциях, где для пропуска расчетных максимальных расходов воды проектом предусмотрено использование водопропускного сооружения, принадлежащего другому ведомству (например, судоходного шлюза), составляется согласованная с этим ведомством инструкция, определяющая условия и порядок включения в работу этого сооружения.

Параграф 2. Эксплуатация гидросооружений в морозный период

192. До наступления минусовой температуры наружного воздуха и появления льда проверяются и ремонтируются шугосбросы и шугоотстойники, очищаются от сора и топляков водоприемные устройства и водоподводящие каналы, решетки и пазы затворов, а также подготавливаются к работе устройства для обогрева решеток и пазов затворов, проверяются шугосигнализаторы и микротермометры.

193. Вдоль сооружений, не рассчитанных на давление сплошного ледяного поля, создается полынья, поддерживаемая в свободном ото льда состоянии в течение зимы, или применяются другие надежные способы для уменьшения нагрузки ото льда.

194. Для борьбы с шугой в подпорных бьефах и водохранилищах на реках с устойчивым ледяным покровом проводятся мероприятия, способствующие быстрому образованию льда: поддержание постоянного уровня воды на возможно более высоких отметках и постоянного забора воды электростанцией при возможно меньшем расходе через гидроагрегаты и насосы. При необходимости производится полный останов гидроэлектростанции.

195. На реках, где не образуется ледяной покров, шуга пропускается через турбины гидроэлектростанций (за исключением ковшовых), а при невозможности этого –

помимо турбин через шугосбросы с минимальной затратой воды. Порядок сброса шуги определяется соответствующей инструкцией утвержденной техническим руководителем организацией. При больших водохранилищах шуга накапливается в верхнем бьефе.

196. Режим работы каналов гидроэлектростанций в период шугохода обеспечивает непрерывное течение воды без образования заторов, перекрывающих полностью живое сечение каналов.

В зависимости от специфичных условий режим канала либо обеспечивается транзит шуги вдоль всей трассы, либо одновременно допускается ее частичное аккумулярование. Допускается накапливание шуги в отстойниках, (с последующим промывом) и бассейнах суточного регулирования.

При подготовке каналов к эксплуатации в шуготранзитном режиме удаляются устройства, стесняющие течение (решетки, запани).

197. Перед ледоставом и в период ледостава организуются систематические (не реже 1 раза в сутки) измерения температуры воды на участках водозаборов для обнаружения признаков ее переохлаждения. Порядок включения системы обогрева и устройства для очистки решеток ото льда определяется производственной инструкцией

198. Если принятые меры (обогрев, очистка) не предотвращают забивания решеток шугой и появления опасных перепадов напора на них, производится поочередный останов турбин (или насосов) для очистки решеток. Производится пропуск шуги через гидротурбины с частичным или полным удалением решеток при техническом обосновании в каждом случае.

При этом принимаются меры, обеспечивающие бесперебойную работу системы технического водоснабжения.

199. Пропуск льда через створ гидротехнических сооружений производится при максимальном использовании ледопроемного фронта с обеспечением достаточного слоя воды над порогом ледосбросных отверстий.

В период ледохода при угрозе образования заторов льда и опасных для сооружений ударов больших ледяных масс организуются временные посты наблюдений и приняты меры к ликвидации заторов и размельчению ледяных полей путем проведения взрывных и ледокольных работ.

Параграф 3. Эксплуатация водохранилищ

200. На интенсивно заиляемых водохранилищах при пропуске паводков поддерживаются возможные низшие уровни в пределах проектной призмы регулирования, если это не наносит ущерба другим водопотребителям. Наполнение таких водохранилищ осуществляется в возможно более поздний срок на спаде паводка.

201. Для уменьшения заиления водохранилищ, бьефов, бассейнов, каналов необходимо:

- 1) поддерживать такие режимы их работы, которые создают возможность максимального транзита поступающего твердого стока;
- 2) обеспечивать работу каналов в период поступления в них воды повышенной мутности в близком к постоянному параметру режиме с возможно большим расходом воды;
- 3) промывать бьефы, водохранилища, пороги водоприемников, осветлять воду в отстойниках, применять берегоукрепительные и наносоудерживающие устройства или удалять наносы механическими средствами.

202. В периоды, когда естественный расход воды в реке не используется полностью для выработки электроэнергии, избыток воды используется для смыва наносов в нижний бьеф плотины и промывки порогов водоприемных устройств.

203. При попадании в водоприемные сооружения наносов, скопившихся перед порогом водоприемника, необходимо удалить отложения наносов путем их промывки. При невозможности или неэффективности промывки удаление наносов производится с помощью механизмов.

Промывка водозаборных сооружений электростанций при бесплотинном водозаборе осуществляется устройством местных стеснений потока с тем, чтобы отложения наносов размывались под действием повышенных скоростей воды.

204. Наблюдение за состоянием интенсивно заиляемого водохранилища и удаление наносов организуются по эксплуатации заиляемых водохранилищ и с учетом природоохранных требований.

205. Отстойники электростанций постоянно используется для осветления воды. Отключение отстойников или их отдельных камер для ремонта производится в период, когда вода несет незначительное количество наносов и свободна от фракций, опасных в отношении истирания турбин и другого оборудования.

206. Водоохранилища обособленного пользования, находящиеся на балансе электростанций, поддерживаются в надлежащем техническом и санитарном состоянии силами эксплуатационного персонала электростанций.

На этих водохранилищах проводятся наблюдения за:

- 1) заилением и зарастанием;
- 2) переработкой берегов;
- 3) качеством воды;
- 4) температурным и ледовым режимами;
- 5) всплыванием торфа;
- 6) соблюдением природоохранных требований в пределах водоохраных зон этих водохранилищ.

При необходимости для организации и проведения наблюдения, анализа результатов и разработки природоохранных мероприятий привлекаются специализированные организации.

207. На водохранилищах, расположенных в криолитозонах, проводятся наблюдения за криогенными процессами и деформациями в ложе водохранилища, зоне сработки, береговой и прибрежных зонах, а также за изменением вместимости водохранилища. Для определения состава, объема и периодичности наблюдения следует привлекать специализированную организацию.

Через 5 лет после начала наполнения водохранилища и затем через каждые последующие 10 лет его эксплуатации с привлечением специализированной организации по результатам наблюдений проводится анализ состояния водохранилища и при необходимости разрабатываются мероприятия, обеспечивающие надежность и безопасность эксплуатации гидроузла.

Параграф 4. Гидрологическое и метеорологическое обеспечение

208. В задачи гидрологического и метеорологического обеспечения электростанций входит получение:

1) гидрологических и метеорологических данных для оптимального ведения режимов работы электростанции, планирования использования водных ресурсов и организации надежной эксплуатации гидротехнических сооружений и водохранилищ;

2) данных для регулирования водного стока, пропуска половодий и паводков, организации ирригационных, навигационных и санитарных попусков, обеспечения водоснабжения;

3) информации, необходимой для своевременного принятия мер к предотвращению или уменьшению ущерба от стихийных явлений.

209. Электростанции регулярно получают от метеорологических служб следующие данные:

1) сведения по используемому водотоку (расход, уровни и температура воды, ледовые явления, наносы);

2) месячные и годовые водные балансы водохранилищ; метеорологические данные (температура и влажность воздуха, осадки и испарение, сила и направление ветра, образование гололеда, штормовые и грозовые предупреждения);

3) гидрологические и метеорологические прогнозы, необходимые для эксплуатации электростанций.

При необходимости электростанции получают от органов метеорологических служб сведения о физических, химических и гидробиологических показателях вод, об уровне их загрязнения, а также экстренную информацию о резких изменениях уровня загрязнения вод.

210. Объем, сроки и порядок передачи гидрологических и метеорологических прогнозов и предупреждений об опасных явлениях устанавливаются, исходя из определенных условий, совместно с соответствующими метеорологическими службами.

На электростанции производится регистрация прогнозов и фактических гидрологических и метеорологических явления.

211. На каждой электростанции в сроки, определяемые местной инструкцией, организуются наблюдения за:

1) уровнями воды в бьефах водоподпорных сооружений, у водозаборных сооружений, в каналах;

2) расходами воды, пропускаемыми через гидротехнические сооружения и используемыми технологическим оборудованием;

3) ледовым режимом водотока (реки, канала, водохранилища) вблизи сооружений в верхнем и нижнем бьефах;

4) содержанием наносов в воде и их отложениями в водохранилищах, бьефах, бассейнах, каналах, температурой воды и воздуха;

5) показателями качества используемой или сбрасываемой воды (по местным условиям).

212. Среднесуточный расход воды, использованной электростанциями, определяется по показаниям водомеров (расходомеров), при отсутствии водомерных устройств временно, до установки указанных приборов, сток воды может учитываться по характеристикам протарированного технологического оборудования и другими возможными методами.

213. На всех водохранилищах, осуществляющих регулирование стока воды, организуется ежесуточный учет притока воды к створу гидроузлов по данным территориальных метеорологических служб.

214. Уровни верхнего и нижнего бьефов гидроэлектростанций и напор гидротурбин, а также перепады напора на решетках измеряются приборами с дистанционной передачей показаний на центральный пульт управления. Устройства для измерения уровня воды в бьефах и перепадов напора на решетках проверяются 2 раза в год и после прохождения паводка.

215. Отметки нулей водомерных устройств устанавливаются в единой системе отметок и проверяются нивелировкой не реже 1 раза в 5 лет.

Лед вокруг рек и свай скалывается. Автоматические посты в морозный период утепляются.

Параграф 5. Гидротурбинные установки

216. При эксплуатации гидротурбинных установок обеспечивается их бесперебойная работа с максимально возможным для заданной нагрузки и

действующего напора коэффициентом полезного действия. Оборудование гидроэлектростанции поддерживается в постоянной готовности к максимальной располагаемой нагрузке и работе в насосном режиме для оборудования гидроаккумулирующих станций.

217. Находящиеся в эксплуатации гидроагрегаты и вспомогательное оборудование полностью автоматизируются. Пуск гидроагрегата в генераторный режим и режим синхронного компенсатора, останов из генераторного режима и режима синхронного компенсатора, перевод из генераторного режима в режим синхронного компенсатора и обратно осуществляются от одного командного импульса.

218. Работа гидроагрегатов проводится при полностью открытых затворах, установленных на турбинных водоводах, значение предельного открытия направляющего аппарата гидротурбины не превышает значения, соответствующего максимально допустимой нагрузке гидроагрегата (генератора-двигателя) при данном напоре и высоте отсасывания.

Предельное открытие направляющего аппарата насос-турбины, работающей в насосном режиме при минимальном напоре и допустимой высоте отсасывания, не превышает значения, соответствующего максимальной мощности генератора-двигателя в двигательном режиме.

Перепад на сороудерживающих решетках не превышает предельного значения, указанного в производственной инструкции по их эксплуатации.

219. Гидроагрегаты, находящиеся в резерве, содержатся в состоянии готовности к немедленному автоматическому пуску. Гидротурбины (насос-турбины) с закрытым направляющим аппаратом находятся под напором при полностью открытых затворах на водоприемнике и в отсасывающей трубе. На высоконапорных гидроэлектростанциях с напором 300 метров и более, а также с напором от 200 до 300 метров при числе часов использования менее 3000 предтурбинные и встроенные кольцевые затворы на резервных гидроагрегатах закрываются.

На гидроэлектростанциях с напором ниже 200 м предтурбинный затвор на резервном агрегате не закрывается, если он не выполняет оперативные функции.

220. Гидроагрегаты, работающие в режиме синхронного компенсатора, содержатся в состоянии готовности к немедленному автоматическому переводу в генераторный режим.

При работе гидроагрегата в режиме синхронного компенсатора рабочее колесо турбины освобождается от воды.

На гидроэлектростанциях, имеющих предтурбинные затворы, при переводе гидроагрегата в режим синхронного компенсатора предтурбинный затвор закрывается.

221. Гидроагрегаты эксплуатируются в режиме автоматического регулирования частоты вращения с заданным статизмом. Перевод регулятора гидротурбин в режим работы на ограничителе открытия или на ручное управление производится с

разрешения технического руководителя гидроэлектростанции с уведомлением диспетчера энергосистемы.

222. При эксплуатации автоматического регулирования гидроагрегата обеспечиваются:

- 1) автоматический или ручной пуск и останов гидроагрегата;
- 2) устойчивая работа гидроагрегата на всех режимах;
- 3) участие в регулировании частоты в энергосистеме с уставкой статизма в пределах 4,5-6,0% и мертвой зоны по частоте, задаваемой НДЦ СО Казахстана;
- 4) плавное (без толчков и гидроударов в маслопроводах) перемещение регулирующих органов при изменении мощности гидроагрегата;
- 5) выполнение гарантий регулирования;
- 6) автоматическое изменение ограничения максимального открытия направляющего аппарата по мощности при изменении напора;
- 7) автоматическое и ручное изменение комбинаторной зависимости по напору (для поворотно-лопастных гидротурбин).

223. Гидроэлектростанции мощностью свыше 30 МВт и с количеством агрегатов более трех оснащаются системами группового регулирования активной мощности (далее – ГРАМ) с возможностью использования их для вторичного автоматического регулирования режима энергосистем по частоте и перетокам мощности (АРЧМ). Отключение системы ГРАМ производится с разрешения НДЦ СО Казахстана в тех случаях, когда групповое регулирование агрегатов невозможно по техническому состоянию или режимным условиям работы оборудования гидроэлектростанции.

224. Условия, разрешающие пуск агрегата, его нормальный и аварийный останов и внеплановое изменение нагрузки, излагаются в соответствующих инструкциях, утвержденных техническим руководителем гидроэлектростанции и находящихся на рабочих местах оперативного персонала.

Значения всех параметров, определяющих условия пуска гидроагрегата и режим его работы, устанавливаются на основании данных заводов-изготовителей и специальных натурных испытаний.

225. Для каждого гидроагрегата определяется и периодически в установленные производственными инструкциями сроки контролируется минимальное время следующих процессов:

- 1) закрытия направляющего аппарата гидротурбины до зоны демпфирования при сбросе нагрузки;
- 2) открытия направляющего аппарата гидротурбины при наборе нагрузки с максимальной скоростью;
- 3) разворота и свертывания лопастей рабочего колеса поворотно-лопастных и диагональных гидротурбин;

- 4) закрытия и открытия регулирующей иглы и отклонителей струи ковшовой гидротурбины;
- 5) закрытия направляющего аппарата при срабатывании золотника аварийного закрытия;
- 6) закрытия и открытия предтурбинных затворов, а также аварийно-ремонтных затворов на водоприемнике;
- 7) закрытия холостого выпуска гидротурбины.

Кроме того, периодически в соответствии с местной инструкцией проверяются гарантии регулирования.

226. Во время эксплуатации гидроагрегата путем осмотра и систематических измерений с помощью стационарных и переносных приборов организовывается контроль работы оборудования в объеме и с периодичностью, указанными в производственных инструкциях.

227. Не производится длительная работа гидроагрегата при повышенных уровнях вибрации, в зависимости от частоты вращения ротора гидроагрегата и от частоты вибрации, которая не превышает допустимых значений вибрации при длительной работе гидроагрегата, приведенных в приложении 2 к настоящим Правилам.

228. Для каждого гидроагрегата в местной инструкции указываются номинальные и максимально допустимые температуры сегментов подпятника, подшипников и масла в маслованнах. Предупредительная сигнализация включаются при повышении температуры сегмента и масла в маслованне на 5⁰С выше номинальной для данного времени года.

Значения уставок температур для каждого сегмента, в котором установлен термосигнализатор, и для масла определяются эксплуатационным персоналом на основе опыта эксплуатации или испытаний и вносятся в производственную инструкцию.

229. Эксплуатация подпятников вертикальных гидроагрегатов, оснащенных эластичными металлопластиковыми сегментами, осуществляется в соответствии с производственной инструкцией, составленной с учетом документации заводов-изготовителей.

230. Система технического водоснабжения гидроагрегата обеспечивает охлаждение опорных узлов, статора и ротора генератора, смазку обрешиненного турбинного подшипника и других потребителей при всех режимах работы гидроагрегата.

231. Капитальный ремонт гидротурбин производится 1 раз в 5-7 лет.

Параграф 6. Техническое водоснабжение

232. При эксплуатации систем технического водоснабжения обеспечиваются:

1) бесперебойная подача охлаждающей воды нормативной температуры в необходимом количестве и требуемого качества;

2) предотвращение загрязнений конденсаторов турбин и систем технического водоснабжения;

3) выполнение требований законодательства Республики Казахстан в области охраны окружающей среды.

233. Для предотвращения образования отложений в трубках конденсаторов турбин и других теплообменных аппаратов, коррозии, обрастания систем технического водоснабжения, "цветения" воды или зарастания водохранилищ-охладителей высшей водной растительностью проводятся профилактические мероприятия.

Выбор мероприятий определяется местными условиями, а также их эффективностью, допустимостью по условиям охраны окружающей среды и экономическими соображениями.

Периодическая очистка трубок конденсаторов, циркуляционных водоводов и каналов может применяться как временная мера.

Уничтожение высшей водной растительности и борьба с "цветением" воды в водохранилищах-охладителях химическим способом производится организациями эксплуатирующей водохранилища-охладителя.

234. При накипеобразующей способности охлаждающей воды эксплуатационный персонал энергообъекта:

1) в системе оборотного водоснабжения с градирнями и брызгальными устройствами проводит продувку, подкисление либо фосфатирование воды или применяет комбинированные методы ее обработки – подкисление и фосфатирование, подкисление, фосфатирование и известкование и другие методы в соответствии с последними данными завода-изготовителя;

2) в системе оборотного водоснабжения с водохранилищами-охладителями осуществляет водообмен в период лучшего качества воды в источнике подпитки, при невозможности понижения карбонатной жесткости охлаждающей воды до требуемого значения путем водообмена (а также в системе прямоточного водоснабжения) с вводом первого энергоблока предусматривает установку по кислотным промывкам конденсаторов турбин и по очистке промывочных растворов.

235. При хлорировании охлаждающей воды для предотвращения загрязнения теплообменников органическими отложениями обеспечивается значение содержания активного хлора в воде на выходе из конденсатора в пределах $0,4-0,5 \text{ мг/дм}^3$.

В прямоточной системе технического водоснабжения и в оборотной с водохранилищами-охладителями для предотвращения присутствия активного хлора в воде отводящих каналов, хлорирование выполняется с подачей хлорного раствора в охлаждающую воду, поступающую в один-два конденсатора.

236. При обрастании систем технического водоснабжения (поверхностей грубых решеток, конструктивных элементов водоочистных сеток, водоприемных и всасывающих камер и напорных водоводов) моллюском, дрейссеной или другими биоорганизмами применяются необрастающие покрытия, проводятся промывки трактов горячей водой, хлорирование охлаждающей воды, поступающей на вспомогательное оборудование, с поддержанием дозы активного хлора 1,5-2,5 мг/дм³ в течение 4-5 суток 1 раз в 1,5 месяца.

Сноска. Пункт 236 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

237. Эксплуатация гидротехнических сооружений системы технического водоснабжения, а также контроль их технического состояния осуществляются в соответствии с требованиями главы 4 настоящих Правил.

238. Работа оборудования и гидроохладителей системы технического водоснабжения обеспечивает выполнение требований пункта 232 настоящих Правил по эксплуатации конденсационной установки.

Одновременно учитываются потребности неэнергетических отраслей производства (водного транспорта, орошения, рыбного хозяйства, водоснабжения) и условия охраны природы.

239. При прямоточном, комбинированном и оборотном водоснабжении с водохранилищами-охладителями осуществляется рециркуляция теплой воды для борьбы с шугой и обогрева решеток водоприемника. Рециркуляция предотвращает появление шуги на водозаборе момент ее включения определяется производственной инструкцией.

240. Поддерживается периодичность удаления воздуха из циркуляционных трактов такой, чтобы высота сифона в них не уменьшалась более чем на 0,3 м по сравнению с проектным значением.

241. Отклонение напора циркуляционного насоса из-за загрязнения систем не превышает 1,5 м по сравнению с проектным значением, ухудшение коэффициента полезного действия насосов из-за увеличения зазоров между лопастями рабочего колеса и корпусом насоса и неидентичности положения лопастей рабочего колеса не превышает 3 %.

242. При эксплуатации охладителей циркуляционной воды обеспечиваются оптимальный режим работы из условий достижения наивыгоднейшего (экономического) вакуума паротурбинных установок и охлаждающая эффективность согласно нормативным характеристикам.

243. Оптимальные режимы работы гидроохладителей, водозаборных и сбросных сооружений выбираются в соответствии с режимными картами, разработанными для конкретных метеорологических условий и конденсационных нагрузок электростанций.

При увеличении среднесуточной температуры охлаждающей воды после охладителя более чем на 1^oC по сравнению с требуемой по нормативной характеристике принимаются меры к выяснению и устранению причин недоохлаждения.

244. При появлении высшей водной растительности в зоне транзитного потока и водоворотных зонах водохранилищ-охладителей она уничтожается биологическим либо механическим методом.

245. Осмотр основных конструкций градирен (элементов башни, противообледенительного тамбура, водоуловителя, оросителя, водораспределительного устройства и вентиляционного оборудования) и брызгальных устройств проводится ежегодно в весенний и осенний периоды. Обнаруженные дефекты (проемы в обшивке башни, оросителя, неудовлетворительное состояние фиксаторов положения поворотных щитов тамбура, разбрызгивающих устройств водораспределения) устраняются. Поворотные щиты тамбура при положительных температурах воздуха устанавливаются и фиксируются в горизонтальном положении.

Антикоррозионное покрытие металлических конструкций, а также разрушенный защитный слой железобетонных элементов восстанавливаются по мере необходимости. Водосборные бассейны, а также асбестоцементные листы обшивок башен градирен обеспечивают надежной гидроизоляцией.

246. Водораспределительные системы градирен и брызгальных бассейнов промываются не реже 2 раз в год – весной и осенью. Засорившиеся сопла своевременно очищаются, а вышедшие из строя – заменяются. Водосборные бассейны градирен очищаются не реже 1 раза в 2 года от ила и мусора.

247. При ремонте деревянных конструкций градирен работа ведется при условии их антисептирования, а крепежных деталей – оцинкования.

248. Конструкции оросителей градирен очищаются от минеральных и органических отложений.

249. Решетки и сетки градирен и брызгальных устройств осматриваются 1 раз в смену и при необходимости очищаются, чтобы не допускать перепада воды на них более 0,1 м.

250. При увлажнении и обледенении прилегающей территории зданий при эксплуатации градирен в зимний период градирни оборудуются водоулавливающими устройствами.

251. При наличии в системе технического водоснабжения нескольких параллельно работающих градирен и уменьшении зимой общего расхода охлаждающей воды часть градирен консервируется с выполнением противопожарных и других необходимых

мероприятий. Во избежание обледенения оросителя плотность орошения в работающих градирнях не достигает значений ниже $6 \text{ м}^3/\text{ч}$ на 1 м^2 площади орошения, а температура воды на выходе из градирни – не ниже 10°С .

252. Во избежание обледенения расположенного вблизи оборудования, конструктивных элементов и территории зимой брызгальные устройства эксплуатируются с пониженным напором. При уменьшении расхода воды заглушаются периферийные сопла и отключаются крайние распределительные трубопроводы.

Понижение напора у разбрызгивающих сопел обеспечивается путем уменьшения общего расхода охлаждаемой воды на максимальное количество работающих секций, а также отвода части нагретой воды без ее охлаждения через холостые сбросы непосредственно в водосборный бассейн. Температура воды на выходе из брызгального устройства не достигает значений ниже 10°С .

253. При кратковременном отключении градирни или брызгального устройства в зимний период обеспечивается циркуляция теплой воды в бассейне для предотвращения образования в нем льда.

254. При временном выводе из эксплуатации градирен с элементами конструкций из дерева, полиэтилена и других горючих материалов окна для прохода воздуха в них держаться в закрытом состоянии, а за градирнями установлен противопожарный надзор.

255. Детальное обследование металлических каркасов вытяжных башен обшивных градирен проводится не реже 1 раза в 10 лет, железобетонных оболочек – не реже 1 раза в 5 лет.

Глава 6. Тепломеханическое оборудование электростанций и тепловых сетей

Сноска. Заголовок главы 6 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 28.09.2020 № 335 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Параграф 1. Топливо-транспортное хозяйство

256. При эксплуатации топливо-транспортного хозяйства обеспечиваются:

- 1) бесперебойная работа железнодорожного транспорта энергообъекта и механизированная разгрузка железнодорожных вагонов, цистерн, судов и других транспортных средств в установленные сроки;
- 2) приемка топлива от поставщиков и контроль его количества и качества;
- 3) механизированное складирование и хранение установленного запаса топлива при минимальных потерях;
- 4) своевременная, бесперебойная подготовка и подача топлива в котельную или центральное пылеприготовительное отделение;

5) предотвращение загрязнения окружающей территории пылью (угольной, сланцевой, торфяной) и брызгами нефтепродуктов.

257. Качество поставляемого на электростанции топлива соответствует техническим условиям.

258. Строгий учет всего топлива при поступлении на энергообъект, расходовании на технологические нужды, а также хранение на складах организуются в соответствии с законодательством по энергосбережению и энергоэффективности.

259. СИ, используемые для учета топлива (весы, лабораторные приборы и другие измерительные устройства), подлежащие государственному контролю и надзору, поверяются в сроки, установленные пунктом 78 настоящих Правил.

СИ, используемые для учета топлива и не подлежащие поверке, подлежат калибровке в соответствии с графиком, утверждаемым техническим руководителем энергообъекта.

Параграф 2. Твердое топливо

260. Эксплуатация хозяйств, твердого топлива организуется в соответствии с производственной инструкцией по эксплуатации топливоподач.

261. Для облегчения выгрузки топлива, особенно смерзшегося, и очистки железнодорожных вагонов энергопредприятиям обеспечивается наличие специальных размораживающих устройств, механических рыхлители, вагонных вибраторов и прочих механизмов. Процессы дробления крупных кусков и смерзшихся глыб топлива, а также закрытия люков полувагонов механизуются с использованием дробильно-фрезерных машин, дискозубчатых дробилок, люкоподъемников и других механизмов.

262. При эксплуатации вагоноопрокидывателей, размораживающих устройств, рыхлительных установок и других устройств обеспечивается их надежная работа с соблюдением требований о сохранности железнодорожных вагонов. Размораживающие устройства эксплуатируются в соответствии с режимной картой.

263. Хранение топлива на складе организуется в соответствии с требованиями настоящих Правил.

264. Механизмы и оборудование топливных складов содержатся в рабочем состоянии, обеспечивающем их техническую производительность.

265. Работа грузоподъемных кранов, мостовых перегружателей при наличии трещин в металлоконструкциях, неисправных тормозах, противоугонных устройствах, концевых выключателях и ограничителях перекосов не допускается.

266. Резервные механизмы и оборудование (вагоноопрокидыватели, нитки системы конвейеров, дробилки) работают поочередно в соответствии с графиком, утвержденным техническим руководителем.

Рабочая нитка системы топливоподачи эксплуатируется при проектной производительности и составляет не менее 110 % от максимального потребления угля котлоагрегатами.

267. Механизмы топливоподачи управляются автоматически, либо дистанционно с центрального щита управления системы топливоподачи.

При эксплуатации обеспечивается надежная работа блокировок, устройств защиты, сигнализации и аварийного останова для бесперебойной, надежной и безопасной работы системы топливоподачи (останов конвейеров при пробуксовке лент, переполнении течек, неправильном выборе схемы, при останове одного механизма).

268. Работа оборудования и устройств топливоподачи при отсутствии или неисправном состоянии предупредительной сигнализации, необходимых ограждающих и тормозных устройств не производится.

269. В галереях и эстакадах ленточных конвейеров, узлах пересыпки основного тракта и тракта подачи топлива со склада и в подземной части разгрузочных устройств температура воздуха в холодное время года поддерживается не ниже 10⁰С, а в помещении дробильных устройств – не ниже 15⁰С.

Температура воздуха в надземных частях разгрузочных устройств (за исключением здания вагоноопрокидывателя и других устройств с непрерывным движением вагонов) поддерживается не ниже 5⁰С.

На конвейерах подачи топлива на склад, где отсутствуют отопительные устройства, применяется морозостойкая лента.

270. Все виды угля и сланца подвергаются дроблению на куски размером до 25 мм. При этом остаток на сите 25 мм не превышает 5 %. Проектом могут быть предусмотрены другие показатели крупности дробления. Для обеспечения требуемого качества дробления зазоры между валками валковых дробилок, между молотками и отбойной плитой, колосниками и брусом молотковых дробилок периодически в соответствии с производственной инструкцией контролируются и регулируются.

271. Перед подачей топлива в дробилки и мельницы осуществляется механизированное удаление из него металла, щепы и других посторонних предметов. На работающем конвейере металлоуловители и щепуловители постоянно включаются и сблокируются с ним.

Эксплуатация тракта топливоподачи при неработающей системе металлоулавливания на энергообъектах, имеющих системы пылеприготовления с мелющими вентиляторами, среднеходными и молотковыми мельницами, не производится.

Система механизированного удаления уловленных посторонних предметов постоянно эксплуатируется.

272. При эксплуатации тракта топливоподачи обеспечивается равномерный по ширине поток топлива, поступающего на конвейеры, грохоты, дробилки, щепо- и корнеуловители, принимаются меры, исключаящие замазывание влажным топливом грохотов, дробилок (обогрев, вибрирование, отсев мелочи).

273. Устройства, устраняющие зависание топлива в бункерах и течках (устройства обогрева стенок, пневмо- и парообрушители, вибраторы), постоянно эксплуатируются или содержатся в состоянии готовности к действию.

274. Уплотнения узлов пересыпки, дробилок и других механизмов тракта топливоподачи, устройства для очистки лент и барабанов конвейеров, рабочие элементы плужковых сбрасывателей, а также аспирационные устройства и средства пылеподавления (пневмо-, гидро- и пенообеспыливания) содержатся в исправном состоянии и периодически, не реже 1 раза в неделю, проверять. При необходимости производятся регулировка или замена уплотнений, форсунок устройств пневмо-, гидро- и пенообеспыливания.

275. Отбор и обработка проб топлива, поступающего в котельную, осуществляются с применением автоматических пробоотборников и проборазделочных машин.

Испытания установок по отбору и обработке проб топлива проводятся в каждом случае при внесении принципиальных изменений в конструкцию оборудования.

Не реже 1 раза в год проверяется масса высекаемых порций угля.

276. На конструкциях здания внутри помещения и на оборудовании системы топливоподачи обеспечиваются меры, для исключения скопления пыли. Механизмы топливоподачи уплотняются и оборудуются устройствами, обеспечивающими чистоту воздуха в помещении. Запыленность и при необходимости загазованность воздуха (содержание СО) в помещениях системы топливоподачи контролируется по графику, утвержденному техническим руководителем.

При работе аспирационных устройств обеспечивается очистка удаляемого воздуха от пыли в соответствии с нормами очистки.

Уборка помещений и оборудования производится по утвержденному графику. Процесс уборки механизмуется (смывом водой или пылесосом).

Гидроуборка при температуре в помещениях ниже 5⁰С, а также при нарушенной герметической заделке облицовки и швов внутренних помещений не производится.

277. При соединении и ремонте конвейерных лент применение металлических деталей не производится.

278. Обеспечивается соответствия всего электрического оборудования, устанавливаемого по тракту топливоподачи, включая электродвигатели, требованиям проведения гидроуборки и с наличием пылевлагозащитного исполнения.

Параграф 3. Жидкое топливо

279. Эксплуатация хозяйства жидкого топлива организуется в соответствии с требованиями нормативно-технических документов по использованию жидкого топлива.

При эксплуатации хозяйства жидкого топлива обеспечивается бесперебойная подача подогретого и профильтрованного топлива в количестве, соответствующем нагрузке котлов и газотурбинных установок, с давлением и вязкостью для нормальной работы форсунок.

280. Мазут из сливных лотков после окончания слива цистерн полностью спускается, и лотки в местах, где отсутствуют перекрытия, закрыть крышками (решетками). Лотки, гидрозатворы, шандоры и фильтры, установленные перед приемными емкостями, очищаются по мере необходимости.

281. На мазутном хозяйстве обеспечивается соответствие значение параметров пара проектным.

282. При сливе мазута "открытым паром" общий расход пара из разогревающих устройств на цистерну вместимостью 50-60 м³ не превышает 900 кг/ч.

283. На мазутосливе (в цистернах, лотках и приемных емкостях) мазут подогревается до температуры, обеспечивающей нормальную работу перекачивающих насосов.

Температура мазута в приемных емкостях и резервуарах не превышает 90 °С.

284. Тепловая изоляция оборудования (резервуаров, трубопроводов и другого оборудования) содержится в исправном состоянии.

285. Внутренний осмотр резервуаров и приемных емкостей с устранением замеченных недостатков проводится по графику не реже 1 раза в 5 лет. При необходимости они очищаются от донных отложений.

286. На все приемные емкости и резервуары для хранения жидкого топлива составляются градуировочные таблицы, которые утверждаются техническим руководителем энергообъекта.

287. По утвержденному графику проводятся: наружный осмотр мазутопроводов и арматуры – не реже 1 раза в год, а в пределах котельного отделения – 1 раз в квартал и выборочная ревизия арматуры – не реже 1 раза в 4 года.

288. Вязкость мазута, подаваемого в котельную, не превышает: для механических и паромеханических форсунок 2,5 ВУ (16 мм²/с), для паровых и ротационных форсунок 6 ВУ (44 мм²/с).

289. Фильтры топлива очищаются (паровой продувкой, вручную или химическим способом) при повышении их сопротивления на 50% по сравнению с начальным (в чистом состоянии) при расчетной нагрузке.

Обжиг фильтрующей сетки при очистке не производится. Мазутоподогреватели очищаются при снижении их тепловой мощности на 30% номинальной.

290. Резервные насосы, подогреватели и фильтры содержатся в исправном состоянии и в постоянной готовности к пуску.

Проверка включения и плановый переход с работающего насоса на резервный производятся по графику, но не реже 1 раза в месяц. Проверка срабатывания автоматического включения резерва производится не реже 1 раза в квартал по программе и графику, утвержденным техническим руководителем. Сноска. Пункт 290 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

291. При выводе в ремонт топливопроводов или оборудования они надежно отключаются от работающего оборудования, дренируются и при необходимости производства внутренних работ пропариваются.

На отключенных участках топливопроводов паровые или другие спутники отключаются.

292. Перед включением резервуара с мазутом в работу после длительного хранения в нем топлива из придонного слоя (до 0,5 м) производится отбор пробы мазута для анализа на влажность и принимаются меры, предотвращающие попадание отстоявшейся воды и мазута большой обводненности в котельную.

Сноска. Пункт 292 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

293. По утвержденному графику, но не реже 1 раза в неделю, проверяется действие сигнализации предельного повышения и понижения температуры и понижения давления топлива, подаваемого в котельную на сжигание, правильность показаний выведенных на щит управления дистанционных уровнемеров и приборов для измерения температуры топлива в резервуарах и приемных емкостях.

294. Прием, хранение и подготовка к сжиганию других видов жидкого топлива осуществляются в соответствии с местными инструкциями.

Параграф 4. Особенности приема, хранения и подготовки к сжиганию жидкого топлива газотурбинных установок

295. При сливе, хранении и подаче на сжигание жидкого топлива не допускается его обводнение. При необходимости пропарки цистерн после слива, обводненные продукты пропарки подаются в специальные емкости мазутосклада.

296. Слив топлива организуется закрытым способом. Сливные устройства, их антикоррозионные покрытия, паровые спутники и арматура содержатся в исправном состоянии, чтобы не допускать загрязнения топлива и его застывания.

Минимальная и максимальная температура жидкого топлива в резервуарах указывается в местных инструкциях.

297. Топливо из резервуаров для подачи в газотурбинных установках (далее – ГТУ) отбирается плавающим заборным устройством с верхних слоев.

298. 266. Пробы топлива из придонных слоев резервуаров отбираются при инвентаризации и перед включением резервуара в работу. При обнаружении обводненности в придонном слое более 0,5 % принимаются меры к предотвращению попадания обводненного топлива на сжигание. При высоте обводненного слоя выше уровня "мертвого" остатка увлажненный слой сдrenируется в специальные емкости мазутосклада.

299. Внутренний осмотр резервуаров с циркуляционным способом разогрева производится не реже 1 раза в 5 лет, резервуаров с паровым обогревом – ежегодно с обязательными гидравлическими испытаниями плотности внутрирезервуарных подогревателей и устранением повреждений антикоррозийного покрытия. Резервуары по мере необходимости очищаются от донных отложений.

300. После монтажа или ремонта трубопроводы жидкого топлива продуваются паром или сжатым воздухом и подвергаются химической промывке и пассивации с последующей промывкой газотурбинным топливом в количестве, соответствующем трехкратной вместимости системы.

301. Вязкость подаваемого на ГТУ топлива превышает: при применении механических форсунок – 2 ВУ (12 мм²/с), при использовании воздушных (паровых) форсунок – 3⁰ВУ (20 мм²/с).

302. Жидкое топливо очищаются от механических примесей в соответствии с требованиями заводов-изготовителей ГТУ.

В производственных инструкциях указывается допустимое значение перепада давления на входе в фильтры и выходе из них, при котором они выводятся на очистку.

303. Периодичность контроля качества топлива и присадки при хранении и подаче топлива на сжигание, места отбора проб и определяемые показатели качества устанавливаются производственной инструкцией.

304. При сжигании в ГТУ жидких топлив, содержащих коррозионно-агрессивные элементы (ванадий, щелочные металлы), топливо обрабатывается на электростанции в соответствии с инструкциями (промывка от солей натрия и калия или добавление антикоррозионной присадки).

Параграф 5. Газообразное топливо

305. При эксплуатации газового хозяйства обеспечиваются:

1) бесперебойная подача к топочным горелкам газа требуемого давления, очищенного от посторонних примесей и конденсата, в количестве, соответствующем нагрузке котлов;

2) контроль количества и качества поступающего газа;

3) безопасная работа оборудования, а также безопасное проведение его технического обслуживания и ремонта;

4) своевременное и качественное техническое обслуживание и ремонт оборудования;

5) надзор за техническим состоянием оборудования и его безопасной эксплуатацией

306. Эксплуатация газового хозяйства энергообъектов организуется в соответствии со статьей 19 Закона Республики Казахстан "О газе и газоснабжении" от 9 января 2012 года.

307. На каждый газопровод и оборудование газораспределительного пункта (далее – ГРП) составляются паспорта, содержащие основные данные, характеризующие газопровод, помещение ГРП, оборудование и контрольно-измерительные приборы, а также сведения о выполняемом ремонте.

308. На энергообъекте составляется и утверждается техническим руководителем энергообъекта перечень газоопасных работ и инструкция, определяющая порядок подготовки и безопасность их проведения применительно к конкретным производственным условиям. Газоопасные работы выполняются по наряду. Лица, выдающие наряды на газоопасные работы, назначаются приказом по энергообъекту. Перечень газоопасных работ не реже 1 раза в год пересматривается и переутверждается

Особо опасные работы (ввод в эксплуатацию, пуск газа, присоединение газопроводов, ремонт газопроводов и оборудования "под газом", работы в ГРП с применением сварки и газовой резки) проводятся по наряду и специальному плану, утвержденному техническим руководителем энергообъекта.

В плане работ указываются строгая последовательность проведения работ, расстановка людей, ответственные лица, потребность в механизмах и приспособлениях ; предусмотрены мероприятия, обеспечивающие максимальную безопасность данных работ.

309. Обеспечивается избегания колебания давления газа на выходе из ГРП, превышающие 10 % рабочего. Неисправности регуляторов, вызывающие повышение или понижение рабочего давления, неполадки в работе предохранительных клапанов, а также утечки газа, устраняются в аварийном порядке.

310. Подача газа в котельную по обводному газопроводу (байпасу), не имеющему автоматического регулирующего клапана, не производится.

311. Проверка срабатывания устройств защиты, блокировок и сигнализации производится в сроки, предусмотренные инструкциями заводов-изготовителей, но не реже 1 раза в месяц.

312. Газопроводы при заполнении газом продуваются до вытеснения всего воздуха. Окончание продувки определяется анализом отбираемых проб, при этом содержание

кислорода в газе не превышает 1%, или сгоранием газа, которое должно происходить спокойно, без хлопков.

Выпуск газовой смеси при продувках газопроводов осуществляется в места, где исключена возможность попадания ее в здания, а также воспламенения от какого-либо источника огня.

Газопроводы при освобождении от газа продуваются воздухом или инертным газом до полного вытеснения газа. Окончание продувки определяется анализом. Остаточная, объемная доля газа в продувочном воздухе не превышает 20 % нижнего предела воспламенения газа.

313. По утвержденному графику проводится обход трассы подземных газопроводов, находящихся на территории электростанции. При этом проверяются на загазованность колодцы газопровода, а также расположенные на расстоянии 15 м в обе стороны от газопровода другие колодцы (телефонные, водопроводные, теплофикационные, канализационные), коллекторы, подвалы зданий и другие помещения, в которых возможно скопление газа.

Для обслуживания подземных газопроводов составляются и выдаются на руки обходчикам маршрутные карты с присвоенными им номерами. В каждой из них указываются схема трассы газопроводов и ее длина, а также колодцы подземных коммуникаций и подвалы зданий, расположенные на расстоянии до 15 м в обе стороны от газопроводов.

314. Наличие газа в подвалах, коллекторах, шахтах, колодцах и других подземных сооружениях проверяется газоанализатором во взрывозащищенном исполнении.

Анализ проб воздуха в подвалах зданий может производиться непосредственно в подвале газоанализаторами взрывозащищенного исполнения, а при отсутствии их – путем отбора пробы воздуха из подвала и анализа его вне здания.

При отборе проб воздуха из коллекторов, шахт, колодцев и других подземных сооружений спуски в них персоналом не производятся.

При нахождении в подвале, а также у колодцев, шахт, коллекторов и других подземных сооружений персонал не курит и не пользуется открытым огнем.

315. При обнаружении загазованности на трассе принимаются меры к дополнительной проверке газоанализатором и проветриванию загазованных подвалов, первых этажей зданий, колодцев камер, находящихся в радиусе 50 м от обнаруженного места утечки. При обнаружении загазованности подвалов дополнительно необходимо предупредить людей, находящихся в здании, о недопустимости курения, пользования открытым огнем и электроприборами.

Одновременно принимаются неотложные меры к выявлению и устранению утечек газа.

316. Проверка плотности соединений газопроводов, отыскание мест утечек газа на газопроводах, в колодцах и помещениях выполняются с использованием мыльной

эмульсии. Для обнаружения утечек газа не применяется огонь. Все обнаруженные на действующих газопроводах неплотности и неисправности немедленно устраняются.

317. Сброс удаленной из газопровода жидкости в канализацию не допускается.

318. Подача и сжигание на энергообъектах доменного и коксового газов организуются в соответствии с требованиями безопасности.

319. Особенности эксплуатации при подаче и сжигании газогенераторного и сбросно-технологического влажного и сернистого (содержащего меркаптаны или сероводород) природного газа определяются проектом и производственной инструкцией.

Параграф 6. Пылеприготовление

320. При эксплуатации пылеприготовительных установок обеспечивается бесперебойная подача к горелкам котла угольной пыли требуемой тонкости и влажности в количестве, соответствующем нагрузке котла.

Все исправные системы пылеприготовления с прямым вдуванием при нагрузке котла 100-60 % номинальной нагрузки используются в работе. Режим работы систем пылеприготовления организуется в соответствии с режимной картой, разработанной на основе заводских характеристик и испытаний пылеприготовительного и топочного оборудования.

321. Тепловая изоляция трубопроводов и оборудования поддерживается в исправном состоянии.

322. Перед пуском вновь смонтированной или реконструированной пылеприготовительной установки, а также после ремонта или длительного нахождения в резерве (более 3 суток) все ее оборудование осматривается, проверяется на исправность контрольно-измерительных приборов (далее – КИП), устройств дистанционного управления, защиты, сигнализации, блокировок и автоматики.

Пуск и эксплуатация установок с неисправными системами сигнализации, защит и блокировок не производится.

323. Перед пуском вновь смонтированной или реконструированной установки независимо от вида размалываемого топлива в целях выявления возможных мест отложений пыли и их устранения проводится внутренний осмотр установки с вскрытием всех люков и лазов.

Открытие люков и лазов, а также внутренний осмотр установки выполняются с соблюдением всех мер безопасности, предусматриваемых местной инструкцией.

Контрольный внутренний осмотр установки с составлением акта проводится не позднее, чем через 2000 часов работы системы пылеприготовления специальной комиссией, назначаемой руководителем энергообъекта.

324. Для предупреждения конденсации влаги и налипания пыли на элементах оборудования перед пуском обеспечивается прогрев систем пылеприготовления, режим которого устанавливается производственной инструкцией.

325. На пылеприготовительных установках включаются и находятся в исправном состоянии измерительные приборы, регуляторы, устройства сигнализации, защиты и блокировок.

Для измерения температуры в системах контроля, автоматики, защиты и сигнализации, используются малоинерционные приборы или приборы средней инерционности с временем запаздывания не более 20 секунд.

326. При эксплуатации пылеприготовительных установок организуется контроль за следующими процессами и показателями работы оборудования:

- 1) бесперебойным поступлением топлива в мельницы;
- 2) уровнями в бункерах сырого угля и пыли для предотвращения снижения или увеличения уровня по сравнению с предельными значениями, указанными в производственной инструкции;
- 3) температурой сушильного агента и пылегазовоздушной смеси на выходе из подсушивающих и размольных установок для предотвращения ее повышения сверх значений, указанных в приложении 3 к настоящим Правилам;
- 4) уровнем вибрации блоков подшипников;
- 5) температурой масла в блоке подшипников;
- 6) температурой пыли в бункере для предотвращения во всех режимах работы установки повышения ее сверх значений, указанных в приложении 3 к настоящим Правилам для температур пылевоздушной смеси;
- 7) исправностью предохранительных клапанов;
- 8) состоянием изоляции и плотностью всех элементов установки (выбивание пыли немедленно устраняется);
- 9) током электродвигателей оборудования пылеприготовительной установки;
- 10) давлением сушильного агента перед подсушивающим устройством или мельницей, за мельничным вентилятором и мельницей-вентилятором (или до них);
- 11) сопротивлением пылевоздушного тракта шаровых барабанных и среднеходных мельниц.

327. После пуска новых пылеприготовительных установок или их реконструкции, а также после капитального ремонта производится отбор проб пыли и другие измерения для составления новой или корректировки действующей режимной карты.

328. Контроль тонкости помола пыли при эксплуатации пылеприготовительных установок с пылевым бункером осуществляется по пробам пыли из-под циклона с частотой отбора, устанавливаемой производственной инструкцией.

В установках с прямым вдуванием тонкость пыли контролируется косвенным путем по количеству сушильного агента, поступающего на мельницу, и по положению регулирующих органов сепаратора.

329. Контроль и устранение присосов воздуха в пылеприготовительных установках организуются по графику, утвержденному техническим руководителем энергообъекта, но не реже 1 раза в месяц, а также после капитального или среднего ремонта.

Присосы воздуха в системы пылеприготовления не превышают значений, приведенных в приложении 4 к настоящим Правилам и выраженных в процентах от расхода сухого сушильного агента на входе в установку без учета испаренной влаги топлива.

В системах с прямым вдуванием пыли при воздушной сушке значения присосов не определяются, а плотность установки проверяется путем ее опрессовки.

330. В разомкнутых пылеприготовительных (сушильных) установках по графику, утвержденному техническим руководителем энергообъекта, контролируется состояние устройств для очистки отработавшего сушильного вентилирующего агента, аэродинамические сопротивления циклонов, фильтров, скрубберов.

Не реже 2 раз в год, а также после капитального ремонта или реконструкции проверяется эффективность очистки от пыли отработавшего сушильного агента.

331. Для предупреждения слеживаяния пыли в бункерах она периодически сбрасывается до минимального уровня. Периодичность сбрасывания устанавливается соответствующей инструкцией. В зависимости от способности пыли к слеживанию и самовозгоранию устанавливается предельный срок сохранения в бункерах.

При каждом останове систем пылеприготовления на срок, превышающий предельный срок хранения пыли в бункерах, при переходе электростанции на длительное сжигание газа или мазута, а также перед капитальным ремонтом котла пыль полностью выработывается в топку работающего котла, бункера осмотрены и очищены. Подача пыли в топку неработающего котла не производится. Шнеки и другие устройства для транспортирования пыли перед остановом освобождаются от находящейся в них пыли путем спуска ее в бункера.

332. Бункера сырого топлива, склонного к зависанию и самовозгоранию, периодически, но не реже 1 раза в 10 суток, сбрасываются до минимально допустимого уровня.

При переходе на длительное сжигание газа и мазута бункера котла полностью опорожняются.

333. Для поддержания установленной шаровой загрузки барабанных мельниц в них организуется регулярная добавка шаров диаметром 40 мм, прошедших термическую обработку, с твердостью не ниже 400 НВ (твердость по Бринеллю).

Периодичность добавки шаров выбирается так, чтобы фактическая шаровая загрузка снижалась не более чем на 5% оптимальной.

Во время ремонта при сортировке шары диаметром менее 15 мм удаляются.

334. Систематически по графику осматриваются изнашивающиеся элементы пылеприготовительных установок (била, билодержатели, броня, рабочие колеса, валки, уплотнения) и при необходимости заменяются или ремонтируются.

Также поддерживаются в исправности защитные устройства, устанавливаемые на быстроизнашивающихся участках (коленах пылепроводов, течках сепараторов).

335. Сварочные работы в помещениях пылеприготовительных установок производятся на тяжелых и громоздких деталях неработающих установок после освобождения их от пыли при соблюдении мер пожарной безопасности при проведении огневых работ на энергетических объектах.

336. В помещениях пылеприготовительных установок соблюдается чистота, регулярно производится тщательная уборка, удаление пыли со стен, подоконников, перекрытий, лестниц, поверхностей оборудования и с других мест отложения пыли. При обнаружении пыления принимаются меры к их немедленному устранению. Особое внимание обращается на предотвращение накапливания пыли на горячих поверхностях оборудования. Уборка помещений механизуется, без взвешивания пыли. При необходимости ручной уборки пыли ее разрешается выполнять лишь после предварительного увлажнения пыли водой путем разбрызгивания. Графики и объем работ по уборке устанавливается производственной инструкцией.

Не производится сметание или тушение тлеющего очага в помещении или внутри оборудования струей воды, огнетушителем либо другим способом, могущим вызвать взвешивание пыли.

Параграф 7. Паровые и водогрейные котельные установки

337. При эксплуатации паровых и водогрейных котлов обеспечиваются:

- 1) надежность и безопасность работы всего основного и вспомогательного оборудования;
- 2) возможность достижения номинальной производительности котлов, параметров и качества пара и воды;
- 3) экономичный режим работы, установленный на основе испытаний и заводских инструкций;
- 4) регулировочный диапазон нагрузок, определенный для каждого типа котла и вида сжигаемого топлива;
- 5) минимально допустимые нагрузки;
- 6) допустимые выбросы вредных веществ в атмосферу.

338. Вновь вводимые в эксплуатацию котлы давлением 100 кгс/см^2 (9,8 мегапаскаль (далее – МПа) и выше после монтажа подвергаются химической очистке совместно с основными трубопроводами и другими элементами водопарового тракта. Котлы

давлением ниже 100 кгс/см^2 (9,8 МПа) и водогрейные котлы перед вводом в эксплуатацию подвергаются щелочению.

Непосредственно после химической очистки и щелочения принимаются меры к защите очищенных поверхностей от стояночной коррозии.

339. Перед пуском котла из ремонта или длительного нахождения в резерве (более 3 суток) проверяются исправность и готовность к включению вспомогательного оборудования КИП, средств дистанционного управления арматурой и механизмами, авторегуляторов, устройств защиты, блокировок и средств оперативной связи. Выявленные неисправности устраняются.

При неисправности блокировок и устройств защиты, действующих на останов котла, пуск его не производится.

340. Пуск котла организуется под руководством начальника смены или старшего машиниста, а после капитального или среднего ремонта – под руководством начальника цеха или его заместителя.

341. Перед растопкой барабанный котел заполняется деаэрированной питательной водой.

Прямоточный котел заполняется питательной водой, для которой обеспечивается соответствие качества инструкции по эксплуатации в зависимости от схемы обработки питательной воды.

342. Заполнение неостывшего барабанного котла производится при температуре металла верха опорожненного барабана не выше 160°C (градусов Цельсия).

Если температура металла в любой точке барабана превышает 140°C (градусов Цельсия), заполнение его водой для гидроопрессовки запрещается.

Сноска. Пункт 342 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

343. Заполнение водой прямоточного котла, удаление из него воздуха, а также операции при промывке от загрязнений производится на участке до встроенных в тракт котла задвижек при сепараторном режиме растопки или по всему тракту при прямоточном режиме растопки.

Растопочный расход воды равен 30 % от номинальной величины.

Другое значение растопочного расхода определяется инструкцией завода-изготовителя или инструкцией по эксплуатации, скорректированной на основе результатов испытаний.

344. Расход сетевой воды перед растопкой водогрейного котла устанавливается и поддерживается в дальнейшей работе не ниже минимально допустимого, определяемого заводом-изготовителем для каждого типа котла.

345. При растопке прямооточных котлов блочных установок давление перед встроенными в тракт котла задвижками поддерживается на уровне 120-130 кгс/см² (12-13 МПа) для котлов с рабочим 140 кгс/см² (13,8 МПа) и 240-250 кгс/см² (24-25 МПа) для котлов на сверхкритическое давление. Изменение этих значений или растопка на скользящем давлении допускается по согласованию с заводом-изготовителем на основе специальных испытаний.

346. Перед растопкой и после останова котла топка и газоходы, включая рециркуляционные, вентилируются дымососами, дутьевыми вентиляторами и дымососами рециркуляции при открытых шибергах газовоздушного тракта не менее 10 минут с расходом воздуха не менее 25 % номинального.

Вентиляция котлов, работающих под наддувом, водогрейных котлов при отсутствии дымососов осуществляется дутьевыми вентиляторами и дымососами рециркуляции.

Перед растопкой котлов из неостывшего состояния при сохранившемся избыточном давлении в пароводяном тракте вентиляция начинается не ранее чем за 15 минут до розжига горелок.

347. Перед растопкой котла на газе проводится контрольная опрессовка газопроводов котла воздухом и проверяется герметичность закрытия запорной арматуры перед горелками газом в соответствии с действующей инструкцией по эксплуатации газового хозяйства энергетических объектов, работающих на природном газе.

348. При растопке котлов включаются дымосос и дутьевой вентилятор, а котлов, работа которых рассчитана без дымососов, – дутьевой вентилятор.

349. С момента начала растопки котла организуется контроль уровня воды в барабане.

Продувка верхних водоуказательных приборов выполняется:

1) для котлов давлением 40 кгс/см² (3,9 МПа) и ниже при избыточном давлении в котле около 1 кгс/см² (0,1 МПа) и перед включением в главный паропровод;

2) для котлов давлением более 40 кгс/см² (3,9 МПа) – при избыточном давлении в котле 3 кгс/см² (0,3 МПа) и при давлении 15-30 кгс/см² (1,5-3 МПа).

Сниженные указатели уровня воды сверяются с водоуказательными приборами в процессе растопки (с учетом поправок).

350. Растопка котла из различных тепловых состояний выполняется в соответствии с графиками пуска, составленными на основе инструкции завода-изготовителя и результатов испытаний пусковых режимов.

351. В процессе растопки котла из холодного состояния после капитального и среднего ремонта, но не реже 1 раза в год проверяется по реперам тепловое перемещение экранов, барабанов и коллекторов.

352. Если до пуска котла на нем проводились работы, связанные с разборкой фланцевых соединений и лючков, то при избыточном давлении 3-5 кгс/см² (0,3-0,5 МПа) болтовые соединения подтягиваются. Подтяжка болтовых соединений при большем давлении не производится.

353. При растопках и остановах котлов организуется контроль за температурным режимом барабана. Скорость прогрева и охлаждения нижней образующей барабана и перепад температур между верхней и нижней образующими барабана не превышает допустимых значений температурных режимов барабана котла, приведенных в приложении 5 к настоящим Правилам.

354. Включение котла в общий паропровод производится после дренирования и прогрева соединительного паропровода. Давление пара за котлом при включении равно давлению пара в общем паропроводе.

Сноска. Пункт 354 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

355. Переход на сжигание твердого топлива (начало подачи в топку пыли) на котлах, работающих на топливах с выходом летучих менее 15 %, разрешается при тепловой нагрузке топки на растопочном топливе не ниже 30 % номинальной. При работе на топливах с выходом летучих более 15 % разрешается подача пыли при меньшей тепловой нагрузке, которая устанавливается местной инструкцией исходя из обеспечения устойчивого воспламенения пыли.

При пуске котла после кратковременного простоя (до 30 минут) разрешается переход на сжигание твердого топлива с выходом летучих менее 15 % при тепловой нагрузке топки не ниже 15% номинальной.

356. Обеспечивается строгое соответствие режима работы котла режимной карте, составленной на основе испытания оборудования и инструкции по эксплуатации. При реконструкции котла и изменении марки и качества топлива режимная карта корректируется.

357. При работе котла соблюдаются тепловые режимы, обеспечивающие поддержание допустимых температур пара в каждой ступени и каждом потоке первичного и промежуточного пароперегревателей.

358. При работе котла верхний предельный уровень воды в барабане не превышает, а нижний предельный уровень не достигает значений ниже уровней, устанавливаемых на основе данных завода-изготовителя и испытаний оборудования.

359. Поверхности нагрева котельных установок с газовой стороны содержатся в чистом состоянии путем поддержания оптимальных режимов и применения механизированных систем комплексной очистки (паровые, воздушные или водяные аппараты, устройства импульсной очистки, виброочистки, дробеочистки).

Обеспечивается постоянная готовность к действию предназначенных для этого устройств, а также средств дистанционного и автоматического управления ими.

Периодичность очистки поверхностей нагрева регламентируется графиком или производственной инструкцией.

360. При эксплуатации котлов включаются все работающие тягодутьевые машины. Длительная работа при отключении части тягодутьевых машин производится при условии обеспечения равномерного газозвдушного и теплового режима по сторонам котла. При этом обеспечивается равномерность распределения воздуха между горелками и исключен переток воздуха (газа) через остановленный вентилятор (дымосос).

361. На паровых котлах, сжигающих в качестве основного топлива мазут с содержанием серы более 0,5 %, в регулировочном диапазоне нагрузок его сжигание осуществляется при коэффициентах избытка воздуха на выходе из топки менее 1,03 %. При этом обязательно выполнение установленного комплекса мероприятий по переводу котлов на этот режим (подготовка топлива, применение соответствующих конструкций горелочных устройств и форсунок, уплотнение топки, оснащение котла дополнительными приборами контроля и средствами автоматизации процесса горения).

362. Мазутные форсунки перед установкой на место испытываются на водяном стенде в целях проверки их производительности, качества распыливания и угла раскрытия факела. Разница в номинальной производительности отдельных форсунок в комплекте, устанавливаемом на мазутный котел, не превышает 1,5 %. Каждый котел обеспечивается запасным комплектом форсунок. Не применяются нетарированные форсунки.

363. Работа мазутных форсунок, в том числе растопочных без организованного подвода к ним воздуха не производится.

При эксплуатации форсунок и паромазутопроводов котельной выполняются условия, исключающие попадание мазута в паропровод.

364. При эксплуатации котлов обеспечивается состояние, при котором температура воздуха, °С, поступающего в воздухоподогреватель, не достигает значений ниже величин, предусмотренных в приложении 6 к настоящим Правилам.

Значение температуры предварительного подогрева воздуха при сжигании сернистого мазута выбирается такой, чтобы температура уходящих газов в регулировочном диапазоне нагрузок котла была не ниже 150°С.

При сжигании мазута с предельно малыми коэффициентами избытка воздуха на выходе из топки (менее 1,03) или применения эффективных антикоррозионных средств (присадок, материалов, покрытий) температура воздуха перед воздухоподогревателями

может быть снижена по сравнению с приведенными значениями температуры воздуха, поступающего в воздухоподогреватель, предусмотренных в приложении 6 настоящих Правил и установлена на основании опыта эксплуатации.

Растопка котла на сернистом мазуте производится с предварительно включенной системой подогрева воздуха (калориферы, система рециркуляции горячего воздуха). Обеспечивается температура воздуха перед воздухоподогревателем в начальный период растопки на мазутном котле значений не ниже 90°C .

365. Все котлы, сжигающие твердое топливо в пылевидном состоянии с потерями тепла от механической неполноты сгорания, превышающими 0,5 %, оборудуются постоянно действующими установками для отбора проб летучей золы в целях контроля за указанными потерями. Периодичность отбора проб уноса устанавливается производственной инструкцией.

366. Обмуровка котлов содержится в исправном состоянии. При температуре окружающего воздуха 25°C (градусов Цельсия) температура на поверхности обмуровки обеспечивается на уровне не более 45°C (градусов Цельсия).

Сноска. Пункт 366 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

367. Обеспечивается абсолютная плотность топки и всего газового тракта котлов. Обеспечивается величина присосов воздуха в топку и в газовый тракт до выхода из пароперегревателя для паровых газомазутных котлов паропроизводительностью до 420 т/ч на уровне не выше 5 %, для котлов паропроизводительностью выше 420 т/ч – 3 %, для пылеугольных котлов – соответственно 8 и 5 %.

Обеспечивается величина присосов воздуха в топку и газовый тракт до выхода из конвективных поверхностей нагрева для водогрейных котлов на уровне не более 5 %.

Используются исключительно бесприсосные топки и газоходы с цельносварными экранами.

Обеспечивается величина присосов в газовый тракт на участке от входа в экономайзер (для пылеугольных водогрейных котлов – от входа в воздухоподогреватель) до выхода из дымососа (без учета золоулавливающих установок) при трубчатом воздухоподогревателе на уровне не более 10 %, при регенеративном – не более 25 %.

Величина присосов в топку и газовый тракт водогрейных газомазутных котлов обеспечивается на уровне не более 5 %, пылеугольных (без учета золоулавливающих установок) – не более 10 %.

Величина присосов воздуха в электрофильтры обеспечивается на уровне не более 10 %, в золоулавливающие установки других типов – не более 5 %.

Нормы присосов даны в процентах теоретически необходимого количества воздуха для номинальной нагрузки котлов.

368. Плотность ограждающих поверхностей котла и газоходов контролируется путем осмотра и определения присосов воздуха 1 раз в месяц. Присосы в топку определяются не реже 1 раза в год, а также до и после среднего и капитального ремонта. Неплотности топки и газоходов котла устраняются.

369. Эксплуатационные испытания котла для составления режимной карты и корректировки инструкции по эксплуатации проводятся при вводе его в эксплуатацию, после внесения конструктивных изменений, при переходе на другой вид или марку топлива, а также для выяснения причин отклонения параметров от заданных.

Котлы оборудуются необходимыми приспособлениями для проведения эксплуатационных испытаний.

370. При выводе котла в резерв или ремонт принимаются меры для консервации поверхностей нагрева котла и калориферов в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей по консервации теплоэнергетического оборудования.

371. Внутренние отложения из поверхностей нагрева котлов удаляются при водных отмывках во время растопок и остановов или при химических очистках.

Периодичность химических очисток определяется соответствующими инструкциями по результатам количественного анализа внутренних отложений.

372. Подпитывать остановленный котел с дренированием воды в целях ускорения охлаждения барабана не допускается.

Сноска. Пункт 372 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

373. Спуск воды из остановленного котла с естественной циркуляцией производится после понижения давления в нем до 10 кгс/см^2 (1 МПа), а при наличии вальцовочных соединений – при температуре воды не выше 80°C . Из остановленного прямоточного котла спускается вода при давлении выше атмосферного. Верхний предел этого давления устанавливается производственной инструкцией в зависимости от системы дренажей и расширителей.

При останове котлов блочных электростанций производится обеспаривание промежуточного пароперегревателя в конденсатор турбины.

374. При останове котла в резерв после вентиляции топки и газоходов не более 15 минут тягодутьевые машины останавливаются, все отключающие шиберы на газоздуховодах, лазы и лючки, а также направляющие аппараты тягодутьевых машин плотно закрываются.

375. В зимний период на котле, находящемся в резерве или ремонте, устанавливается наблюдение за температурой воздуха.

При температуре воздуха в котельной (или наружной – при открытой компоновке) ниже 0°С, принимаются меры к поддержанию положительных температур воздуха в топке и газоходах, в укрытиях у барабана, в районах продувочных и дренажных устройств, калориферов, импульсных линий и датчиков КИП, также организуется подогрев воды в котлах или циркуляция ее через экранную систему.

376. Режим расхолаживания котлов после останова при выводе их в ремонт определяется инструкциями по эксплуатации. Расхолаживание котлов с естественной циркуляцией тягодутьевыми машинами производится при обеспечении допустимой разности температур металла между верхней и нижней образующими барабана. Допускаются режимы с поддержанием и без поддержания уровня воды в барабане. Расхолаживание прямоточных котлов можно осуществлять непосредственно после останова.

377. Надзор дежурного персонала за остановленным котлом организуется до полного снижения в нем давления и снятия напряжения с электродвигателей, контроль температуры газа и воздуха в районе воздухоподогревателя и уходящих газов может быть прекращен не ранее чем через 24 часа после останова.

378. При работе котлов на твердом или газообразном топливе, когда мазут является резервным или растопочным топливом, обеспечивается состояние схем мазутохозяйства и мазутопроводов, позволяющее подавать мазут к котлам немедленно.

379. При разрыве мазутопровода или газопровода в пределах котельной или сильных утечках мазута (газа) принимаются все меры для прекращения истечения топлива через поврежденные участки вплоть до отключения мазутонасосной и закрытия запорной арматуры на ГРП, а также для предупреждения пожара или взрыва.

380. Котел немедленно останавливается и отключается:

1) при недопустимом повышении или понижении уровня воды в барабане или выходе из строя всех приборов контроля уровня воды в барабане;

2) при быстром снижении уровня воды в барабане, несмотря на усиленное питание котла;

3) при выходе из строя всех расходомеров питательной воды прямоточного парового и водогрейного котлов (если при этом возникают нарушения режима, требующие подрегулировки питания) или прекращении питания любого из потоков прямоточного котла более чем на 30 секунд;

4) при прекращении действия всех питательных устройств (насосов);

5) при недопустимом повышении давления в пароводяном тракте;

6) при прекращении действия более 50 % предохранительных клапанов или других заменяющих их предохранительных устройств;

7) при недопустимом повышении или понижении давления в тракте прямого котла до встроенных задвижек, недопустимом понижении давления в тракте водогрейного котла более чем на 10 секунд;

8) при разрыве труб пароводяного тракта или обнаружении трещин, вспучин в основных элементах котла (барабаны, коллекторах, выносных циклонах, паро- и водоперепускных, а также водоспускных трубах), в паропроводах, питательных трубопроводах и пароводяной арматуре;

9) при погасании факела в топке;

10) при недопустимом понижении давления газа или мазута за регулирующим клапаном (при работе котла на одном из этих видов топлива);

11) при одновременном понижении давления газа и мазута (при совместном их сжигании) за регулирующими клапанами ниже пределов, установленных производственной инструкцией;

12) при отключении всех дымососов (для котлов с уравновешенной тягой) или дутьевых вентиляторов либо всех регенеративных воздухоподогревателей;

13) при взрыве в топке, взрыве или загорании горючих отложений в газоходах и золоулавливающей установке, разогреве докрасна несущих балок каркаса или колонн котла, при обвале обмуровки, а также других повреждениях, угрожающих персоналу или оборудованию;

14) при прекращении расхода пара через промежуточный пароперегреватель;

15) при снижении расхода воды через водогрейный котел ниже минимально допустимого более чем на 10 секунд;

16) при повышении температуры воды на выходе из водогрейного котла выше допустимой;

17) при пожаре, угрожающего персоналу, оборудованию или цепям дистанционного управления отключающей арматуры, входящей в схему защиты котла;

18) при исчезновении напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления или на всех контрольно-измерительных приборах;

19) при разрыве мазутопровода или газопровода в пределах котла.

381. Котел останавливается по распоряжению технического руководителя электростанции с уведомлением оперативного персонала системного оператора, в ведении или управлении которого находится данное оборудование:

1) при обнаружении свищей в трубах поверхностей нагрева, паро- и водоперепускных, а также водоспускных трубах котлов, паропроводах, коллекторах, в питательных трубопроводах, а также течи и парении в арматуре, фланцевых и вальцовочных соединениях;

2) при недопустимом превышении температуры металла поверхностей нагрева, если понизить температуру изменением режима работы котла не удастся;

- 3) при выходе из строя всех дистанционных указателей уровня воды в барабане котла;
- 4) при резком ухудшении качества питательной воды по сравнению с установленными нормами;
- 5) при прекращении работы золоулавливающих установок на пылеугольном котле;
- 6) при неисправности отдельных защит или устройств дистанционного и автоматического управления и контрольно-измерительных приборов.

Параграф 8. Паротурбинные установки

382. При эксплуатации паротурбинных установок обеспечиваются:

- 1) надежность работы основного и вспомогательного оборудования;
- 2) готовность принятия номинальных электрической и тепловой нагрузок и их изменения до технического минимума;
- 3) нормативные показатели экономичности основного и вспомогательного оборудования.

383. Система автоматического регулирования турбины удовлетворяет следующим требованиям:

- 1) устойчиво выдерживать заданные электрическую и тепловую нагрузки и обеспечивать возможность их плавного изменения;
- 2) устойчиво поддерживать частоту вращения ротора турбины на холостом ходу и плавно ее изменять (в пределах рабочего диапазона механизма управления турбиной) при номинальных и пусковых параметрах пара;
- 3) удерживать частоту вращения ротора турбины ниже уровня настройки срабатывания автомата безопасности при мгновенном сбросе до нуля электрической нагрузки (в том числе при отключении генератора от сети), соответствующей максимальному расходу пара при номинальных его параметрах и максимальных пропусках пара в часть низкого давления турбины.

384. Обеспечивается соответствие параметров работы системы регулирования паровых турбин техническим условиям на поставку турбин.

Для всего парка эксплуатируемых турбин, выпущенных ранее 1 января 1991 года, а также турбин иностранных фирм обеспечивается соответствие значений этих параметров величинам параметров эксплуатируемых турбин, выпущенных ранее 1 января 1991 г. (в том числе, иностранных фирм), указанным в приложении 7 к настоящим Правилам.

Степень неравномерности регулирования давления пара в регулируемых отборах и противодавления удовлетворяет требованиям потребителя, согласованным с заводом-изготовителем турбин, и не допускает срабатывания предохранительных клапанов (устройств).

385. Все проверки и испытания системы регулирования и защиты турбины от повышения частоты вращения выполняются в соответствии с требованиями инструкций заводов-изготовителей турбин.

386. Автомат безопасности отрабатывает при повышении частоты вращения ротора турбины на 10-12 % выше номинальной или до значения, указанного заводом-изготовителем.

При срабатывании автомата безопасности закрываются:

1) стопорные, регулирующие (стопорно-регулирующие) клапаны свежего пара и пара промперегрева;

2) стопорные (отсечные), регулирующие и обратные клапаны, а также регулирующие диафрагмы и заслонки отборов пара;

3) отсечные клапаны на паропроводах связи со сторонними источниками пара.

387. Система защиты турбины от повышения частоты вращения (включая все ее элементы), если нет специальных указаний завода-изготовителя, испытывается увеличением частоты вращения в следующих случаях:

1) после монтажа турбины;

2) после капитального ремонта турбины;

3) перед испытанием системы регулирования сбросом нагрузки с отключением генератора от сети;

4) после разборки автомата безопасности;

5) после длительного (более 30 суток) простоя турбины;

6) после разборки системы регулирования или отдельных ее узлов;

7) при плановых проверках (не реже 1 раза в 4 месяца).

В случаях, предусмотренных подпунктами 6) и 7) настоящего пункта, производится испытание защиты без увеличения частоты вращения, но с обязательной проверкой действия всей ее цепи.

Испытания защиты турбины увеличением частоты вращения производятся под руководством начальника цеха или его заместителя.

388. Обеспечивается абсолютная плотность стопорных и регулирующих клапанов свежего пара и пара после промперегрева.

Плотность стопорных и регулирующих клапанов свежего пара, а также пара промперегрева проверяется отдельным испытанием каждой группы.

Критерием плотности служит частота вращения ротора турбины, которая устанавливается после полного закрытия проверяемых клапанов при полном (номинальном) или частичном давлении пара перед этими клапанами. Допускаемое значение частоты вращения определяется инструкцией завода-изготовителя.

Обеспечивается состояние, при котором в случае одновременного закрытия всех стопорных и регулирующих клапанов и номинальных параметрах свежего пара и

противодавления (вакуума) пропуск пара через них не вызовет вращения ротора турбины.

Проверка плотности клапанов проводится после монтажа турбины, перед испытанием автомата безопасности повышением частоты вращения, перед остановом турбины в капитальный ремонт, при пуске после него, но не реже 1 раза в год. При выявлении в процессе эксплуатации турбины признаков снижения плотности клапанов (при пуске или останове турбины) проводится внеочередная проверка их плотности.

389. Стопорные и регулирующие клапаны свежего пара и пара промперегрева, стопорные (отсечные) и регулирующие клапаны (диафрагмы) отборов пара, отсечные клапаны на паропроводах связи со сторонними источниками пара расхаживаются:

1) на полный ход – перед пуском турбины и в случаях, предусмотренных производственной инструкцией или инструкцией завода-изготовителя;

2) на часть хода – ежедневно во время работы турбины.

При расхаживании клапанов на полный ход, контролируются плавность их хода и посадка.

390. Плотность обратных клапанов регулируемых отборов и срабатывание предохранительных клапанов этих отборов проверяется не реже 1 раза в год и перед испытанием турбины на сброс нагрузки.

Обратные клапаны регулируемых отопительных отборов пара, не имеющих связи с отборами других турбин, редуционно-охладительными установками (далее – РОУ) и другими источниками пара, проверке на плотность не подвергаются, если нет специальных указаний завода-изготовителя.

Посадка обратных клапанов всех отборов проверяется перед каждым пуском и при останове турбины, а при нормальной работе периодически по графику, определяемому техническим руководителем электростанции, но не реже 1 раза в 4 месяца.

При неисправности обратного клапана работа турбины с соответствующим отбором пара не производится.

391. Проверка времени закрытия стопорных (защитных, отсечных) клапанов, а также снятие характеристик системы регулирования на остановленной турбине и при ее работе на холостом ходу для проверки их соответствия требованиям пункта 384 настоящих Правил и данным завода-изготовителя выполняются:

1) после монтажа турбины;

2) непосредственно до и после капитального ремонта турбины или ремонта основных узлов системы регулирования или парораспределения.

Снятие характеристик системы регулирования при работе турбины под нагрузкой, необходимых для построения статической характеристики, выполняется:

3) после монтажа турбины;

4) после капитального ремонта турбины или ремонта основных узлов системы регулирования или парораспределения.

392. Испытания системы регулирования турбины мгновенным сбросом нагрузки, соответствующей максимальному расходу пара, выполняются:

- 1) при приемке турбин в эксплуатацию после монтажа;
- 2) после реконструкции, изменяющей динамическую характеристику турбоагрегата или статическую и динамическую характеристики системы регулирования.

Испытания системы регулирования серийных турбин, оснащенных электрогидравлическими преобразователями (далее – ЭГП), могут быть произведены путем парового сброса нагрузки (мгновенным закрытием регулирующих клапанов) без отключения генератора от сети.

На головных образцах турбин и на первых образцах турбин, подвергшихся реконструкции (с изменением динамической характеристики агрегата или характеристик регулирования), и на всех турбинах, не оснащенных ЭГП, испытания проводятся со сбросом электрической нагрузки путем отключения генератора от сети.

393. При выявлении отклонений фактических характеристик регулирования и защиты от нормативных значений, увеличении времени закрытия клапанов сверх указанного заводом-изготовителем или в местной инструкции или ухудшения их плотности определяются и устраняются причины этих отклонений.

394. Эксплуатация турбин с введенным в работу ограничителем мощности допускается как временное мероприятие по условиям механического состояния турбоустановки с разрешения технического руководителя электростанции. При этом обеспечивается величина нагрузки турбины ниже уставки ограничителя не менее чем на 5 %.

395. При эксплуатации систем маслоснабжения турбоустановки обеспечиваются:

- 1) надежность работы агрегатов на всех режимах;
- 2) пожаробезопасность;
- 3) поддержание нормативного качества масла и температурного режима;
- 4) предотвращение протечек масла и попадания его в охлаждающую систему и окружающую среду.

396. Резервные и аварийные масляные насосы и устройства их автоматического включения проверяются в работе 2 раза в месяц при работе турбоагрегата, а также перед каждым его пуском и остановом.

Для турбин, у которых рабочий маслонасос системы смазки имеет индивидуальный электропривод, проверка автоматического включения резерва (далее – АВР) перед остановом не проводится.

397. У турбин, оснащенных системами предотвращения развития горения масла на турбоагрегате, электрическая схема системы проверяется перед пуском турбины из холодного состояния.

398. Запорная арматура, устанавливаемая на линиях системы смазки, регулирования и уплотнений генератора, ошибочное переключение которой может привести к останову или повреждению оборудования, опломбируется в рабочем положении.

399. При эксплуатации конденсационной установки обеспечивается экономичная и надежная работа турбины во всех режимах эксплуатации с соблюдением нормативных температурных напоров в конденсаторе и норм качества конденсата.

400. При эксплуатации конденсационной установки проводятся:

1) профилактические мероприятия по предотвращению загрязнений конденсатора (обработка охлаждающей воды химическими и физическими методами, применение шарикоочистных установок);

2) периодические чистки конденсаторов при повышении давления отработавшего пара по сравнению с нормативными значениями на $0,005 \text{ кгс/см}^2$ (0,5 килопаскаль (далее – кПа) из-за загрязнений поверхностей охлаждения;

3) контроль чистоты поверхности охлаждения и трубных досок конденсатора; контроль расхода охлаждающей воды (непосредственным измерением расхода или по тепловому балансу конденсаторов), оптимизация расхода охлаждающей воды в соответствии с ее температурой и паровой нагрузкой конденсатора;

4) проверка плотности вакуумной системы и ее уплотнение;

5) присосы воздуха (кг/ч) в диапазоне изменения паровой нагрузки конденсатора 40 -100 % не превышают значений, определяемых по формуле:

$$G_{\text{в}} = 8 + 0,065 N,$$

где N – номинальная электрическая мощность турбоустановки на конденсационном режиме, МВт;

6) проверка водяной плотности конденсатора путем систематического контроля содержания конденсата;

7) проверка содержания кислорода в конденсате после конденсатных насосов.

Методы контроля работы конденсационной установки, его периодичность определяются соответствующей инструкцией в зависимости от конкретных условий эксплуатации.

401. При эксплуатации оборудования системы регенерации обеспечиваются:

1) нормативные значения температуры питательной воды (конденсата) за каждым подогревателем и конечный ее подогрев;

2) надежность теплообменных аппаратов.

Нагрев питательной воды (конденсата), температурные напоры, переохлаждение конденсата греющего пара в подогревателях системы регенерации проверяются до и после капитального ремонта турбоустановки, после ремонта подогревателей и периодически по графику (не реже 1 раза в месяц).

402. Эксплуатация подогревателя высокого давления (далее – ПВД) не допускается при:

- 1) отсутствии или неисправности элементов его защиты;
- 2) неисправности клапана регулятора уровня.

Эксплуатация группы ПВД, объединенных аварийным обводом, не производится при:

- 1) отсутствии или неисправности элементов защиты хотя бы на одном ПВД;
- 2) неисправности клапана регулятора уровня любого ПВД;
- 3) отключении по пару любого ПВД.

ПВД или группа ПВД немедленно отключаются при неисправности защиты или клапана регулятора уровня (далее – КРУ).

При неисправном состоянии каких-либо других, кроме КРУ, элементов системы автоматического регулирования и невозможности быстрого устранения дефекта на работающем оборудовании подогреватель (или группа ПВД) выводится из работы в срок, определяемый техническим руководителем энергообъекта.

403. Резервные питательные насосы, а также другие насосные агрегаты, находящиеся в автоматическом резерве, содержатся в исправном состоянии и в постоянной готовности к пуску – с открытыми задвижками на входном и выходном трубопроводах.

Проверка их включения и плановый переход с работающего насоса на резервный проводится по графику, но не реже 1 раза в месяц.

404. Перед пуском турбины из среднего или капитального ремонта или холодного состояния проверяется исправность и готовность к включению основного и вспомогательного оборудования, блокировок, средств технологической защиты, дистанционного и автоматического управления, контрольно-измерительных приборов, средств информации и оперативной связи. Выявленные при этом неисправности устраняются.

При пусках агрегата из других тепловых состояний средства защиты и блокировки проверяются в соответствии с производственными инструкциями.

Пуском турбины руководит начальник смены цеха или старший машинист, а после ее капитального или среднего ремонта – начальник цеха или его заместитель.

405. Пуск турбины не производится:

- 1) при отклонении показателей теплового и механического состояний турбины от допустимых значений;
- 2) при неисправности хотя бы одной из защит, действующих на останов турбины;
- 3) при наличии дефектов системы регулирования и парораспределения, которые могут привести к разгону турбины;
- 4) при неисправности одного из масляных насосов смазки, регулирования, уплотнений генератора и устройств их АВР;

5) при отклонении качества масла от норм на эксплуатационные масла или понижении температуры масла, ниже установленного заводом-изготовителем предела;

б) при отклонении качества свежего пара по химическому составу от норм.

406. Без включения валоповоротного устройства подача пара на уплотнения турбины, сброс горячей воды и пара в конденсатор, подача пара для прогрева турбины не производится. Условия подачи пара в турбину, не имеющую валоповоротного устройства, определяются производственной инструкцией.

Сброс в конденсатор рабочей среды из котла или паропроводов и подача пара в турбину для ее пуска осуществляется при давлениях пара в конденсаторе, указанных в инструкциях или других документах заводов-изготовителей турбин, но не выше $0,6 \text{ кгс/см}^2$ (60 кПа).

407. Обеспечивается значение средних квадратических виброскоростей подшипниковых опор при эксплуатации турбоагрегатов не превышающих $4,5 \text{ мм-с}^{-1}$.

При превышении нормативного значения вибрации принимаются меры к ее снижению в срок не более 30 суток.

При вибрации свыше $7,1 \text{ мм-с}^{-1}$ эксплуатация турбоагрегатов более 7 суток не производится, а при вибрации $11,2 \text{ мм-с}^{-1}$ турбина отключается действием защиты или вручную.

Турбина немедленно останавливается, если при установившемся режиме происходит одновременное, внезапное изменение вибрации оборотной частоты двух опор одного ротора, или смежных опор, или двух компонентов вибрации одной опоры на 1 мм-с^{-1} и более от любого начального уровня.

Турбина разгружается и останавливается, если в течение 1–3 суток произойдет плавное возрастание любого компонента вибрации одной из опор подшипников на 2 мм-с^{-1} .

Эксплуатация турбоагрегата при низкочастотной вибрации не производится. При появлении низкочастотной вибрации, превышающей 1 мм-с^{-1} , принимаются меры к ее устранению.

Временно, до оснащения необходимой аппаратурой, производится по решению технического руководителя контроль вибрации по размаху виброперемещения. При этом длительная эксплуатация производится при размахе колебаний до 30 мкм при частоте вращения 3000 об/мин и до 50 мкм при частоте вращения 1500 об/мин; изменение вибрации на $1-2 \text{ мм-с}^{-1}$ эквивалентно изменению размаха колебаний на 10-20 мкм при частоте вращения 3000 об/мин и 20-40 мкм при частоте вращения 1500 об/мин.

Вибрацию турбоагрегатов мощностью 50 МВт и более измеряется и регистрируется с помощью стационарной аппаратуры непрерывного контроля вибрации подшипниковых опор.

До установки стационарной аппаратуры непрерывного контроля вибрации турбогенераторов мощностью менее 50 МВт по решению технического руководителя используются переносные приборы. Периодичность контроля устанавливается производственной инструкцией в зависимости от вибрационного состояния турбоагрегата, но не реже 1 раза в месяц.

408. Для контроля за состоянием проточной части турбины и заносом ее солями не реже 1 раза в месяц проверяются значения давлений пара в контрольных ступенях турбины при близких к номинальным расходах пара через контролируемые отсеки.

Обеспечивается повышение давления в контрольных ступенях по сравнению с номинальным при данном расходе пара не более 10 %. При этом обеспечивается недопущение превышения давления не должно превышать предельных значений, установленных заводом-изготовителем.

При достижении в контрольных ступенях предельных значений давления из-за солевого заноса проводится промывка или очистка проточной части турбины. Способ промывки или очистки выбирается исходя из состава и характера отложений и реальных условий.

409. В процессе эксплуатации экономичность турбоустановки постоянно контролируются путем систематического анализа показателей, характеризующих работу оборудования.

Для выявления причин снижения экономичности турбоустановки, оценки эффективности ремонта проводятся эксплуатационные (экспресс) испытания оборудования.

При отклонении показателей работы турбинного оборудования от нормативных, устраняются дефекты оборудования и недостатки эксплуатации.

Головные образцы турбин и турбины, на которых выполнена реконструкция или проведена модернизация, подвергаются балансовым испытаниям.

410. Турбина немедленно отключается персоналом путем воздействия на выключатель при отсутствии или отказе в работе следующих защит:

- 1) при повышении частоты вращения ротора сверх установки срабатывания автомата безопасности;
- 2) при недопустимом осевом сдвиге ротора;
- 3) при недопустимом изменении положения роторов относительно цилиндров;
- 4) при недопустимом понижении давления масла (огнестойкой жидкости) в системе смазки;
- 5) при недопустимом снижении уровня масла в масляном баке;

6) при недопустимом повышении температуры масла на сливе из любого подшипника, подшипников уплотнений вала генератора, любой колодки упорного подшипника турбоагрегата;

7) при воспламенении масла на турбоагрегате;

8) при недопустимом понижении перепада давлений "масло-водород" в системе уплотнений вала турбогенератора;

9) при недопустимом снижении уровня масла в демпферном баке системы маслоснабжения уплотнений вала турбогенератора;

10) при отключении всех масляных насосов системы водородного охлаждения турбогенератора (для безинжекторных схем маслоснабжения уплотнений);

11) при отключении турбогенератора из-за внутреннего повреждения;

12) при недопустимом повышении давления в конденсаторе;

13) при недопустимом перепаде давлений на последней ступени у турбин с противодавлением;

14) при внезапном повышении вибрации турбоагрегата;

15) при появлении металлических звуков и необычных шумов внутри турбины или турбогенератора;

16) при появлении искр или дыма из подшипников и концевых уплотнений турбины или турбогенератора;

17) при недопустимом понижении температуры свежего пара или пара после промперегрева;

18) при появлении гидравлических ударов в паропроводах свежего пара, промперегрева или в турбине;

19) при обнаружении разрыва или сквозной трещины на неотключаемых участках маслопроводов и трубопроводов пароводяного тракта, узлах парораспределения;

20) при прекращении протока охлаждающей воды через статор турбогенератора;

21) при недопустимом снижении расхода охлаждающей воды на газоохладители;

22) при исчезновении напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления или на всех контрольно-измерительных приборах.

Необходимость срыва вакуума при отключении турбины определяется производственной инструкцией в соответствии с указаниями завода-изготовителя.

В производственной инструкции указываются четкие указания о недопустимых отклонениях значений контролируемых величин по агрегату.

411. Турбина разгружается и останавливается в период, определяемый техническим руководителем электростанции с уведомлением оперативного персонала СО в ведении или управлении которого находится данное оборудование:

1) при заедании стопорных клапанов свежего пара или пара после промперегрева;

2) при заедании регулирующих клапанов или обрыве их штоков; заедании поворотных диафрагм или обратных клапанов отборов;

- 3) при неисправностях в системе регулирования;
- 4) при нарушении нормальной работы вспомогательного оборудования, схемы и коммуникаций установки, если устранение причин нарушения невозможно без останова турбины;
- 5) при увеличении вибрации опор выше $7,1 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$;
- 6) при выявлении неисправности технологических защит, действующих на останов оборудования;
- 7) при обнаружении течи масла из подшипников, трубопроводов и арматуры, создающих опасность возникновения пожара;
- 8) при обнаружении свищей на неотключаемых для ремонта участках трубопроводов пароводяного тракта;
- 9) при отклонении качества свежего пара по химическому составу от норм;
- 10) при обнаружении недопустимой концентрации водорода в картерах подшипников, токопроводах, маслобаке, а также превышающей норму утечки водорода из корпуса турбогенератора.

412. Для каждой турбины определяется длительность выбега ротора при останове с нормальным давлением отработавшего пара и при останове со срывом вакуума. При изменении этой длительности выявляются и устраняются причины отклонения. Длительность выбега контролируется при всех остановах турбоагрегата.

413. При выводе турбины в резерв на срок 7 суток и более принимаются меры к консервации оборудования турбоустановки.

Метод консервации выбирается исходя из реальных условий руководителем электростанции.

414. Эксплуатация турбин со схемами и в режимах, не предусмотренных техническими условиями на поставку, производится с разрешения завода-изготовителя.

415. Проведение реконструкции и модернизации турбинного оборудования на электростанциях согласуется с заводом-изготовителем.

При проведении реконструкции и модернизации турбинного оборудования на электростанциях предусматриваются максимальная степень автоматизации управления и высокие показатели ремонтпригодности.

Параграф 9. Блочные установки тепловых электростанций

416. При эксплуатации блочных установок выполняются требования пунктов 369, 414, 680 и 750 настоящих Правил и обеспечиваются их участие в регулировании частоты и мощности при нормальных (в соответствии с диспетчерским графиком) и аварийных режимах энергосистемы.

417. Для покрытия диспетчерского графика нагрузки обеспечиваются изменения нагрузки энергоблока в регулировочном диапазоне и при необходимости до

технического минимума, останова в резерв и режимы пуска энергоблока из различных тепловых состояний.

418. Теплофикационные энергоблоки, работающие с полным расходом циркуляционной воды через конденсатор, привлекаются по решению технического руководителя к покрытию диспетчерского графика электрических нагрузок, с сохранением заданного количества отпускаемого тепла. Теплофикационные энергоблоки, работающие на встроенном пучке конденсатора или с отсечкой цилиндров низкого давления (далее – ЦНД) не привлекаются к покрытию переменной части графика электрических нагрузок. Разгрузка указанных энергоблоков с переводом тепловой нагрузки на пиковые или резервные источники, а также количество теплофикационных энергоблоков, не привлекаемых к покрытию переменного графика нагрузок, определяется диспетчером, в ведении которого находятся эти энергоблоки.

419. Нижний предел регулировочного диапазона энергоблока устанавливается исходя из условия сохранения неизменного состава работающего оборудования и работы системы автоматического регулирования во всем диапазоне нагрузок без вмешательства персонала. При эксплуатации энергоблоков обеспечивается возможность их работы на техническом минимуме нагрузки, для достижения которого производится изменение состава работающего оборудования и отключение отдельных автоматических регуляторов.

Нижний предел регулировочного диапазона и технический минимум нагрузки указываются в производственной инструкции и доводятся до сведения диспетчерской службы, в чьем ведении находится данное оборудование.

420. При нагрузке энергоблока, соответствующей нижнему пределу регулировочного диапазона или техническому минимуму, понижение температур свежего пара и пара после промпрегрева обеспечивается на уровне, не большем заданного заводами-изготовителями оборудования.

421. Предельная скорость изменения нагрузки энергоблока в регулировочном диапазоне устанавливается на основании норм предельно допустимых скоростей изменения нагрузки при работе энергоблоков 160-800 МВт в регулировочном диапазоне.

422. Энергоблоки, спроектированные для работы с постоянным давлением свежего пара, по решению технического руководителя эксплуатируются в режиме скользящего давления с полным открытием части регулирующих клапанов цилиндров высокого давления (далее – ЦВД) турбины после проведения специальных испытаний и согласования режимов с заводами-изготовителями котлов. При этом в местные инструкции вносятся соответствующие дополнения.

423. В теплофикационных энергоблоках, оснащенных блочными обессоливающими установками (далее – БОУ), конденсат греющего пара сетевых подогревателей

направляется через БОУ при нарушении плотности трубной системы этих подогревателей.

424. Остановы энергоблоков в резерв на ночное время производятся без расхолаживания оборудования. На всех энергоблоках подлежит обеспариванию система промежуточного перегрева пара, а на энергоблоках с прямоточными котлами, оснащенными встроенной задвижкой (далее – ВЗ) и встроенным сепаратором, также и пароперегревательный тракт за ВЗ. На барабанных котлах, а также на прямоточных котлах с полнопроходным сепаратором (далее – ППС) реализуются технологические приемы, исключающие выброс конденсата из пароперегревательных поверхностей нагрева в горячие паросборные коллекторы.

425. Обеспечивается состояние оборудования, пусковых и электрических схем, арматура, тепловой изоляции, растопочных и водных хозяйств энергоблоков и электростанций, позволяющее обеспечить одновременный пуск не менее двух энергоблоков электростанции после любой продолжительности простоя.

426. Пуск энергоблока не производится в случаях:

1) наличия условий, не допускающих пуск основного оборудования в соответствии с настоящими Правилами;

2) неисправности любой из технологических защит, действующих на останов оборудования энергоблока;

3) неисправности устройств дистанционного управления оперативными регулирующими органами, а также арматурой, используемой при ликвидации аварийных ситуаций;

4) неготовности к включению блочной обессоливающей установки;

5) повреждения опор и пружинных подвесок трубопроводов.

427. Теплофикационные энергоблоки, работающие с отсечкой ЦНД или на встроенном пучке конденсаторов, не привлекаются к противоаварийному регулированию.

428. Работа энергоблоков с включенными регуляторами давления пара перед турбиной, воздействующими на регулирующие клапаны турбины (регуляторами "до себя"), если они не входят в состав систем регулирования частоты и мощности в энергосистеме, не производится.

429. При отсутствии (отказе) системы автоматического регулирования частоты и мощности энергоблоков при набросе (сбросе) нагрузки турбин из-за изменения частоты персонал немедленно приступает к изменению нагрузки котлов в пределах регулировочного диапазона в целях восстановления исходного давления свежего пара.

430. Энергоблок немедленно останавливается действием защит или персоналом в случаях:

1) остановка котла моноблока или обоих котлов дубль-блока;

2) отключения турбины, связанного с ее повреждениями или опасными нарушениями режима работы, указанными в пункте 450 настоящих Правил (кроме случаев недопустимого понижения температуры свежего пара или после промперегрева);

3) отключения генератора или трансформатора энергоблока из-за внутреннего повреждения;

4) отключения всех питательных насосов;

5) образования сквозных трещин или разрыва питательного трубопровода, паропровода, корпуса деаэратора;

6) исчезновения напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления или на всех измерительных приборах контроля энергоблока;

7) пожара, угрожающего персоналу, оборудованию или цепям дистанционного управления отключающей арматуры, входящей в схемы защиты оборудования энергоблока.

431. Пуском и остановом энергоблока руководит старший машинист энергоблока или начальник смены котлотурбинного цеха, а после капитального и среднего ремонта – начальник котлотурбинного цеха или его заместитель.

432. Изменения проектных пусковых схем на действующих энергоблоках производится:

1) для целевых испытаний новых схемных решений и режимов пуска, согласованных с заводами-изготовителями оборудования;

2) при модернизации пусковых схем в целях их приближения к типовой пусковой схеме или улучшения эксплуатационных качеств.

Параграф 10. Газотурбинные установки (автономные и работающие в составе ПГУ)

433. При эксплуатации ГТУ обеспечиваются:

1) надежность и экономичность работы основного и вспомогательного оборудования при соблюдении диспетчерского графика нагрузки;

2) возможность работы с номинальными параметрами, соответствующими техническим условиям на ГТУ;

3) чистота проточной части компрессоров, турбин и теплообменных аппаратов;

4) отсутствие утечек воздуха и газа, а также течей топлива, масла и воды.

434. Обеспечивается удовлетворение системой регулирования ГТУ следующих требований:

1) устойчиво поддерживать заданную электрическую нагрузку;

2) удерживать ГТУ на холостом ходу при номинальной частоте вращения ротора;

3) обеспечивать надежную работу ГТУ на режимах пуска и останова, а также останов агрегата в аварийных ситуациях;

- 4) обеспечивать при изменении нагрузки плавное изменение режима работы ГТУ;
- 5) удерживать частоту вращения ротора, не вызывающую срабатывания автомата безопасности, при мгновенном сбросе максимальной нагрузки до нуля (для ГТУ со свободной силовой турбиной значение нагрузки указывается в технических условиях);
- 6) поддерживать температуру газов перед турбиной (турбинами) на требуемом уровне, не допуская ее повышения до предельного значения, при котором срабатывает аварийная защита;
- 7) иметь нечувствительность системы ограничения температуры газов не более 10°C ;
- 8) обеспечивать беспомпажную работу компрессоров;
- 9) иметь степень статической неравномерности регулирования частоты вращения генераторного вала в пределах 4-5 % номинальной (возможное повышение степени неравномерности для улучшения условий эксплуатации ГТУ конкретных типоразмеров указывается в технических условиях);
- 10) минимальная местная степень статической неравномерности не достигает значений ниже 2 %;
- 11) иметь степень нечувствительности при любой нагрузке не более 0,2 % номинальной частоты вращения.

Возможность и продолжительность работы ГТУ с отклонениями от нормальной частоты вращения регламентируется техническими условиями на ГТУ.

435. Импульс по температуре, используемый в системах регулирования и защиты, вырабатывается малоинерционными датчиками (термоэлектрическими пирометрами или другими измерительными устройствами с динамической коррекцией при необходимости), установленными в характерных сечениях тракта и обеспечивающими представительное определение температуры.

436. Устройства защиты от недопустимого повышения температуры газов после каждой ступени сгорания настраиваются на срабатывание при температуре, указанной в технических условиях на ГТУ.

437. Автоматы безопасности отрегулируются на срабатывание при повышении частоты вращения роторов на 10-12 % выше номинальной или до значения, указанного в технических условиях на ГТУ.

438. При эксплуатации ГТУ выполняются мероприятия, обеспечивающие снижение запыленности засасываемого в компрессор воздуха (засев свободных площадок травами, устройство газонов, асфальтирование дорог, сооружение полива) и исключающие возможность попадания собственных или посторонних выбросов в воздухозаборное устройство.

439. Работа системы очистки воздуха налаживается так, чтобы обеспечивать компрессор ГТУ воздухом при остаточной среднегодовой запыленности не более 0,3

мг/м², а концентрация пыли с размером частиц более 20 мкм в этом воздухе не превышала 0,03 мг/м³. По решению технического руководителя допускается (в периоды повышенной запыленности) кратковременная, не более 100 часов в год, концентрация пыли до 5 мг/м³ с частицами размером не более 30 мкм. Состояние воздушных фильтров при эксплуатации регулярно контролируется. Обеспечиваются условия для исключения выноса из них масла или других материалов во всасывающий тракт ГТУ. Не реже 2 раз в месяц воздушные фильтры осматриваются и очищаются от пыли и шлама (если ГТУ работает в базовом режиме, то при ее ближайшем плановом останове).

440. Система фильтрации воздуха оборудуется байпасными клапанами двустороннего действия, открывающимися автоматически при превышении допустимого перепада давлений на фильтрах или появления избыточного давления в камере фильтров.

441. Избегается обледенение воздушных фильтров и проточной части компрессоров. При необходимости воздухозаборные тракты ГТУ оборудуются устройствами, предотвращающими обледенение.

442. Обеспечивается абсолютная плотность стопорных и регулирующих топливных клапанов ГТУ. При этом клапаны должны расхаживаться на полный ход перед каждым пуском, а также ежедневно на часть хода при непрерывной работе, если это предусмотрено заводской инструкцией.

Проверка плотности топливных клапанов ГТУ производится после капитального и среднего (регламентного) ремонта с визуальным контролем, а также перед каждым пуском ГТУ контролем отсутствия давления топлива перед регулируемыми клапанами по манометрам и по величине зазоров между роликами и кулаками регулирующих клапанов.

Сноска. Пункт 442 с изменением, внесенным приказом Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

443. Маховики задвижек и клапанов, установленных на маслопроводах до и после маслоохладителей, на линиях всасывания и напора резервных и аварийных маслонасосов и на линиях аварийного слива масла из маслобаков ГТУ, до и после выносных фильтров, в схеме уплотнений вала генератора, опломбируются в рабочем положении.

444. Генераторы ГТУ при переходе в режим электродвигателя немедленно отключаются, для чего устанавливается защита от обратной мощности генератора. Это условие не распространяется на ГТУ со свободными силовыми турбинами.

445. Пуск и синхронизация ГТУ из любого теплового состояния осуществляются автоматически. Частотный пуск вновь устанавливаемых одновальных ГТУ

осуществляется тиристорным пусковым устройством, если не требуется автономности пуска. Плановый останов ГТУ производится автоматически по заданной программе.

446. Пуском ГТУ руководит начальник смены, а после капитального и среднего ремонта, проведения регламентных работ – начальник цеха или его заместитель.

447. Перед пуском ГТУ после ремонта или простоя в резерве свыше 3 суток проводится исправность и готовность к включению средств технологической защиты и автоматики, блокировок вспомогательного оборудования, масляной системы, резервных и аварийных маслонасосов, контрольно-измерительных приборов и средств оперативной связи. Выявленные при этом неисправности устраняются.

448. Пуск ГТУ не производится при следующих случаях:

- 1) неисправности или отключения какой-либо из защит;
- 2) наличия дефектов системы регулирования, которые могут привести к превышению допустимой температуры газов или разгону турбины;
- 3) неисправности одного из масляных насосов или системы их автоматического включения;
- 4) отклонения от норм качества топлива или масла, а также при температуре или давлении топлива (масла) ниже или выше установленных пределов;
- 5) отклонения контрольных показателей теплового или механического состояния ГТУ от допустимого значения.

Пуск ГТУ после аварийного останова или сбоя при предыдущем пуске, если причины этих отказов не устранены, не производится.

Перед зажиганием в камерах сгорания тракты ГТУ вентилируются не менее 2 минут при работе на жидком топливе и на 5 минут при работе на газообразном топливе при вращении ротора пусковым устройством.

После каждой неудачной попытки пуска ГТУ зажигание топлива без предварительной вентиляции трактов не менее 4 минут при работе на жидком топливе и 10 минут при работе на газообразном топливе не производится. Конкретная продолжительность вентиляции в зависимости от компоновки тракта, вида топлива и типа ГТУ указывается в инструкции по эксплуатации.

449. Пуск немедленно прекращается действием защит или персоналом в случаях:

- 1) нарушения установленной последовательности пусковых операций;
- 2) повышения температуры газов выше допустимой по графику пуска;
- 3) повышения нагрузки пускового устройства выше допустимой;
- 4) не предусмотренного инструкцией снижения частоты вращения разворачиваемого вала после отключения пускового устройства;
- 5) помпажных явлений в компрессорах ГТУ.

450. ГТУ немедленно отключается действием защит или персоналом в случаях:

- 1) недопустимого повышения температуры газов перед турбиной (турбинами);
- 2) повышения частоты вращения ротора сверх допустимого предела;

3) обнаружения трещин или разрыва масло- или топливопроводов высокого давления;

4) недопустимого осевого сдвига, недопустимых относительных перемещений роторов компрессоров и турбин;

5) недопустимого понижения давления масла в системе смазки или уровня в масляном баке, а также недопустимого повышения температуры масла на сливе из любого подшипника или температуры любой из колодок упорного подшипника;

6) прослушивания металлических звуков (скрежета, стуков), необычных шумов внутри турбомашин и аппаратов ГТУ;

7) возрастания вибрации подшипниковых опор выше допустимых значений, указанных в пункте 461 настоящих Правил;

8) появления искр или дыма из подшипников или концевых уплотнений турбомашин или генератора;

9) воспламенения масла или топлива и невозможности немедленно ликвидировать пожар имеющимися средствами;

10) взрыва (хлопка) в камерах сгорания или газоходах;

11) погасания факела в камерах сгорания, недопустимого понижения давления жидкого или газообразного топлива;

12) исчезновения напряжения на устройствах регулирования и автоматизации или на всех контрольно-измерительных приборах;

13) отключения турбогенератора вследствие повреждения;

14) возникновения помпажа компрессоров или недопустимого приближения к границе помпажа;

15) недопустимого изменения давления воздуха за компрессорами.

Одновременно с отключением ГТУ действием защиты или персоналом отключается турбогенератор.

451. ГТУ разгружается и останавливается по решению технического руководителя электростанции в случаях:

1) нарушения нормального режима эксплуатации или нормальной работы вспомогательного оборудования, при появлении сигналов предупредительной сигнализации, если устранение причин нарушения невозможно без останова;

2) заедания стопорных, регулирующих и противопомпажных клапанов;

3) обледенения воздухозаборного устройства, если не удастся устранить обледенение при работе ГТУ под нагрузкой;

4) недопустимого повышения температуры наружных поверхностей корпусов турбин, камер сгорания, переходных трубопроводов, если понизить эту температуру изменением режима работы ГТУ не удастся;

5) недопустимого увеличения неравномерности измеряемых температур газов;

б) недопустимого повышения температуры воздуха перед компрессорами высокого давления, а также в случаях нарушения нормального водоснабжения;

7) при неисправности отдельных защит или оперативных контрольно-измерительных приборов.

452. При загорании отложений в регенераторах или подогревателях сетевой воды, если не происходит опасного изменения параметров ГТУ, установка останавливается в работе для обеспечения охлаждения теплообменных поверхностей.

При загорании отложений на остановленной ГТУ включаются противопожарные установки.

453. После отключения ГТУ обеспечивается эффективная вентиляция трактов и там, где это предусмотрено, произведена продувка топливных коллекторов и форсунок (горелок) воздухом или инертным газом. По окончании вентиляции перекрываются всасывающий и (или) выхлопной тракты. Продолжительность и периодичность вентиляции и прокруток роторов при остывании ГТУ указываются в инструкции по эксплуатации.

454. На электростанциях устанавливается регламент технического обслуживания ГТУ, технология и периодичность выполнения регламентных работ.

455. Регламент технического обслуживания предусматривает:

1) визуальную диагностику проточной части без разборки турбомашин и аппаратов в местах, указанных в инструкции по эксплуатации, с применением специальных оптических или волоконно-оптических приборов, если это предусмотрено заводской инструкцией;

2) периодические удаления отложений из проточной части ГТУ без разборки турбомашин и аппаратов с применением растворов технических моющих средств и мягких абразивов;

3) проверку работы системы защиты и автоматического управления ГТУ, включая контрольные автоматические пуски ГТУ с проверкой соответствия основных параметров воздуха и газов, давления топлива и нагрузки пускового устройства расчетному графику пуска;

4) осмотр и проверку герметичности, производительности топливных форсунок и угла распыливания топлива на выходе из них;

5) проверку резервных и аварийных масляных насосов и устройств автоматического включения, проверку плотности трактов, клапанов, шиберов и арматуры;

б) осмотр и проверку топливных насосов и насосов системы технического водоснабжения;

7) осмотр и очистку масляных, топливных и водяных фильтров;

8) проверку и восстановление эффективности шумоглушения внутри машинного зала, на территории электростанции и прилегающей к ней территории;

9) проверку эффективности оборудования, ограничивающего концентрацию в уходящих газах загрязняющих атмосферу выбросов.

456. В процессе эксплуатации на основании наблюдений и показаний приборов проводится параметрическая и вибрационная диагностика, включающая анализ:

- 1) соответствия мощности ГТУ расчетной и нормативной;
- 2) степени загрязнения и запасов устойчивости компрессоров;
- 3) эффективности теплообменных аппаратов;
- 4) неравномерности измеряемых температур газов на входе в турбину или выходе из нее;
- 5) давления топлива и воздуха (газов), а также давления и температуры масла в характерных точках;
- 6) вибрации турбин, компрессоров, турбогенераторов и возбuditелей;
- 7) соответствия экономичности расчетной и нормативной.

Обеспечиваются предельные значения отклонений контролируемых параметров от паспортных не выше заданных заводами-изготовителями или указанных в технических условиях на поставку.

457. Все проверки и испытания системы регулирования и защиты ГТУ от повышения частоты вращения выполняются в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей.

458. Проверка действия защит от превышения температуры газов в турбинах проводится не реже 1 раза в 4 месяца, либо при остановке турбины с разрешения главного инженера.

459. Проверка работы системы регулирования ГТУ мгновенным сбросом нагрузки путем отключения турбогенератора от сети проводится:

- 1) при приемке ГТУ в эксплуатацию после монтажа;
- 2) после реконструкции, изменяющей динамическую характеристику ГТУ или статическую и динамическую характеристики системы регулирования;
- 3) при выявлении существенных изменений статических и динамических характеристик регулирования в процессе эксплуатации или при ремонте (после устранения обнаруженных недостатков).

460. Периодически работающие ГТУ поддерживаются в постоянной готовности к пуску. Если их включения в работу не требуется, исправность оборудования и систем таких ГТУ проверяется 1 раз в смену, а контрольные автоматические пуски с нагружением ацетата производятся не реже 1 раза в месяц.

461. При эксплуатации ГТУ средние квадратические значения виброскорости подшипниковых опор турбин, компрессоров, турбогенератора и возбuditеля поддерживаются на уровне не выше $4,5 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$, либо не допускается превышение значений, установленных заводом-изготовителем.

При превышении нормативного значения вибрации принимаются меры к ее снижению в срок не более 30 суток.

При вибрации свыше $7,1 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$ ГТУ более 7 суток не эксплуатируется, а при вибрации $11,2 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$ турбина отключается действием защиты или вручную.

ГТУ немедленно останавливается, если при установившемся режиме происходит одновременное внезапное изменение вибрации оборотной частоты двух опор одного ротора, или смежных опор, или двух компонентов вибрации одной опоры на $1 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$ и более от любого начального уровня.

ГТУ разгружается и останавливается, если в течение 1-3 суток произойдет плавное возрастание любого компонента вибрации одной из опор подшипников на $2 \text{ мм}\cdot\text{с}^{-1}$.

Вибрационное состояние авиационных и судовых газотурбинных двигателей, работающих в составе энергетических установок, определяется по техническим условиям на поставку. При этом соблюдается, чтобы двигатели не вызывали вибрации связанного с ними оборудования сверх указанного выше уровня.

462. Для каждого вала ГТУ устанавливается длительность нормального выбега ротора и номинальное значение силы электрического тока электродвигателя валоповоротного устройства.

Длительность выбега роторов и сила тока измеряются и регистрируются в суточной ведомости при всех остановках ГТУ. При отклонении времени выбега или силы электрического тока от нормальных, а также при возникновении посторонних шумов выявляется причина отклонения и приняты меры к ее устранению.

463. При выводе ГТУ в длительный резерв принимаются меры к ее консервации. Продолжительность останова, при которой требуется консервация, перечень подлежащих консервации узлов и технология ее проведения указывается в технических условиях на ГТУ.

464. Периодичность среднего и капитального ремонта устанавливается согласно техническим условиям в зависимости от режимов и продолжительности работы ГТУ, количества пусков и используемого топлива с учетом фактического состояния оборудования, либо определена заводом-изготовителем.

Параграф 11. Системы управления технологическими процессами

465. Системы управления технологическими процессами, в том числе и АСУ ТП, во время эксплуатации обеспечивают:

- 1) контроль технического состояния энергетического оборудования;
- 2) автоматическое регулирование технологических параметров;
- 3) автоматическую защиту технологического оборудования;
- 4) автоматическое управление оборудованием по заданным алгоритмам;
- 5) технологическую и аварийную сигнализацию;

б) дистанционное управление регулирующей и запорной арматурой

7) передачу необходимой информации в АСДУ энергообъекта или (и) АСДУ верхнего уровня.

СИ, средства и программно-технические комплексы контроля и представления информации, автоматического регулирования, технологической защиты и сигнализации, логического и дистанционного, технической диагностики при включенном технологическом оборудовании постоянно находятся в работе (в проектном объеме) и обеспечивают выполнение заданных функций и качества работы.

466. Персонал, обслуживающему систему управления, обеспечивает поддержание этих систем в исправном состоянии, готовность их к работе, своевременность проведения технического обслуживания и ремонта, выполнение мероприятий по повышению надежности и эффективности использования, наличие запасных приборов и материалов.

Персонал, обслуживающему технологическое оборудование, своевременно вводит в работу и эффективно использует системы управления.

Контроль за сохранность и чистоту внешних частей устройств систем управления ведет оперативный персонал цехов, районов, участков энергообъектов, в которых установлены устройства управления.

467. Системы управления технологическими процессами выполняются в объеме, установленном нормативно-техническими документами, с применением технических средств, обеспечивающих минимум трудозатрат на обслуживание, ремонт и наладку.

468. Электропитание системы управления осуществляется по группам потребителей : технологические защиты и их датчики, устройства дистанционного управления и блокировки, приборы технологического контроля и их датчики, устройства аварийной предупредительной сигнализации, системы обнаружения и тушения пожара, средства вычислительной техники и их датчики.

Потребители всех групп, кроме средств вычислительной техники, разделяются на подгруппы по технологическому принципу для котельного и турбинного отделений.

Распределение по подгруппам, группам осуществляется через самостоятельные аппараты защиты, обеспечивающие селективное отключение поврежденных участков и ремонт элементов сети электропитания без останова основного оборудования.

Для блочных установок источниками оперативного тока напряжением 220/380 В используются шины распределительного устройства собственных нужд (далее – РУСН) 0,4 кВ своего или соседнего энергоблока, от которого не резервируются шины РУСН 0,4 кВ данного энергоблока, инверторы агрегатов бесперебойного питания, шины щита постоянного тока.

Действие сигнализации обеспечивается при полной потере питания, как любой группы потребителей, так и одного из вводов.

Исправность средств автоматического включения резервного электрического питания, устройств управления и устройств сигнализации наличия напряжения питания проверяются по графику, утвержденному техническим руководителем энергообъекта.

469. В местах расположения технических средств в помещениях технологических цехов температура в нормальных условиях находится в пределах $+10 - +50$ °С, относительная влажность не более 90 %. В аварийных режимах, характеризующихся образованием течей технологического оборудования, температура и относительная влажность допускается, соответственно, 75 °С и 100 %.

В помещениях щитов управления, где расположены технические средства системы контроля и управления АСУ ТП, температура и относительная влажность поддерживаются на уровне не выше соответственно 25°С и 40-80 %. В аварийных режимах, обусловленных неисправностью систем кондиционирования воздуха, указанные параметры могут быть соответственно 35 °С и 90 %.

Система кондиционирования воздуха содержится в состоянии, обеспечивающем надежное функционирование технических средств, систем управления.

470. Щиты шкафного типа заземляются, тщательно уплотнены, имеют постоянное освещение, штепсельные розетки на 12 и 220 В. Дверцы щитов запираются.

Штепсельные розетки подключаются к сети освещения помещений.

Телефонная связь между местными приборами, сборками задвижек, панелями неоперативного контура блочных щитов, панелями аппаратуры защиты и сборками первичных преобразователей и средства их связи с оперативным щитом управления поддерживаются в исправном состоянии.

471. На аппаратуре, установленной на панелях, пультах и по месту, на первичных преобразователях, запорной арматуре и сборках зажимов устанавливаются надписи о назначении аппаратуры.

Щиты, переходные коробки, исполнительные механизмы, все зажимы и подходящие к ним кабели, провода и жилы кабелей, а также трубные соединительные (импульсные) линии маркируются.

472. Заборные устройства, первичные преобразователи и исполнительные механизмы оборудуются площадками для обслуживания.

473. Прокладки силовых и измерительных кабельных линий к средствам управления выполняются согласно Правил устройства электроустановок, утверждаемым в соответствии с подпунктом 270) пункта 15 Положения.

Для объема и периодичности проверки изоляции силовых и измерительных кабельных линий обеспечивается соответствие требованиям главы 7 настоящих Правил

Совмещение в одном кабеле цепей измерения с силовыми и управляющими цепями не производится.

Сноска. Пункт 473 с изменением, внесенным приказом Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

474. Уплотнения мест прохода кабелей и импульсных линий через стены, разделяющие помещения, и уплотнения вводов кабелей и импульсных линий в щиты и панели обеспечивают плотность или герметичность в соответствии с противопожарными требованиями. Проверка состояния уплотнений производится после капитального ремонта и по мере необходимости.

475. Обеспечивается плотность импульсных линий. После капитального ремонта оборудования все импульсные линии продуваются. Линии, в которые возможно попадание воздуха или шлама, кроме того, продуваются с периодичностью, установленной местной инструкцией.

Первичные запорные органы на отборных устройствах при эксплуатации обеспечивает возможность отключения импульсных линий при работе оборудования. Ремонт первичных запорных органов и все операции с ними (открытие, закрытие) необходимо осуществлять персоналу, обслуживающему технологическое оборудование

476. Техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонт средств управления организуются по графикам, утвержденным техническим руководителем энергообъекта и составленным на основании заводских инструкций или нормативов на сроки и состав технического обслуживания и ремонта. Ремонт технических средств, входящих в информационные и вычислительные комплексы с компьютерной техникой, осуществляется на специализированных предприятиях по заводской технологии.

477. Ввод в эксплуатацию технологических защит после монтажа или реконструкции выполняется по распоряжению технического руководителя энергообъекта.

478. Технологические защиты, введенные в постоянную эксплуатацию, включаются в течение всего времени работы оборудования, на котором они установлены.

Вывод из работы исправных технологических защит не производится.

Защиты выводятся из работы в следующих случаях:

1) при работе оборудования в переходных режимах, когда необходимость отключения защиты определена инструкцией по эксплуатации основного оборудования ;

2) при очевидной неисправности защиты. Отключение производится по распоряжению начальника смены электростанции с уведомлением технического руководителя и оформляется записью в оперативной документации;

3) для периодической проверки согласно графику, утвержденному техническим руководителем энергообъекта. Производство ремонтных и наладочных работ в цепях включенных защит не допускается.

479. Исполнительные операции защит и устройств автоматического включения резерва технологического оборудования необходимо проверять персоналу соответствующего технологического цеха и персоналу, обслуживающему эти средства, перед пуском оборудования после его простоя более 3 суток или если во время останова на срок менее 3 суток производились ремонтные работы в цепях защит. При недопустимости проверки исполнительных операций в связи с тепловым состоянием агрегата проверка защиты осуществляется без воздействия на исполнительные органы.

Опробование защит с воздействием на оборудование производится после окончания всех работ на оборудовании, участвующем в работе защит.

480. Средства технологических защит (первичные измерительные преобразователи, измерительные приборы, сборки зажимов, ключи и переключатели, запорная арматура импульсных линий) оснащаются внешними отличительными признаками (красный цвет и другие).

На панелях защит с обеих сторон и установленной на них аппаратуре наносятся надписи, указывающие их назначение. На шкалах приборов наносятся отметки уставок срабатывания защит.

481. Алгоритмы работы защит, включают значения уставок, выдержек времени срабатывания и определяются заводом-изготовителем оборудования. При реконструкции оборудования или отсутствии данных заводов-изготовителей уставки и выдержки времени устанавливаются на основании результатов испытаний.

Устройства для изменения уставок опломбируются (кроме регистрирующих приборов). Пломбы снимаются работникам, обслуживающим средства защиты, с записью об этом в оперативном журнале. Снятие пломб производится при отключенных средствах защиты.

482. Технологические защиты, действующие на отключение оборудования, снабжаются средствами, фиксирующими первопричину их срабатывания.

Средства, фиксирующие первопричину срабатывания защиты, включая регистраторы событий, эксплуатируются в течение всего времени работы защищаемого оборудования.

Все случаи срабатывания защит, а также их отказов учитываются, а причины и виды неисправностей анализируются.

483. Для регуляторов, введенных в эксплуатацию, обеспечивается состояние, обеспечивающее поддержание технологических параметров, регламентированных нормативно-техническими документами.

Отключение исправных автоматических регуляторов производится в случаях, указанных в инструкциях по эксплуатации.

484. Обеспечивается соответствие технологического оборудования требованиям настоящих Правил и техническим условиям заводов-изготовителей автоматизированного оборудования.

485. По каждому контуру регулирования, введенному в эксплуатацию, на электростанции необходимо иметь данные, необходимые для восстановления его настройки после ремонта или замены вышедшей из строя аппаратуры.

486. Ввод в эксплуатацию средств логического управления после наладки или корректировки технологических алгоритмов управления производится по распоряжению технического руководителя энергообъекта.

487. Для средств логического управления, введенных в эксплуатацию, обеспечивается состояние, обеспечивающее выполнение соответствующих технологических программ (алгоритмов). Проверка работоспособности средств логического управления производится после доведения ремонтных работ, как во внешних цепях, так и в шкафах. Она выполняется персоналом технологического цеха и цеха, обслуживающего систему управления, с воздействием на исполнительные органы. При недопустимости проверки исполнительных операций проверка работоспособности средств логического управления производится персоналом, обслуживающим средства управления, перед пуском оборудования после его простоя более 3 суток.

Если во время останова технологического оборудования на срок менее 3 суток в цепях средств логического управления производились ремонтные и наладочные работы и если аналогичные работы производились ранее в шкафах центральной части, проверка работоспособности средств логического управления выполняется персоналом технологического цеха и персоналом, обслуживающим средства управления, с воздействием на исполнительные органы на остановленном оборудовании.

При недопустимости проверки исполнительных операций в связи с тепловым состоянием оборудования проверка средств логического управления осуществляется без воздействия на исполнительные органы управления оборудования.

Объем и порядок проведения проверок работоспособности регламентируются инструкцией, утвержденной техническим руководителем энергообъекта.

488. На работающем оборудовании выполнение ремонтных и наладочных работ в исполнительных (внешних) цепях средств логического управления не производится.

Проведение наладочных работ в шкафах средств логического управления производится при условии отключения от них исполнительных цепей. Подсоединение исполнительных цепей к средствам логического управления производится на остановленном оборудовании.

489. Все изменения технологических алгоритмов средств логического управления, введенных в эксплуатацию, утверждаются техническим руководителем энергообъекта.

490. Если предусмотренные проектом регуляторы, средства логического управления, функции АСУ ТП не введены в эксплуатацию за срок, установленный для

освоения технологического оборудования, то оформляются обоснованные технические решения с указанием причин отказа от внедрения и задание проектной организации на доработку проекта.

Параграф 12. Водоподготовка и водно-химический режим тепловых электростанций и тепловых сетей

491. Режим эксплуатации водоподготовительных установок и водно-химический режим обеспечивает работу электростанций и тепловых сетей без повреждений и снижения экономичности, вызванных коррозией внутренних поверхностей водоподготовительного, теплоэнергетического и сетевого оборудования, а также образованием накипи и отложений на теплопередающих поверхностях, отложений в проточной части турбин, шлама в оборудовании и трубопроводах электростанций и тепловых сетей.

492. Организация и контроль за водно-химическим режимом работы оборудования электростанций и организаций, эксплуатирующих тепловые сети, осуществляется персоналом химического цеха (лаборатории или соответствующего подразделения).

Изменения проектных схем и конструкций оборудования, которые могут влиять на работу водоподготовительных установок и установок для очистки конденсатов, а также на водно-химический режим электростанций (тепловых сетей), обосновываются проектными или иными организациями, аккредитованными в установленном порядке.

Включение в работу и отключение любого оборудования, могущие вызывать ухудшение качества воды и пара, согласуются с химическим цехом (лабораторией или соответствующим подразделением).

Внутренние осмотры оборудования, отбор проб отложений, вырезку образцов труб, составление актов осмотра, а также расследование аварий и неполадок, связанных с водно-химическим режимом, выполняются персоналом соответствующего технологического цеха с участием персонала химического цеха (лаборатории или соответствующего подразделения).

493. Применение новых методов водоподготовки и водно-химических режимов обосновывается проектными решениями.

Параграф 13. Водоподготовка и коррекционная обработка воды

494. Водоподготовительные установки со всем вспомогательным оборудованием, включая склады реагентов, смонтируются и сдаются для пусковой наладки за 2 месяца до начала предпусковой очистки теплоэнергетического оборудования.

Установки для очистки конденсата турбин и загрязненных конденсатов, а также установки коррекционной обработки воды смонтируются и сдаются для пусковой наладки за 2 месяца до пуска энергоблока (котла) и включаются в работу при его пуске.

Общестанционные баки запаса обессоленной воды и конденсата смонтируются с нанесением на них антикоррозионных покрытий к началу предпусковой очистки оборудования первого энергоблока (котла) электростанции.

495. Устройства механизации и автоматизации технологических процессов водоподготовки, очистки конденсата, а также коррекционной обработки воды и приборы автоматического химического контроля включаются в работу при пуске соответствующих установок и агрегатов.

496. Эксплуатация оборудования, трубопроводов и арматуры водоподготовительных установок и установок очистки конденсата, а также строительных конструкций, поверхности которых соприкасаются с коррозионно-активной средой, производится при условии выполнения на этих поверхностях антикоррозионного покрытия или изготовления их из коррозионно-стойких материалов.

497. Капитальный ремонт оборудования водоподготовительных установок, установок для очистки конденсатов и коррекционной обработки воды производится 1 раз в 3 года, текущий ремонт – по мере необходимости, измерение уровней фильтрующих материалов – 2 раза в год.

498. Реагенты и фильтрующие материалы, не отвечающие требованиям технических условий заводов-изготовителей, не применяются в эксплуатации энергопредприятий.

499. Порядок хранения, приготовления и дозирования реагентов, технология их применения излагается в специальных инструкциях, разработанных энергопредприятием на основе рекомендаций заводов-изготовителей.

500. На энергоблоках сверхкритического давления применяются следующие водно-химические режимы: гидразинно-аммиачного, нейтрально-кислородного, кислородно-аммиачного, гидразинного.

501. На котлах с естественной циркуляцией организуется фосфатирование котловой воды с подачей фосфатного раствора в барабан котла. При необходимости корректируется значение рН котловой воды раствором едкого натра. На котлах давлением 40-100 кгс/см² (3,9-9,8 МПа) применяется трилонная обработка котловой воды взамен фосфатирования.

502. На котлах давлением до 70 кгс/см² (7 МПа) при необходимости более глубокого удаления кислорода из питательной воды в дополнение к термической деаэрации проводится по решению технического руководителя обработка питательной воды сульфитом натрия или гидразином.

На котлах давлением 70 кгс/см² (7 МПа) и выше обработка конденсата или питательной воды производится гидразином (кроме котлов с кислородными водно-химическими режимами и котлов с отпуском пара на предприятия пищевой,

микробиологической, фармацевтической и другой промышленности в случае запрета санитарных органов на наличие гидразина в паре), или другими реагентами, разрешенными к применению.

Поддержание необходимых значений рН питательной воды осуществляется вводом аммиака.

Параграф 14. Химический контроль

503. Химический контроль на электростанции обеспечивает:

1) своевременное выявление нарушений режимов работы водоподготовительного, теплоэнергетического и теплосетевого оборудования, приводящих к коррозии, накипеобразованию и отложениям;

2) определение качества или состава воды, пара, конденсата, отложений, реагентов, консервирующих и промывочных растворов, топлива, шлака, золы, газов, масел и сточных вод;

3) проверку загазованности производственных помещений, баков, колодцев, каналов и других объектов;

4) определение количества вредных выбросов электростанции в атмосферу.

504. Эксплуатация электростанции производится при условии ее оснащения экспресс-лабораторией и центральной лабораторией, устройствами и приборами для осуществления в полном объеме указанного выше химического контроля.

505. На всех контролируемых участках пароводяного тракта устанавливаются отборники проб воды и пара с холодильниками для охлаждения проб до 20-40 °С.

Пробоотборные линии и поверхности охлаждения холодильников выполняются из нержавеющей стали.

На конденсационных электростанциях с энергоблоками мощностью 200 МВт и более и на теплофикационных электроцентралях (далее – ТЭЦ) с агрегатами мощностью 50 МВт и более линии отбора проб выводятся в специальное, имеющее вентиляцию помещение, примыкающее к экспресс-лаборатории.

506. В дополнение к внутреннему осмотру оборудования организуются вырезки образцов труб, а также отбор отложений из проточной части турбин, подогревателей и прочего теплоэнергетического оборудования.

Места и периодичность вырезки образцов труб определяются в соответствии с методиками по контролю состояния основного оборудования тепловых электрических станций, определению количества и химического состава отложений.

На основании внутреннего осмотра оборудования и оценки количества и химического состава отложений составляется акт о состоянии внутренней поверхности оборудования, о необходимости проведения эксплуатационной химической очистки и принятия других мер, препятствующих коррозии и образованию отложений.

Параграф 15. Нормы качества пара и воды

507. Обеспечивается удовлетворение качества пара прямооточных котлов нормам качества пара и воды прямооточных котлов, указанным в приложении 8 к настоящим Правилам.

508. Обеспечивается удовлетворение качества питательной воды прямооточных котлов нормам качества пара и воды прямооточных котлов, указанным в приложении 8 к настоящим Правилам.

509. На тех электростанциях с прямооточными котлами на давление пара 140 кгс/см^2 ($13,8 \text{ МПа}$), где проектом не была предусмотрена очистка всего конденсата, выходящего из конденсатосборника турбины, допускается содержание соединений натрия в питательной воде и паре при работе котлов не более 10 мкг/дм^3 , при этом обеспечивается общая жесткость питательной воды не более $0,5 \text{ мкг-экв/дм}^3$, а содержание в ней соединений железа – не более 20 мкг/дм^3 .

Для прямооточных котлов давлением 100 кгс/см^2 ($9,8 \text{ МПа}$) и менее нормы качества питательной воды, пара и конденсата турбин при работе котлов согласуются с вышестоящей организацией на основе имеющегося опыта эксплуатации, или обоснованы проектными или иными организациями, аккредитованными в установленном порядке.

510. При пуске энергоблока с прямооточным котлом технология вывода загрязнений из пароводяного тракта принимается в соответствии с инструкцией по ведению водно-химического режима энергоблоков сверхкритического давления в зависимости от продолжительности предшествующего простоя энергоблока, а также с учетом длительности предыдущей компании и объема ремонтных работ на поверхностях нагрева котла.

Технология вывода загрязнений из пароводяного тракта при пуске прямооточных котлов давлением 100 кгс/см^2 ($9,8 \text{ МПа}$) и менее определяется на основе имеющегося опыта эксплуатации.

511. При пуске энергоблока с прямооточным котлом после доведения нагрузки до заданной диспетчерским графиком или при подключении второго котла дубль-блока в течение первых 2 суток допускается превышение не более чем на 50 % удельной электрической проводимости пара, а также содержания в нем соединений натрия и кремниевой кислоты, а в питательной воде – удельной электрической проводимости, общей жесткости, содержания соединений натрия, кремниевой кислоты, железа и меди.

При этом в первые сутки содержание соединений железа и кремниевой кислоты допускается до 50 мкг/дм^3 по каждому из этих составляющих.

При пуске энергоблока с прямооточным котлом после капитального и среднего ремонта превышение норм не более, чем на 50 % допускается в течение 4 суток. При

этом в первые сутки содержание соединений железа и кремниевой кислоты допускается до 100 мкг/дм³ по каждому из этих составляющих.

512. Обеспечивается соответствие среднего по всем точкам отбора качества насыщенного пара котлов с естественной циркуляцией, а также качества перегретого пара после всех устройств для регулирования его температуры нормам качества насыщенного пара (в том числе и перегретого) котлов с естественной циркуляцией, указанным в приложении 9 к настоящим Правилам.

513. Обеспечивается соответствие качества питательной воды котлов с естественной циркуляцией нормам качества питательной воды котлов с естественной циркуляцией, согласно приложению 10 к настоящим Правилам.

Обеспечивается значение содержания соединений натрия для котлов 140 кгс/см² (13,8 МПа) не более 50 мкг/дм³. Допускается корректировка норм содержания натрия в питательной воде на ТЭЦ с производственным отбором пара тогда, когда на ней не установлены газоплотные или другие котлы с повышенными локальными тепловыми нагрузками экранов и регулирование перегрева пара осуществляется впрыском собственного конденсата.

Обеспечивается значение удельной электрической проводимости Н-катионированной пробы для котлов давлением 140 кгс/см² (13,8 МПа) не более 1,5 мкСм/см. Допускается соответствующая корректировка нормы удельной электрической проводимости в случаях корректировки нормы содержания натрия в питательной воде.

Обеспечивается величина содержания гидразина (при обработке воды гидразином) в пределах от 20 до 60 мкг/дм³; в период пуска и останова котла допускается содержание гидразина до 3000 мкг/дм³.

Обеспечивается величина содержания аммиака и его соединений не более 1000 мкг/дм³. В отдельных случаях с разрешения (согласования) вышестоящей организации энергосистемы или специализированной технической организации, определенной центральным органом, допускается увеличение содержания аммиака до значений, обеспечивающих поддержание необходимого значения рН пара, но не приводящих к превышению норм содержания в питательной воде соединений меди.

Обеспечивается величина содержания свободного сульфита (при сульфитировании) не более 2 мг/дм³.

Обеспечивается величина суммарного содержания нитритов и нитратов для котлов давлением 140 кгс/см² (13,8 МПа) не более 20 мкг/дм³; для котлов давлением 100 кгс/см² (9,8 МПа) и менее величина допустимого содержания нитритов и нитратов

устанавливается на основе имеющегося опыта эксплуатации исходя из условий обеспечения безаварийной и экономичной работы оборудования, при этом для котлов давлением 70 кгс/см^2 ($7,0 \text{ МПа}$) и менее содержание нитратов не нормируется.

514. Для электростанций, на которых установлены котлы с давлением пара, отличающимся от стандартизированных значений, нормы качества пара и питательной воды корректируются вышестоящей организацией или специализированной технической организацией, определенной центральным органом.

515. Нормы качества котловой воды, режимы непрерывной и периодической продувок устанавливаются на основе инструкций завода-изготовителя котла, типовых инструкций по ведению водно-химического режима или результатов теплотехнических испытаний.

516. Избыток фосфатов в котловой воде составляет:

1) для котлов давлением 140 кгс/см^2 ($13,8 \text{ МПа}$) по чистому отсеку – $0,5-2 \text{ мг/дм}^3$, по солевому отсеку – не более 12 мг/дм^3 ;

2) для котлов давлением 100 кгс/см^2 ($9,8 \text{ МПа}$) и ниже по чистому отсеку – $2-6 \text{ мг/дм}^3$, по солевому отсеку – не более 30 мг/дм^3 .

Обеспечивается соответствие для котлов без ступенчатого испарения избыток фосфатов (как и остальные показатели) норме для чистого отсека в зависимости от давления в котле.

517. Значение рН котловой воды чистого отсека составляет:

1) для котлов давлением 140 кгс/см^2 ($13,8 \text{ МПа}$) – $9,0-9,5$;

2) для котлов давлением 100 кгс/см^2 ($9,8 \text{ МПа}$) и ниже – не менее $9,3$.

Значение рН котловой воды солевого отсека составляет:

3) для котлов давлением 140 кгс/см^2 ($13,8 \text{ МПа}$) – не более $10,5$;

4) для котлов давлением 100 кгс/см^2 ($9,8 \text{ МПа}$) – не более $11,2$;

5) для котлов давлением 40 кгс/см^2 ($3,9 \text{ МПа}$) – не более $11,8$.

Для котлов давлением 100 кгс/см^2 ($9,8 \text{ МПа}$) и выше, питаемых химически очищенной водой, допускается значение рН продувочной воды не более $11,5$.

Для котлов давлением 140 кгс/см^2 ($13,8 \text{ МПа}$) в котловой воде соблюдается соотношение $\text{Щ}_{\text{фф}} = (0,2/0,5)\text{Щ}_{\text{общ}}$ в чистом отсеке и

$\text{Щ}_{\text{фф}} = (0,5/0,7)\text{Щ}_{\text{общ}}$ в солевом отсеке.

Для котлов давлением 100 кгс/см^2 ($9,8 \text{ МПа}$) и ниже в котловой воде солевого и чистого отсеков выполняется условие – $\text{Щ}_{\text{фф}} \geq 0,5 \text{Щ}_{\text{общ}}$.

При несоблюдении требуемых значений рН и соотношений щелочностей в котловую воду вводится едкий натр, в том числе и в пусковых режимах.

518. Для котлов с барабанами, имеющими заклепочные соединения, относительная щелочность котловой воды соблюдается отсутствие превышения более чем на 20 %, со сварными барабанами и креплением труб вальцовкой или вальцовкой с уплотнительной подваркой – 50 %.

Для котлов, имеющих сварные барабаны и приваренные к ним трубы, относительная щелочность воды не нормируется.

519. Расход воды при непрерывной продувке котла измеряется расходомером и поддерживается в следующих пределах:

1) для установившегося режима при восполнении потерь обессоленной водой или дистиллятом испарителей – не более 1 и не менее 0,5 % производительности котла, а при восполнении потерь химически очищенной водой – не более 3 и не менее 0,5 %; при пуске котла из монтажа, ремонта или резерва обеспечивается увеличение непрерывной продувки на уровне до 2-5 %; длительность работы котла с увеличенной продувкой устанавливается химическим цехом (лабораторией или соответствующим подразделением);

2) при высокой минерализации исходной воды, большом невозврате конденсата от потребителей и в других подобных случаях обеспечивается увеличение размера продувки на уровне до 5 %.

Периодические продувки котлов из нижних точек осуществляются при каждом пуске и останове котла, а также во время работы котлов по графику, разработанному электростанцией.

520. Обеспечивается такое качество воды, применяемой для впрыскивания при регулировании температуры перегретого пара, чтобы качество перегретого пара соответствовало нормам.

521. При ухудшении качества пара при работе прямоточных котлов давлением 255 кгс/см² (25 МПа):

1) за счет увеличения удельной электрической проводимости до 0,5 мкСм/см, содержания соединений натрия до 10 мкг/дм³ причина нарушения устраняется не позже чем за 72 часа;

2) за счет увеличения удельной электрической проводимости от 0,5 до 1,0 мкСм/см, содержания соединений натрия от 10 до 15 мкг/дм³ причина ухудшения устраняется не более чем за 24 часа;

3) за счет не устранения указанных выше нарушений в течение соответственно 72 и 24 часов, а также за счет увеличения удельной электрической проводимости более 1 мкСм/см, содержания соединений натрия более 15 мкг/дм³ или снижения рН ниже 5,5 турбина останавливается в течение не более 24 часов по решению технического руководителя электростанции.

При ухудшении качества пара котлов с естественной циркуляцией:

4) за счет превышения норм содержания соединений натрия, кремниевой кислоты, удельной электрической проводимости не более чем в 2 раза причина ухудшения устраняется в течение 72 часов;

5) за счет превышения норм содержания соединений натрия, кремниевой кислоты, удельной электрической проводимости от 2 до 4 раз причина ухудшения устраняется в течение 24 часов;

б) за счет не устранения указанных выше нарушений в течение соответственно 72 и 24 часов, а также за счет превышения норм содержания соединений натрия, кремниевой кислоты, удельной электрической проводимости более чем в 4 раза или снижения рН ниже 5,5 турбина на блочных электростанциях или котел на электростанциях с поперечными связями останавливаются не позднее чем через 24 часа по решению технического руководителя электростанции.

522. При ухудшении качества питательной воды котлов с естественной циркуляцией:

1) за счет превышения норм содержания общей жесткости, соединений кремниевой кислоты, натрия не более чем в 2 раза, причина ухудшения устраняется в течение 72 часов;

2) за счет превышения норм содержания общей жесткости от 2 до 5 раз, содержания соединений кремниевой кислоты, натрия более, чем в 2 раза, причина ухудшения устраняется в течение 24 часов;

3) за счет не устранения указанных выше нарушений в течение соответственно 72 и 24 часов или за счет увеличения содержания общей жесткости более чем в 5 раз, котел останавливается не позднее чем через 4 часа по решению технического руководителя электростанции.

До устранения причин нарушения качества питательной воды увеличиваются непрерывная и периодическая продувки при более частом контроле за качеством пара, а при превышении норм по содержанию общей жесткости проводится и усиленное фосфатирование котловой воды. При этом для котлов 140 кгс/см^2 (13,8 МПа) допускается увеличение избытка фосфатов до 12 мг/дм^3 .

При снижении в котловой воде значения рН ниже 7,5 и невозможности повышения его путем дозирования едкого натра или за счет устранения причин нарушения котел останавливается немедленно.

523. Обеспечивается соответствие качества конденсата турбин после конденсатных насосов первой ступени электростанций с прямоточными котлами давлением $140\text{-}255 \text{ кгс/см}^2$ (13,8-25 МПа) следующим нормам, не более:

1) общая жесткость $0,5 \text{ мкг-экв/дм}^3$, при очистке 100 % конденсата, выходящего из конденсатосборника турбины, производится временное повышение указанной нормы на срок не более 4 суток при условии соблюдения норм качества питательной воды;

2) удельная электрическая проводимость 0,5 мкСм/см;

3) содержание растворенного кислорода после конденсатных насосов 20 мкг/дм³.

524. Обеспечивается соответствие качества конденсата турбин электростанций с котлами с естественной циркуляцией нормам качества конденсата турбин, согласно приложению 11 к настоящим Правилам.

525. Обеспечивается соответствие качества обессоленной воды для подпитки прямоточных котлов нормам качества обессоленной воды для подпитки котлов, согласно приложению 12 к настоящим Правилам.

Обеспечивается соответствие качества обессоленной воды для подпитки котлов с естественной циркуляцией давлением 140 кгс/см² (13,8 МПа) нормам качества обессоленной воды для подпитки котлов, согласно приложению 12 к настоящим Правилам.

Нормы качества обессоленной воды корректируются вышестоящей организацией энергосистемы или специализированной технической организацией, определенной центральным органом, в зависимости от местных условий (качества исходной воды, схемы водоподготовительной установки, типа используемых ионитов, доли обессоленной воды в балансе питательной) при условии соблюдения норм качества питательной воды.

Соблюдается такое качество добавочной воды для подпитки барабанных котлов давлением 100 кгс/см² (9,8 МПа) и ниже, а также качество внутростанционных составляющих питательной воды прямоточных и барабанных котлов (конденсаты регенеративных, сетевых и других подогревателей, вод дренажных баков, баков нижних точек, баков запаса конденсата и других потоков), чтобы обеспечивалось соблюдение норм качества питательной воды. При загрязненности внутростанционных составляющих питательной воды, вызывающей нарушение норм, они до возвращения в цикл подвергаются очистке или сброшены.

526. При снижении щелочности исходной воды H-Na-катионированием или добавлением кислоты обеспечивается величина остаточной общей щелочности химически очищенной воды в пределах 0,2-0,8 мг-экв/дм³.

527. При появлении в исходной воде или тракте водоподготовительной установки бактерий, вызывающих образование нитритов, проводится периодическая обработка трубопроводов исходной воды и фильтрующих материалов осветлительных фильтров раствором хлорной извести.

Периодическая обработка осуществляется с разрешения технического руководителя электростанции и отмечается в оперативном журнале с указанием количества поданной воды и источника водоснабжения

528. Обеспечивается соответствие качества дистиллята испарителей, предназначенных для восполнения потерь пара и конденсата, следующим нормам:

1) содержание соединений натрия – не более 100 мкг/дм³;

2) свободной угольной кислоты – не более 2 мг/дм³.

Дистиллят испарителей, применяемый для питания прямоточных котлов, дополнительно очищается до приведенных выше норм качества обессоленной воды для подпитки котлов.

529. Обеспечивается соответствие качества питательной воды испарителей, предназначенных для восполнения потерь пара и конденсата, нормам качества питательной воды испарителей, согласно приложению 13 к настоящим Правилам.

В отдельных случаях на основе опыта эксплуатации нормы качества питательной воды могут быть скорректированы.

При питании испарителей водой с общим солесодержанием более 2000 г/дм³ допускается фосфатирование.

Нормы качества концентрата испарителей и режим продувок устанавливается на основе инструкций завода-изготовителя, типовых инструкций по ведению водно-химического режима или результатам теплехимических испытаний, проводимых электростанцией, специализированными организациями, определенными уполномоченным органом по государственному надзору и контролю.

530. Обеспечивается соответствие качества конденсата, возвращаемого с производства, нормам качества конденсата, согласно приложению 14 к настоящим Правилам.

Обеспечивается отсутствие в возвращаемом конденсате потенциально кислых или щелочных соединений, вызывающих отклонение значения рН котловой воды от установленных норм более, чем на 0,5 единицы при неизменном режиме коррекционной обработки фосфатами или фосфатами и едким натром.

Если качество возвращаемого на электростанцию конденсата не обеспечивает норм качества питательной воды, предусматривается очистка его до достижения этих норм.

531. Обеспечивается соответствие качества воды для подпитки тепловых сетей нормам качества воды для подпитки тепловых сетей, согласно приложению 15 к настоящим Правилам.

При силикатной обработке подпиточной воды предельная концентрация кальция определяется с учетом суммарной концентрации не сульфатов (для предотвращения выпадения (CaSO₄), но и кремниевой кислоты (для предотвращения выпадения (CaSiO₃)) для заданной температуры нагрева сетевой воды с учетом ее превышения в пристенном слое труб котла на 40 °С.

При применении комплексной обработки воды (ОЭДФ, цинковая соль ОЭДФ, ИОМС) обработка подпиточной воды ведется согласно норм, утвержденных руководством энергопредприятия.

Непосредственная присадка гидразина и других токсичных веществ в подпиточную воду тепловых сетей и сетевую воду не производится.

532. Обеспечивается соответствие качества сетевой воды нормам качества сетевой воды, согласно приложению 16 к настоящим Правилам.

В начале отопительного сезона и в послеремонтный период допускается превышение норм в течение 4 недель для закрытых систем теплоснабжения и 2 недель для открытых систем по содержанию соединений железа – до $1,0 \text{ мг/дм}^3$, растворенного кислорода – до 30 мкг/дм^3 , взвешенных веществ – до 15 мг/дм^3 .

Обеспечивается величина карбонатного индекса I_K – нормативов для подпитки тепловых сетей не выше нормативных значений I_K воды для подпитки тепловых сетей, приведенных в приложении 17 к настоящим Правилам.

По окончании отопительного сезона или при останове водогрейные котлы и теплосети консервируются.

533. На электростанциях, работающих на органическом топливе, обеспечивается величина внутростанционных потерь пара и конденсата (без учета потерь при работе форсунок, продувках и обдувках котлов, водных отмывках, обслуживании установок для очистки конденсата, деаэрации добавочной воды теплосети, разгрузке мазута), согласно приложения 18 к настоящим Правилам, при номинальной производительности работающих котлов не более, % общего расхода питательной воды.

При фактическом расходе питательной воды, меньшем номинального, нормы внутростанционных потерь соответственно увеличиваются, но не более чем в 1,5 раза.

При расчете общих потерь расходы воды и пара на технологические нужды принимаются в соответствии с нормами и с учетом возможного повторного использования воды в цикле электростанции.

Для каждой электростанции общие нормы потерь пара и конденсата ежегодно согласуются с проектной или специализированной технической организацией, аккредитованной в установленном порядке.

Параграф 16. Трубопроводы и арматура

534. Администрация энергообъекта распоряжением назначает из числа инженерно-технических работников (начальников цехов и служб) лиц, ответственных за исправное состояние и безопасную эксплуатацию трубопроводов.

535. После капитального и среднего ремонта, а также ремонта, связанного с вырезкой и переваркой участков трубопровода, заменой арматуры, наладкой опор и заменой тепловой изоляции, перед включением оборудования в работу определяется:

1) отсутствие временных монтажных и ремонтных стяжек, конструкций и приспособлений, лесов;

- 2) исправность неподвижных и скользящих опор и пружинных креплений, лестниц и площадок обслуживания трубопроводов и арматуры;
- 3) размер затяжки пружин подвесок и опор в холодном состоянии;
- 4) исправность индикаторов тепловых перемещений;
- 5) возможность свободного перемещения трубопроводов при их прогреве и других эксплуатационных режимах;
- 6) состояние дренажей и воздушников, предохранительных устройств;
- 7) размер уклонов горизонтальных участков трубопроводов и соответствие их требованиям проектной документации;
- 8) легкость хода подвижных частей арматуры;
- 9) соответствие сигнализации крайних положений запорной арматуры (открыто-закрыто) на щитах управления ее фактическому положению;
- 10) исправность тепловой изоляции;
- 11) наличие полного комплекта ремонтной документации (схемы, формуляры, сварочная документация, протоколы металлографических исследований, акты приемки после ремонта).

536. Администрация энергообъекта разрабатывает и утверждает местные инструкции, учитывающие конкретные условия эксплуатации трубопроводов на данном энергообъекте.

При эксплуатации трубопроводов и арматуры в соответствии с инструкциями, утвержденными техническим руководителем энергообъекта контролируются:

- 1) размеры тепловых перемещений трубопроводов и их соответствие расчетным значениям по показаниям индикаторов;
- 2) отсутствие заземлений и повышенной вибрации трубопроводов;
- 3) плотность предохранительных устройств, арматуры и фланцевых соединений;
- 4) температурный режим работы металла при пусках и остановах;
- 5) степень затяжки пружин подвесок и опор в рабочем и в холодном состоянии – не реже 1 раза в 2 года;
- 6) герметичность сальниковых уплотнений арматуры;
- 7) соответствие показаний указателей положения (далее – УП) регулирующей арматуры на щитах управления ее фактическому положению;
- 8) наличие смазки подшипников, узлов приводных механизмов, винтовых пар шпindel – резьбовая втулка, в редукторах электроприводов арматуры.

537. При заполнении средой неостывших паропроводов обеспечивается контроль разности температур стенок трубопровода и рабочей среды, которая выдерживается в пределах расчетных значений.

538. Система дренажей обеспечивает полное удаление влаги при прогреве, остывании и опорожнении трубопроводов, для чего последним обеспечивается уклон горизонтальных участков не менее 0,004 градуса (по ходу движения среды),

сохраняющийся до температуры, соответствующей насыщению при рабочем давлении среды. При замене деталей и элементов трубопроводов сохраняется проектное положение оси трубопровода.

При прокладке дренажных линий учитывается направление тепловых перемещений во избежание заземления трубопроводов.

При объединении дренажных линий нескольких трубопроводов на каждом из них устанавливается запорная арматура.

539. При компоновке трубопроводов и арматуры обеспечивается возможность обслуживания и ремонта арматуры. В местах установки арматуры и индикаторов тепловых перемещений паропроводов устанавливаются площадки обслуживания.

540. На арматуре наносятся названия и номера согласно технологическим схемам трубопроводов, а также указатели направления вращения штурвала.

Регулирующие клапаны снабжаются указателями степени открытия регулирующего органа оборудования, а запорная арматура – указателями "Открыто" и "Закрыто".

541. Ремонт трубопроводов, арматуры и элементов дистанционного управления арматурой, установка и снятие заглушек, отделяющих ремонтируемый участок трубопровода, выполняются по наряду-допуску.

542. Арматура, ремонтировавшаяся в условиях мастерской, испытывается на герметичность затвора, сальниковых, сильфонных и фланцевых уплотнений давлением, равным 1,25 рабочего.

Арматура, ремонтировавшаяся без вырезки из трубопровода, испытывается на плотность рабочим давлением среды при пуске оборудования.

543. Тепловая изоляция трубопроводов и арматуры содержится в исправном состоянии. Величина температуры на ее поверхности при температуре окружающего воздуха 25 °С поддерживается на уровне не более 45 °С. Используется съемная тепловая изоляция фланцевых соединений, арматуры и участков трубопроводов, подвергающихся периодическому контролю (сварные соединения, бобышки для измерения ползучести).

Для тепловой изоляции трубопроводов, расположенной на открытом воздухе и вблизи масляных баков, маслопроводов, мазутопроводов, применяется металлическое или другое покрытие для предохранения ее от пропитывания влагой или горючими нефтепродуктами. Для трубопроводов, расположенных вблизи кабельных линий, также применяется металлическое покрытие.

Объекты с температурой рабочей среды ниже температуры окружающего воздуха защищаются от коррозии путем применения гидро- и теплоизоляции.

Для тепловой изоляции применяются материалы, не вызывающие коррозии металла трубопроводов.

544. Изоляция трубопроводов, не имеющих защитного покрытия, окрашивается. При наличии защитного покрытия на его поверхность наносятся маркировочные кольца.

545. При обнаружении свищей, трещин в питательных трубопроводах, паропроводах свежего пара и промежуточного перегрева, а также в их арматуре аварийный участок немедленно отключается. Если при отключении невозможно резервировать аварийный участок, то оборудование, связанное с этим участком, останавливается.

546. Арматура используется строго в соответствии с ее функциональным назначением. Запорная арматура в качестве регулирующей не используется.

Параграф 17. Золоулавливание и золоудаление. Золоулавливающие установки

547. При работе котла на твердом топливе обеспечивается бесперебойная работа золоулавливающей установки.

Эксплуатация котла с неработающей золоулавливающей установкой не производится. При появлении сигнала о достижении верхнего предельного уровня золы в двух и более бункерах разных полей электрофильтра, прекращении орошения каплеуловителя мокрой золоулавливающей установки или прекращении удаления из него пульпы необходимо принять меры к выявлению и устранению причин неполадок.

Использование бункеров золоулавливающих установок для накопления уловленной золы не производится. Она удаляется из бункеров непрерывно.

548. При растопке котла на газе или мазуте высокое напряжение на электрофильтры не подается, механизмы встряхивания включаются в работу, обеспечивается подогрев бункеров и изоляторных коробок. После перевода котла на сжигание твердого топлива включаются в работу виброрыхлители или аэрирующие устройства бункеров, время подачи высокого напряжения на электрофильтры указывается в производственной инструкции.

549. В подбункерных помещениях электрофильтров температура воздуха поддерживается не ниже 12°C . Температура стенок бункеров и течек золоулавливающих установок поддерживается на 15°C выше температуры конденсации водяных паров, содержащихся в дымовых газах.

На электростанциях с открытой компоновкой электрофильтров в районах с расчетной температурой отопления минус 15°C и ниже электрофильтры перед пуском предварительно прогреваются горячим воздухом до температуры выше точки росы дымовых газов растопочного топлива.

Орошение мокрых золоулавливающих установок, а также подача воды в золосмывные аппараты электрофильтров и батарейных циклонов, воздуха в аппараты

систем пневмозолоудаления и включение системы контроля работы электрофильтров и наличия золы в бункерах осуществляются до растопки котла.

550. При повышении температуры дымовых газов за электрофильтрами выше температуры газов перед ними высокое напряжение снимается со всех полей. При обнаружении очагов возгорания в электрофильтре котел останавливается и аварийное состояние устраняется.

551. Режим эксплуатации золоулавливающих установок определяется следующими показателями:

1) для электрофильтров – оптимальными параметрами электропитания при заданной температуре дымовых газов и оптимальным режимом встряхивания электродов;

2) для мокрых золоулавливающих установок – оптимальным расходом орошающей воды и температурой газа после аппаратов не менее чем на 15 °С выше точки росы дымовых газов (по водяным парам);

3) для батарейных циклонов – оптимальным аэродинамическим сопротивлением аппаратов.

552. При эксплуатации мокрых золоулавливающих установок предусматриваются меры, предотвращающие брызгоунос. При установке электрофильтров за мокрыми золоулавливающими установками наличие следов брызгоуноса за последними избегается.

553. Состояние золоулавливающих установок контролируется в соответствии с типовыми инструкциями заводов-изготовителей по их эксплуатации.

554. При останове котла на срок более 3 суток золоулавливающие установки осматриваются и очищаются от отложений.

555. Испытания золоулавливающих установок выполняются при вводе их в эксплуатацию из монтажа, после капитального ремонта или реконструкции специализированными аттестованными организациями.

Для проведения испытаний на золоулавливающих установках оборудуют измерительными участками на газоходах и штуцерах, лючками и другими приспособлениями, также стационарными площадками с освещением для обслуживания используемых при испытаниях приборов.

556. Золоулавливающие установки не реже 1 раза в год подвергаются испытаниям по экспресс-методу в целях проверки их эксплуатационной эффективности и при необходимости разработки мероприятий по улучшению работы.

Параграф 18. Системы золошлакоудаления и золоотвалы

557. При эксплуатации систем золошлакоудаления и золоотвалов обеспечиваются:

- 1) своевременное, бесперебойное и экономичное удаление и складирование золы и шлака в золоотвалы, на склады сухой золы, а также отгрузка их потребителям;
- 2) надежность оборудования, устройств и сооружений внутреннего и внешнего золошлакоудаления;
- 3) рациональное использование рабочей емкости золоотвалов и складов сухой золы;
- 4) предотвращение загрязнения золой и сточными водами воздушного и водного бассейнов, а также окружающей территории.

558. Эксплуатация систем гидро- и пневмозолоудаления организуется в режимах, обеспечивающих:

- 1) оптимальные расходы воды, воздуха и электроэнергии;
- 2) минимальный износ золошлакопроводов;
- 3) незамороженное состояние внешних пульпопроводов и водоводов, отсутствие илы в золосмывных аппаратах, каналах и пульпоприемных бункерах, отсутствие образования отложений золы в бункерах, течках и золопроводах пневмозолоудаления.

Для ликвидации пресыщения воды труднорастворимыми соединениями и осаждения взвешенных твердых частиц (осветления) предусматриваются необходимые площадь и глубина отстойного бассейна.

Сноска. Пункт 558 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

559. При эксплуатации систем гидрозолоудаления обеспечиваются плотность трактов и оборудования, исправность облицовки и перекрытий каналов, золошлакопроводов, устройств для оперативного переключения оборудования.

В системах пневмозолоудаления предусматривается очистка сжатого воздуха от масла, влаги и пыли, а также предотвращение попадания влаги в золопроводы, промежуточные бункера и емкости складов золы.

560. Эксплуатация оборотных (замкнутых) гидравлических систем золошлакоудаления организуется в бессточном режиме, предусматривающем:

- 1) поддержание баланса воды в среднем за год;
- 2) преимущественное использование осветленной воды в технических целях (обмывка поверхностей нагрева котлов, золоулавливающих установок, гидроуборка зольных помещений, уплотнение подшипников багерных насосов, орошение сухих участков золоотвалов для пылеподавления, охлаждение газов путем впрыска воды, приготовление бетонных растворов) и направление образующихся стоков в систему гидрозолоудаления (далее – ГЗУ).

Сброс осветленной воды из золоотвалов в реки и в природные водоемы производится в соответствии со статьями 66, 72, 89 Водного кодекса Республики Казахстан.

561. Сбросы посторонних вод в оборотную систему ГЗУ производятся при условии, что общее количество добавляемой воды не превысит фактические ее потери из системы в течение календарного года.

В качестве добавочной воды используются наиболее загрязненные промышленные стоки с направлением их в устройства, перекачивающие пульпу.

562. При нехватке осветленной воды подпитка оборотной системы ГЗУ технической водой производится путем перевода на техническую воду изолированной группы насосов.

Смешение в насосах и трубопроводах технической и осветленной воды не производится, за исключением систем с нейтральной или кислой реакцией осветленной воды.

563. В шлаковых ваннах механизированной системы шлакоудаления уровень воды поддерживается таким, чтобы обеспечивать остывание шлака и исключать подсос воздуха в топку.

564. Состояние смывных и побудительных сопел системы ГЗУ систематически контролируется, и при увеличении их внутреннего диаметра более чем на 10 % по сравнению с расчетным сопла заменяется.

565. Контрольно-измерительные приборы, устройства технологических защит, блокировок и сигнализации систем гидро- и пневмозолоудаления поддерживаются в исправности и периодически проверяются.

566. Выводимые в резерв или в ремонт тракты гидро- или пневмозолоудаления опорожняются и при необходимости промываются водой или продуваются воздухом.

567. При отрицательной температуре наружного воздуха выводимые из работы пульпопроводы и трубопроводы осветленной воды системы ГЗУ своевременно дренируются для предотвращения их замораживания.

568. Организуется систематический (по графику) контроль износа золошлакопроводов и своевременный поворот труб. Очистка трубопроводов от минеральных отложений производится при повышении гидравлического сопротивления трубопроводов на 20 % (при неизменном расходе воды, пульпы).

569. При повышенном абразивном износе элементов систем удаления и складирования золошлаков (пульпопроводы, золопроводы, сопла) принимаются меры для защиты этих элементов от износа (применение камнелитых изделий, абразивостойких металлов).

570. При необходимости проверяются уклоны пульпопроводов и надземных трубопроводов осветленной воды, произведена рихтовка труб или установка дополнительных дренажей.

571. Ремонт и замена оборудования производится по графику, составленному на основе опыта эксплуатации систем золо- и шлакоудаления. Указанный график

корректируется при изменении работы систем золошлакоудаления (изменение вида топлива, подключение дополнительных котлов).

572. Заполнение золоотвалов водой и золошлаками, а также выдача золошлаков из золоотвалов осуществляются по проектной документации.

Эксплуатация и контроль технического состояния дамб золоотвалов организуются в соответствии с требованиями главы 5 настоящих Правил.

573. Не менее чем за 3 года до окончания заполнения существующего золоотвала электростанцией обеспечивается наличие проекта создания новой емкости.

574. На границах золоотвалов, бассейнов и каналов осветленной воды, а также на дорогах, в зоне расположения внешней системы золоудаления устанавливаются предупреждающие и запрещающие знаки.

575. Для контроля уровня заполнения золоотвалов 1 раз в год производятся нивелировка поверхности расположенных выше уровня воды золошлаковых отложений и промеры глубин отстойного пруда по фиксированным створам.

Предельно допустимый уровень заполнения золоотвалов отмечается рейками (реперами).

576. Не проектное наращивание ограждающих дамб избегается. При наращивании дамб из золошлакового материала и мягких грунтов (суглинков, супесей) работы выполняются в теплое время года.

577. Устройства (лестницы, мостики, ограждения и др.), обеспечивающие уход за сооружениями и безопасность персонала содержатся в исправном состоянии.

578. На каждой электростанции составляются и выполняются планы мероприятий по обеспечению надежной работы системы удаления и складирования золы и шлака.

В планы включаются:

- 1) графики осмотров и ремонта оборудования, пульпопроводов осветленной воды;
- 2) график наращивания дамб, очистки трубопроводов от отложений, мероприятия по предотвращению пыления, рекультивации отработанных золоотвалов и другие.

Параграф 19. Станционные теплофикационные установки

579. Режим работы теплофикационной установки (давление в подающем и обратном трубопроводах и температура в подающем трубопроводе) осуществляется в соответствии с заданием диспетчера тепловой сети.

Температура воды в подающей линии водяной тепловой сети, в соответствии с утвержденным для системы теплоснабжения температурным графиком, задается по усредненной температуре наружного воздуха за промежутки времени в пределах 12-24 часов, определяемый диспетчером тепловой сети в зависимости от длины сетей, климатических условий и других факторов.

Отклонения от заданного режима за головной задвижкой электростанции обеспечиваются на уровне не более: по температуре воды, поступающей в тепловую

сеть, ± 3 %; по давлению в подающем трубопроводе ± 5 %, по давлению в обратном трубопроводе $\pm 0,2$ кгс/см² (± 20 кПа). Допускается превышение среднесуточной температуры обратной воды из тепловой сети заданной графиком не более чем на 3 %. Понижение температуры обратной воды по сравнению с графиком не лимитируется.

При превышении расчетного расхода сетевой воды диспетчеру тепловой сети принимаются меры к восстановлению расчетного расхода.

Отклонения давления и температуры пара на коллекторах электростанции обеспечиваются на уровне не более ± 5 % заданных параметров.

580. Для каждого сетевого подогревателя и группы подогревателей на основе проектных данных и результатов испытаний устанавливаются:

- 1) расчетная тепловая производительность и соответствующие ей параметры греющего пара и сетевой воды;
- 2) температурный напор и максимальная температура подогрева сетевой воды;
- 3) предельное допустимое давление с водяной и паровой сторон;
- 4) расчетный расход сетевой воды и соответствующие ему потери напора.

На основе данных испытаний устанавливаются потери напора в водогрейных котлах, трубопроводах и вспомогательном оборудовании теплофикационной установки при расчетном расходе сетевой воды.

Испытания проводятся на вновь смонтированных теплофикационных установках и периодически (1 раз в 3-4 года) в процессе эксплуатации.

581. Соблюдается равномерное регулирование температуры воды на выходе из сетевых подогревателей, на выводах тепловой сети, а также на станциях подмешивания, расположенных в тепловой сети, со скоростью, не превышающей 30 °С в час.

582. При работе сетевых подогревателей обеспечиваются:

- 1) контроль уровня конденсата и работы устройств автоматического поддержания уровня;
- 2) отвод неконденсирующихся газов из парового пространства;
- 3) контроль температурного напора;
- 4) контроль нагрева сетевой воды;
- 5) контроль гидравлической плотности по качеству конденсата греющего пара.

Трубная система теплообменных аппаратов периодически очищается по мере загрязнения, но не реже 1 раза в год (перед отопительным сезоном).

583. Устройства для автоматического включения резерва поддерживаются в постоянной готовности к действию и периодически проверяются по графику, утвержденному техническим руководителем энергообъекта.

584. Установка для подпитки тепловых сетей обеспечивает их подпитку химически очищенной деаэрированной водой в рабочем режиме и аварийную подпитку водой из систем хозяйственно-питьевого или производственного водопроводов.

585. Каждый случай подачи воды для подпитки тепловой сети, не отвечающей требованиям пунктов 527, 532 настоящих Правил, осуществляется с разрешения технического руководителя электростанции и отмечается в оперативном журнале с указанием количества поданной воды и источника водоснабжения.

В соединениях трубопроводов подпитывающего устройства с трубопроводами технической, циркуляционной или водопроводной воды предусматривается контрольный клапан между двумя закрытыми и plombированными задвижками. При нормальной работе тепловых сетей контрольный клапан поддерживается в закрытом состоянии.

586. Подпиточно-сбросные устройства поддерживают заданное давление на всасывающей стороне сетевых насосов.

Предусматривается защита обратных трубопроводов от внезапного повышения давления.

587. Баки-аккумуляторы и емкости запаса заполняются химически очищенной деаэрированной водой температурой не выше 95°C . Пропускная способность вестовой трубы поддерживается в соответствии с максимальной скоростью заполнения и опорожнения бака.

Предельный уровень заполнения баков-аккумуляторов и емкостей запаса, запроектированных без тепловой изоляции, при выполнении изоляции снижается на высоту, эквивалентную по массе тепловой изоляции.

Если в качестве бака-аккумулятора и емкости запаса применен бак для нефтепродуктов, рассчитанный на плотность продукта $0,9 \text{ т/м}^3$, уровень заполнения бака уменьшается на 10 %.

588. Эксплуатация баков-аккумуляторов без усиливающих наружных конструкций, предотвращающих лавинообразное разрушение бака, и без антикоррозионной защиты внутренней поверхности не производится.

Оценка состояния баков-аккумуляторов и емкостей запаса, определение их пригодности к дальнейшей эксплуатации производятся ежегодно в период отключения установок горячего водоснабжения путем визуального осмотра конструкции и основания баков, компенсирующих устройств трубопроводов, а также вестовых труб с составлением акта, утверждаемого техническим руководителем энергообъекта.

Инструментальное обследование конструкций бака-аккумулятора с определением толщины стенок и днища выполняется не реже 1 раза в 3 года в соответствии с требованиями нормативно-технических документов.

При коррозионном износе стен и днища бака на 20 % их проектной толщины и более дальнейшая эксплуатация бака независимо от характера износа и размера площади, подверженной коррозии, не производится.

589. После окончания монтажа или ремонта проводятся испытания баков-аккумуляторов и емкостей запаса.

На каждый принятый в эксплуатацию бак-аккумулятор и емкость запаса составляется паспорт.

590. Эксплуатация баков-аккумуляторов и емкостей запаса не производится:

1) при отсутствии блокировок, обеспечивающих полное прекращение подачи воды в бак при достижении ее верхнего предельного уровня, а также отключение насосов разрядки при достижении ее нижнего предельного уровня;

2) если баки не оборудованы аппаратурой для контроля уровня воды и сигнализации предельного уровня, переливной трубой, установленной на отметке предельно допустимого уровня заполнения, и вестовой трубой.

Электрическая схема сигнализации опробуется 1 раз в смену с записью в оперативном журнале.

Эксплуатация стационарных теплофикационных трубопроводов организуется в соответствии с требованиями настоящего раздела.

Теплофикационные трубопроводы не реже 1 раза в месяц осматриваются работниками электростанции, ответственными за безопасную эксплуатацию трубопроводов, и ежегодно проверяются на гидравлическую плотность.

591. Границей теплофикационного оборудования электростанции является ограждение ее территории, если нет иной документально оформленной договоренности с организациями, эксплуатирующими тепловые сети.

Стационарные контрольно-измерительные приборы – измерительные устройства расходомеров (измерительные диафрагмы), датчики этих приборов, первые запорные клапаны, импульсные линии и сами приборы – независимо от места их установки находятся в ведении электростанции, и обслуживаются ее персоналом.

592. Теплофикационное оборудование ремонтируется в соответствии с графиком, согласованным с организациями, эксплуатирующими тепловые сети.

Параграф 20. Тепловые сети

593. При эксплуатации тепловых сетей обеспечивается подача потребителям теплоносителя (воды и пара) установленных параметров в соответствии с заданным графиком при утечках теплоносителя и потерях тепла, не превышающих нормативных. При исчерпании фактической мощности источников тепла и пропускной способности магистралей тепловой сети присоединение новых потребителей не производится.

594. Границами обслуживания тепловых сетей, если нет документально оформленных актов границ балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности сторон, являются:

1) со стороны источника тепла – границы, устанавливаемые в соответствии с указаниями пункта 591 настоящих Правил;

2) со стороны потребителя тепла – стена камеры, в которой установлены принадлежащие энергообъектам задвижки на ответвлении к потребителю тепла.

Границы обслуживания тепловых сетей оформляются двусторонним актом.

595. Организация, эксплуатирующая тепловые сети, осуществляет контроль технического состояния и исправности трубопроводов, тепловых пунктов и другого оборудования, находящегося на балансе потребителей, а также за эксплуатационными режимами работы тепловых пунктов без права вмешательства в хозяйственную деятельность потребителя.

596. Организация, эксплуатирующая тепловую сеть, организует контроль поддержания в надлежащем состоянии путей подхода к объектам сети, а также дорожных покрытий и планировки поверхностей над подземными сооружениями.

При планировке поверхности земли над подземной трассой тепловой сети исключается попадание поверхностных вод на теплопроводы и в непроходные, полупроходные и проходные каналы трубопровода.

Ввод трубопроводов тепловой сети в эксплуатацию без устройств для спуска и отвода воды из каждого секционируемого участка не производится.

597. Организация, эксплуатирующая тепловую сеть, обеспечивает исправность ограждающих конструкций, препятствующих доступу посторонних лиц к оборудованию и к запорно-регулирующей арматуре.

598. Раскопка трассы трубопроводов тепловой сети или производство работ их посторонними организациями производится с разрешения организации, эксплуатирующей тепловую сеть, под наблюдением специально назначенного ею лица.

599. Организация, эксплуатирующая тепловую сеть, составляет:

- 1) план тепловой сети (масштабный);
- 2) оперативную и эксплуатационную (расчетную) схемы;
- 3) профили теплотрасс по каждой магистрали.

Ежегодно корректируются план, схемы и профили в соответствии с фактическим состоянием тепловой сети согласно требованиям пункта 57 настоящих Правил.

600. Оперативная схема тепловых сетей, а также настройка автоматики и устройств технологической защиты обеспечивают:

- 1) подачу потребителям теплоносителя заданных параметров в соответствии с договорами на пользование тепловой энергией;
- 2) оптимальное потокораспределение теплоносителя в тепловых сетях;
- 3) возможность осуществления совместной работы нескольких источников тепла на объединенную тепловую сеть и перехода при необходимости к отдельной работе источников;
- 4) преимущественное использование наиболее экономичных источников.

601. Всем тепломагистралям, камерам (узлам ответвления), подкачивающим, подпиточным и дренажным насосным, узлам автоматического регулирования,

неподвижным опорам, компенсаторам и другим сооружениям тепловой сети присваиваются эксплуатационные номера, которыми они обозначаются на планах, схемах и пьезометрических графиках.

На эксплуатационных (расчетных) схемах подлежат нумерации все присоединенные к сети абонентские системы, а на оперативных схемах, кроме того, секционирующая и запорная арматура.

Арматура, установленная на подающем трубопроводе (паропроводе), обозначается нечетным номером, а соответствующая ей арматура на обратном трубопроводе (конденсатопроводе) – следующим за ним четным номером.

602. Каждый район тепловых сетей оснащается перечнем газоопасных камер и проходных каналов. Перед началом работ такие камеры проверяются для обнаружения газа. Газоопасные камеры оснащаются специальными знаками, люки окрашиваются и содержатся под надежным запором.

Все газоопасные камеры и участки трассы отмечаются на оперативной схеме тепловой сети.

603. Организация, эксплуатирующая тепловые сети, осуществляет техническую приемку тепловых сетей, тепловых пунктов и систем теплоснабжения, принадлежащих потребителю, после их монтажа или ремонта, при этом потребитель выполняет гидравлическое испытание на прочность и плотность собственного оборудования давлением, не превышающим максимально допустимое пробное давление для данных сетей, арматуры и нагревательных приборов.

604. Организация, эксплуатирующая тепловые сети, организует постоянный контроль качества обратной сетевой воды в соответствии с требованиями пункта 532 настоящих Правил и выявляет абонентов, ухудшающих качество сетевой воды.

605. Трубопроводы тепловых сетей до ввода их в эксплуатацию после монтажа или капитального ремонта подвергаются очистке:

- 1) паропроводы – продувке со сбросом пара в атмосферу;
- 2) водяные сети в закрытых системах теплоснабжения и конденсатопроводы – гидropневматической промывке;
- 3) водяные сети в открытых системах теплоснабжения – гидropневматической промывке и дезинфекции с последующей повторной промывкой питьевой водой.

Повторная после дезинфекции промывка производится до достижения показателей сбрасываемой воды, соответствующим санитарно-эпидемиологическим требованиям.

606. Подключение тепловых сетей потребителей и систем теплоснабжения, не прошедших гидropневматическую промывку, а в открытых системах теплоснабжения дезинфекцию, не производится.

607. Все вновь смонтированные трубопроводы тепловых сетей до ввода в эксплуатацию подвергаются гидравлическому испытанию на плотность.

608. Заполнение сетевых трубопроводов, их промывка и повторная промывка, дезинфекция (для открытых систем теплоснабжения), включение системы циркуляции, продувка и прогрев паропроводов и операции по пуску водяных или паровых тепловых сетей, а также любые испытания сети или отдельных ее элементов и конструкций выполняются под руководством ответственного лица по специально разработанной технической программе, утвержденной руководством организации, эксплуатирующей тепловые сети, и согласованной с руководством энергообъекта – источника тепла.

609. Трубопроводы тепловых сетей заполняются водой температурой не выше 70 °С при отключенных системах теплопотребления.

610. Наружная поверхность трубопроводов и металлических конструкций тепловых сетей (балки, опоры, мачты, эстакады) защищается стойкими антикоррозионными покрытиями.

Ввод в эксплуатацию тепловых сетей после окончания строительства или капитального ремонта без наружного антикоррозионного покрытия труб и металлических конструкций не производится.

611. Трубопроводы тепловых сетей, арматура, компенсаторы и фланцевые соединения покрываются тепловой изоляцией в соответствии с проектной документацией.

Применение в тепловых сетях гидрофильной засыпной изоляции, а также набивной изоляции при прокладке трубопроводов в гильзах (футлярах) не производится.

612. Ввод в эксплуатацию тепловых сетей при неработающем понижающем дренаже не производится.

613. Проходные каналы, а также крупные узловые камеры, в которых установлено электрооборудование, оборудуются электроосвещением. Приточно-вытяжная вентиляция проходных каналов находится в исправном состоянии.

614. В качестве соединения труб тепловых сетей используются сварные соединения, за исключением мест применения фланцевой арматуры.

Для компенсаторов и арматуры хлопчатобумажные и пеньковые набивки не применяются.

615. При надземной прокладке тепловых сетей задвижки с электроприводами размещаются в помещении или заключаются в кожухи, защищающие арматуру и электропривод от атмосферных осадков и исключают доступ посторонних лиц.

616. Присоединение к тепловым сетям установок горячего водоснабжения с неисправными регуляторами температуры воды, а также теплопотребляющих систем с неисправными приборами учета не производится.

617. Для контроля технического состояния оборудования тепловых сетей и режимов их работы регулярно по графику производится обход теплопроводов и тепловых пунктов.

618. Организация, эксплуатирующая тепловые сети, выявляет дефекты строительных конструкций, трубопроводов и оборудования тепловой сети, осуществляет контроль их технического состояния, тепловой изоляции и антикоррозионного покрытия с применением современных приборов и методов диагностики, а также путем осмотра, опрессовок, испытаний на максимальную температуру теплоносителя и других методов. Организация, эксплуатирующая тепловые сети, осуществляет учет всех повреждений и выявленных дефектов по всем видам оборудования и анализ вызвавших их причин.

Контроль технического состояния трубопроводов и оборудования тепловой сети осуществляется с учетом требований устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

Периодичность проведения работ по контролю технического состояния оборудования тепловой сети определяется техническим руководителем организации, эксплуатирующей тепловые сети.

619. На водяных тепловых сетях и конденсатопроводах организуется систематический контроль состояния внутренней коррозии трубопроводов путем анализов сетевой воды и конденсата, а также по индикаторам внутренней коррозии, устанавливаемым в наиболее характерных точках (на выводах с ТЭЦ, концевых участках, в двух-трех промежуточных узлах магистрали). Неработающая тепловая сеть заполняется химически очищенной деаэрированной водой.

620. Из паропроводов насыщенного пара конденсат непрерывно отводится через конденсатоотводчики.

Работа конденсатоотводчиков на общий конденсатопровод без установки обратных клапанов не производится.

621. Секционирующие задвижки и запорная арматура в нормальном режиме используются в полностью открытом или полностью закрытом положении; регулирование ими расхода теплоносителя не производится.

622. Величина среднегодовой утечки теплоносителя из водяных тепловых сетей поддерживается на уровне не более 0,25 % среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных к ней системах теплоснабжения в час независимо от схемы их присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели). Сезонная норма утечки теплоносителя устанавливается в пределах среднегодового значения.

При определении утечки теплоносителя не учитывается расход воды на наполнение теплопроводов и систем теплоснабжения при их плановом ремонте и подключении новых участков сети и потребителей.

623. После ремонта до начала отопительного сезона проводится гидравлическое испытание сетей в целях проверки плотности и прочности трубопроводов и установленной запорной и регулирующей арматуры.

Минимальное значение пробного давления составляет 1,25 рабочего давления. При этом значение рабочего давления устанавливается техническим руководителем организации, эксплуатирующей тепловые сети, в соответствии с техническими требованиями устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

В каждом конкретном случае значение пробного давления устанавливается техническим руководителем организации, эксплуатирующей тепловые сети, в допустимых пределах, указанных в настоящем пункте.

Одновременное проведение гидравлических испытаний тепловых сетей на прочность и плотность и испытаний на максимальную температуру теплоносителя не производится.

624. Для гидравлических испытаний на прочность и плотность трубопроводы тепловых сетей заполняются водой не выше 45 °С.

На время проведения испытаний тепловой сети пробным давлением тепловые пункты и системы теплоснабжения надежно отключены.

625. Определение фактических тепловых и гидравлических потерь в тепловых сетях осуществляется не реже 1 раза в 5 лет.

626. Обеспечивается соответствие объема и периодичности испытаний тепловых сетей на потенциал блуждающих токов условиям по защите тепловых сетей от электрохимической коррозии.

627. Технологические защиты включаются в эксплуатацию постоянно. Отключение устройств технологической защиты во время работы тепловой сети производится с разрешения технического руководителя организации, эксплуатирующей тепловые сети, с оформлением в оперативной документации.

Устройства технологической защиты могут быть выведены из работы в следующих случаях:

- 1) при работе сетей в переходных режимах;
- 2) при очевидной неисправности защиты;
- 3) во время устранения аварий;
- 4) в период ремонта оборудования.

Работоспособность устройств технологической защиты периодически проверяется в сроки и в объеме, указанный в производственной инструкции организации.

628. Для двухтрубных водяных тепловых сетей в основу режима отпуска тепла закладывается график центрального качественного регулирования.

При наличии нагрузки горячего водоснабжения минимальная температура воды в подающем трубопроводе сети поддерживается:

- 1) для закрытых схем на уровне не ниже 70 °С;
- 2) для открытых схем горячего водоснабжения на уровне не ниже 60 °С.

629. Гидравлические режимы водяных тепловых сетей разрабатываются ежегодно для отопительного и летнего периодов.

Для открытых систем теплоснабжения в отопительный период режимы разрабатываются при максимальном водоразборе из подающего и обратного трубопроводов и при отсутствии водоразбора.

Мероприятия по регулированию расхода воды у потребителей составляются для каждого отопительного сезона.

Очередность сооружения новых магистралей и насосных станций, предусмотренных схемой теплоснабжения, определяется с учетом реального роста присоединяемой тепловой нагрузки, для чего в организации, эксплуатирующей тепловую сеть, разрабатываются гидравлические режимы системы теплоснабжения на ближайшие 3-5 лет.

В тепловых сетях предусматриваются мероприятия для обеспечения теплоснабжения потребителей при выходе из строя насосных станций и отдельных участков основных магистралей.

630. Давление воды в любой точке подающей линии водяных тепловых сетей, в трубопроводах и оборудовании источника тепла, тепловых сетей и тепловых пунктов и в верхних точках непосредственно присоединенных систем теплоснабжения при работе сетевых насосов обеспечивает с запасом не менее $0,5 \text{ кгс/см}^2$ (50 кПа) не вскипание воды при ее максимальной температуре.

Обеспечивается значение давления воды в обратной линии водяных тепловых сетей при работе сетевых насосов в любой точке не ниже $0,5 \text{ кгс/см}^2$ (50 кПа). Обеспечивается значение давления воды в обратной линии должно быть не выше допустимого для трубопроводов и оборудования источника тепла, тепловых сетей и тепловых пунктов и для непосредственно присоединенных систем теплоснабжения.

631. Величина статического давления в системах теплоснабжения обеспечивается такой, чтобы обеспечивать заполнение водой трубопроводов тепловой сети, а также всех непосредственно присоединенных систем теплоснабжения. Величина статического давления поддерживается на уровне не выше допустимого для трубопроводов и оборудования источника тепла, тепловых сетей и тепловых пунктов и непосредственно присоединенных систем теплоснабжения. Статическое давление определяется условно для температуры воды от 1 до $100 \text{ }^\circ\text{C}$.

632. При аварийном прекращении электроснабжения сетевых и перекачивающих насосов организации, эксплуатирующую тепловую сеть, необходимо обеспечить давление в тепловых сетях и системах теплоснабжения в пределах допустимого уровня. При возможности превышения этого уровня предусматривается установка специальных устройств, предохраняющих систему теплоснабжения от гидроударов.

633. Ремонт тепловых сетей производится в соответствии с утвержденным графиком (планом) на основе результатов анализа выявленных дефектов, повреждений, периодических осмотров, испытаний, диагностики и ежегодных опрессовок.

График ремонтных работ составляется исходя из условия одновременного ремонта трубопроводов тепловой сети и тепловых пунктов.

Организация, эксплуатирующая тепловые сети, систематически заменяет аварийные трубопроводы, а также выполнять работы, направленные на повышение надежности эксплуатации оборудования и сетей, эффективности использования отпущенного тепла, уменьшение потерь тепла и сетевой воды.

Параграф 21. Контроль за состоянием металла

634. Для обеспечения безопасной работы теплоэнергетического оборудования и предотвращения повреждений, которые могут быть вызваны дефектами изготовления деталей, а также развитием процессов ползучести, эрозии, коррозии, снижением прочностных и пластических характеристик при эксплуатации, организуется контроль структурного состояния основного и наплавленного металла (далее – контроль металла).

635. Контроль металла проводится по планам, утвержденным техническим руководителем электростанции, в сроки и в объемах, предусмотренных нормативно-техническими документами.

636. Контроль металла осуществляет лаборатория или служба металлов совместно с персоналом цехов, в ведении которых находится соответствующее оборудование. Распределение обязанностей по подготовке и проведению контроля утверждается техническим руководителем электростанции. Для выполнения работ привлекаются специализированные организации.

Сноска. Пункт 636 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

637. На электростанции организуется сбор и анализ информации о результатах контроля и повреждениях металла для разработки мероприятий по повышению надежности оборудования. При необходимости выполняется дополнительный контроль состояния металла.

638. Технические документы, в которых регистрируются результаты контроля, хранятся до списания оборудования.

639. Входной контроль производится в целях определения технического уровня поставляемых узлов и деталей, а также получения данных для сравнительной оценки состояния основного и наплавленного металла до начала работы оборудования и при последующем эксплуатационном контроле, определения уровня их свойств для оценки соответствия требованиям технических условий, правил и действующих норм.

640. Входному контролю подлежит металл вновь вводимых теплоэнергетических установок, а также вновь устанавливаемых при ремонте эксплуатируемого оборудования узлов и деталей.

641. Эксплуатационный контроль организуется для оценки изменения структурного состояния металла элементов оборудования и определения его пригодности к дальнейшей эксплуатации в пределах паркового срока службы.

642. Техническое диагностирование основных элементов энергооборудования (гибов трубопроводов, барабанов, коллекторов котла, паропроводов, сосудов, корпусов цилиндров, стопорных клапанов, роторов турбин) проводится специализированными организациями в целях определения дополнительного срока службы (после паркового ресурса) и разработки мероприятий, обеспечивающих надежную работу в течение указанного времени.

Техническое диагностирование сосудов проводится после исчерпания сроков службы, указанных в паспорте на сосуд.

643. Для оценки состояния основного и наплавленного металла применяются неразрушающие методы контроля.

644. При техническом диагностировании оценка фактического состояния металла проводится по вырезкам.

645. При неудовлетворительных результатах контроля металла ответственных деталей и узлов (гибов трубопроводов, барабанов, коллекторов котла, главных паропроводов, сосудов, корпусов цилиндров, стопорных клапанов, роторов турбины) или выработке ими паркового ресурса создается экспертно-техническая комиссия (далее – ЭТК), которая рассматривает результаты контроля металла за все время эксплуатации, другие необходимые документы и принимает решение о ремонте этих узлов и деталей и оставлении их в работе, либо обосновывает необходимость их демонтажа или проведения восстановительной термической обработки.

646. Для конкретной электростанции допускается разработка производственной инструкции по контролю металла, учитывающей особенности эксплуатации этой электростанции.

Глава 7. Электрическое оборудование электростанций и сетей

Сноска. Заголовок главы 7 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 28.09.2020 № 335 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Параграф 1. Генераторы и синхронные компенсаторы

647. При эксплуатации генераторов и синхронных компенсаторов обеспечиваются их бесперебойная работа в допустимых режимах, надежное действие систем

возбуждения, охлаждения, маслоснабжения, устройств контроля, защиты, автоматики и диагностики.

648. Автоматические регуляторы возбуждения (далее – АРВ) постоянно используются включенными в работе. Отключение АРВ или отдельных их элементов (ограничение минимального возбуждения) производится при проведении ремонта или проверки.

Настройка и действие АРВ увязываются с допустимыми режимами работы генераторов (синхронных компенсаторов), общестанционными и системными устройствами автоматики.

На электростанциях обеспечивается наличие данных об основных параметрах настройки АРВ.

На резервных возбудителях обеспечивается форсировка возбуждения кратностью не ниже 1,3 номинального напряжения ротора.

Сноска. Пункт 648 с изменением, внесенным приказом Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

649. АРВ и устройства форсировки рабочего возбуждения настраиваются так, чтобы при заданном понижении напряжения в сети были обеспечены:

- 1) предельное установившееся напряжение возбуждения не ниже двукратного в рабочем режиме, если это значение не ограничено для отдельных старых типов машин;
- 2) номинальная скорость нарастания напряжения возбуждения;
- 3) автоматическое ограничение заданной длительности форсировки.

650. Генераторы вводятся в эксплуатацию на основном возбуждении. В условиях эксплуатации переводы с основного возбуждения на резервное, и обратно выполняются без отключения генераторов от сети либо с отключением от сети при наличии требования завода изготовителя систем возбуждения.

651. На всех генераторах и синхронных компенсаторах, не имеющих обмоток отрицательного возбуждения, устанавливается и постоянно находится в работе защита обмотки ротора от перенапряжений (разрядник, гасительное сопротивление).

652. Резервные источники маслоснабжения уплотнений генераторов с водородным охлаждением автоматически включаются в работу при отключении рабочего источника и понижении давления масла ниже установленного предела.

Для резервирования основных источников маслоснабжения уплотнений генераторов мощностью 60 МВт и более демпферные (буферные) баки эксплуатируются в постоянно включенном состоянии. Запас масла в демпферных баках обеспечивает подачу масла и поддержание положительного перепада давлений "масло-водород" на уплотнениях вала в течение всего времени выбега турбоагрегата со срывом вакуума в случаях отказа всех источников маслоснабжения.

653. Турбогенераторы и синхронные компенсаторы с водородным охлаждением после монтажа и капитального ремонта вводятся в эксплуатацию при номинальном давлении водорода.

Для турбогенераторов, имеющих непосредственное водородное или водородно-водяное охлаждение активных частей, работа с нагрузкой на воздушном охлаждении не производится.

Непродолжительная работа таких машин при воздушном охлаждении производится в режиме холостого хода без возбуждения с температурой воздуха не выше указанной в инструкции завода-изготовителя. Для турбогенераторов серии ТВФ допускается кратковременное возбуждение машины, отключенной от сети.

654. Устройства для пожаротушения генераторов и синхронных компенсаторов эксплуатируются в постоянно готовом состоянии, предоставляющем возможность их быстрого приведения в действие.

655. При пуске и во время эксплуатации генераторов и синхронных компенсаторов осуществляется контроль:

- 1) электрических параметров статора, ротора и системы возбуждения;
- 2) температуры обмотки и стали статора, охлаждающих сред (в том числе, оборудования системы возбуждения), уплотнений вала подшипников и подпятников;
- 3) давления, в том числе, перепада давлений на фильтрах, удельного сопротивления и расхода дистиллята через обмотки и другие активные и конструктивные части;
- 4) давления и чистоты водорода;
- 5) давления и температуры масла, а также перепада давлений масло-водород в уплотнениях вала;
- 6) герметичности систем жидкостного охлаждения;
- 7) влажности газа в корпусе турбогенераторов с водородным и полным водяным охлаждением;
- 8) уровня масла в демпферных баках и поплавковых гидрозатворах турбогенераторов, в масляных ваннах подшипников и подпятников гидрогенераторов;
- 9) вибрации подшипников и контактных колец турбогенераторов, крестовин и подшипников гидрогенераторов.

656. Периодичность определения показателей работы газомасляной и водяной систем генераторов и синхронных компенсаторов, находящихся в работе или в резерве, является следующей:

- 1) температуры точки росы (влажности) водорода в корпусе генератора – не реже 1 раза в неделю, а при неисправной системе индивидуальной осушки газа или влажности, превышающей допустимую, – не реже 1 раза в сутки. Влажность газа внутри корпуса турбогенератора с полным водяным охлаждением контролируется непрерывно автоматически;

2) газоплотности корпуса машины (суточной утечки водорода) – не реже 1 раза в месяц, чистоты водорода в корпусе машины – не реже 1 раза в неделю по контрольным химическим анализам и непрерывно по автоматическому газоанализатору, а при неисправности автоматического газоанализатора – не реже 1 раза в смену;

3) содержания водорода в газовой ловушке, в картерах подшипников, экранированных токопроводах, кожухах линейных и нулевых выводов – непрерывно автоматическим газоанализатором, действующим на сигнал, а при неисправности или отсутствии такого газоанализатора – переносным газоанализатором или индикатором не реже 1 раза в сутки;

4) содержания кислорода в водороде внутри корпуса машины, в поплавковом гидрозатворе, в бачке продувки и в водородоотделительном баке маслоочистительной установки генератора – в соответствии с утвержденным графиком по данным химического контроля;

5) показателей качества дистиллята в системе водяного охлаждения обмоток и других частей генератора – в соответствии с типовой инструкцией по эксплуатации генераторов.

657. Чистота водорода обеспечивается не ниже:

1) в корпусах генераторов с непосредственным водородным охлаждением и синхронных компенсаторов всех типов – 98 %;

2) в корпусах генераторов с косвенным водородным охлаждением при избыточном давлении водорода $0,5 \text{ кгс/см}^2$ (50 кПа) и выше – 98 %;

3) при избыточном давлении водорода до $0,5 \text{ кгс/см}^2$ (50 кПа) – 95 %.

Величина температуры точки росы водорода в корпусе генератора при рабочем давлении поддерживается на уровне не выше 15°C и всегда ниже температуры воды на входе в газоохладители.

Величина температуры точки росы газа в корпусе генератора с полным водяным охлаждением поддерживается на уровне не выше значения, устанавливаемого заводской инструкцией по эксплуатации.

658. Значение содержания кислорода в водороде в корпусе генератора (синхронного компенсатора) обеспечивается на уровне не более 1,2 %, а в поплавковом гидрозатворе, бачке продувки и водородоотделительном баке маслоочистительной установки генератора – не более 2 %.

659. Величина содержания водорода в картерах подшипников, в экранированных токопроводах, кожухах линейных и нулевых выводов поддерживается на уровне менее 1 %. Работа турбогенератора при содержании водорода в токопроводах, кожухах линейных и нулевых выводов 1 % и выше, а в картерах подшипников более 2 % не производится.

660. Величина колебаний давления водорода в корпусе генератора (синхронного компенсатора) при номинально избыточном давлении водорода до 1 кгс/см^2 (100 кПа) поддерживается на уровне не более 20 %, а при большем избыточном давлении допускаются не более $\pm 0,2 \text{ кгс/см}^2$ (± 20 кПа).

661. На всасывающих магистралях маслонасосов синхронных компенсаторов при работе на водородном охлаждении обеспечивается избыточное давление масла не менее $0,2 \text{ кгс/см}^2$ (20 кПа).

662. Значение давления масла в уплотнениях при неподвижном и вращающемся роторе генератора поддерживается на уровне, превышающем давление водорода в корпусе машины. Низший и высший пределы перепада давлений указываются в инструкции завода-изготовителя.

663. В системе маслоснабжения уплотнений вала турбогенераторов постоянно включены в работу регуляторы давления масла (уплотняющего, прижимного, компенсирующего).

Обеспечивается соответствие опломбирования запорной арматуры системы маслоснабжения уплотнений вала требованиям пункта 398 настоящих Правил.

664. Обеспечивается значение суточной утечки водорода в генераторе не более 5 %, а суточный расход с учетом продувок – не более 10 % общего количества газа при рабочем давлении.

Обеспечивается значение суточного расхода водорода в синхронном компенсаторе не более 5 % общего количества газа в нем.

665. Генераторы включаются в сеть способом точной синхронизации.

При использовании точной синхронизации вводится блокировка от несинхронного включения.

При включении в сеть используется способ самосинхронизации, если это предусмотрено техническими условиями на поставку или специально согласовано с заводом-изготовителем.

При ликвидации аварий в энергосистеме турбогенераторы мощностью до 220 МВт включительно и все гидрогенераторы включаются на параллельную работу способом самосинхронизации. Турбогенераторы большей мощности включаются этим способом при условии, что кратность сверхпереходного тока к номинальному, определенная с учетом индуктивных сопротивлений блочных трансформаторов и сети, не превышает 3,0.

666. Генераторы при сбросе нагрузки и отключении, не связанного с повреждением агрегата или неисправной работой системы регулирования турбины, включаются в сеть без осмотра и ревизии.

667. Скорость повышения напряжения на генераторах и синхронных компенсаторах не ограничивается.

Скорость набора и изменения активной нагрузки для всех генераторов определяется условиями работы турбины или котла.

Скорость изменения реактивной нагрузки генераторов и синхронных компенсаторов с косвенным охлаждением обмоток, турбогенераторов газотурбинных установок, а также гидрогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток не ограничивается. На турбогенераторах с непосредственным охлаждением обмоток эта скорость в нормальных режимах поддерживается на уровне не выше скорости набора активной нагрузки, а в аварийных условиях – не ограничивается.

668. Номинальная мощность генераторов при номинальном коэффициенте мощности (для всех турбогенераторов мощностью 30 МВт и более и всех турбогенераторов газотурбинных и парагазовых установок также длительная максимальная мощность при установленных значениях коэффициента мощности и параметров охлаждения) и номинальная мощность синхронных компенсаторов сохраняются при одновременных отклонениях напряжения до $\pm 5\%$ и частоты до $\pm 2,5\%$ номинальных значений при условии, что при работе с повышенным напряжением и пониженной частотой сумма абсолютных значений отклонений напряжения и частоты не превышает 6% , если в стандартах на отдельные типы машин не оговорены иные условия по отклонению напряжения и частоты.

Наибольший ток ротора, полученный при работе с номинальной мощностью и при отклонениях напряжения в пределах $\pm 5\%$, длительно допустим при работе с номинальными параметрами охлаждающих сред.

При работе с длительной максимальной мощностью наибольший ток ротора при отклонении напряжения до $\pm 5\%$ длительно допустим при соответствующих параметрах охлаждения.

Для всех генераторов и синхронных компенсаторов наибольшее рабочее напряжение поддерживается на уровне не выше 110% номинального. При напряжении выше 105% номинального, допустимая мощность генератора и синхронного компенсатора устанавливается в соответствии с указаниями инструкций завода-изготовителя или по результатам испытаний.

При напряжении на генераторе или синхронном компенсаторе ниже 95% номинального, ток статора поддерживается на уровне не выше 105% длительно допустимого значения.

669. Длительная перегрузка генераторов и синхронных компенсаторов по току сверх значения, допустимого при данных температуре и давлении охлаждающей среды, не производится.

В аварийных условиях генераторы и синхронные компенсаторы разрешается кратковременно перегружать по токам статора и ротора согласно инструкциям завода-изготовителя.

Кратковременные перегрузки генераторов и синхронных компенсаторов по току статора имеют место, согласно приложению 19 к настоящим Правилам.

Допустимая перегрузка по току возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов с косвенным охлаждением обмоток определяется допустимой перегрузкой статора. Для турбогенераторов с непосредственным водородным или водяным охлаждением обмотки ротора допустимая кратность перегрузки турбогенератора по току ротора определяется, согласно приложению 20 настоящих Правил.

670. При появлении однофазного замыкания на землю в обмотке статора или цепи генераторного напряжения, блочный генератор (синхронный компенсатор) или блок при отсутствии генераторного выключателя автоматически отключается, а при отказе защиты – немедленно разгружается и отключается от сети:

1) на блоках генератор-трансформатор (компенсатор-трансформатор) без ответвлений на генераторном напряжении и с ответвлениями к трансформаторам собственных нужд – независимо от значения емкостного тока замыкания;

2) при замыкании на землю в обмотке статора блочных генераторов и синхронных компенсаторов, имеющих электрическую связь на генераторном напряжении с сетью собственных нужд или потребителей, при токах замыкания 5А и более.

Такие же меры предусматриваются при замыкании на землю в обмотке статора генераторов и компенсаторов, работающих на сборные шины при естественном токе замыкания на землю 5А и более.

При появлении замыкания на землю в цепях генераторного напряжения блочных генераторов (компенсаторов), имеющих электрическую связь с сетью собственных нужд или потребителей и включенных на сборные шины генераторов (компенсаторов), когда емкостный ток замыкания не превышает 5А и защиты действуют на сигнал или нечувствительны, работа генераторов (компенсаторов) допускается в течение не более 2 часов (для отыскания места замыкания, перевода нагрузки). При выявлении замыкания в обмотке статора генератор (компенсатор) отключается. Если установлено, что место замыкания на землю находится не в обмотке статора, по усмотрению технического руководителя электростанции или организации, эксплуатирующей электрическую сеть, производится по решению технического персонала работа генератора или синхронного компенсатора с замыканием в сети продолжительностью до 6 часов.

671. При появлении сигнала или выявлении измерениями глубокого снижения сопротивления изоляции цепи возбуждения турбогенератора с непосредственным охлаждением обмотки ротора он переводится на резервное возбуждение не более чем за 1 час, а при замыкании на землю – немедленно. Если при этом сопротивление изоляции восстановится, генератор может быть оставлен в работе, если оно останется пониженным, но выше предельного наименьшего значения, установленного

инструкцией завода-изготовителя, турбогенератор при первой возможности, но не позднее, чем через 7 суток выводится в ремонт.

При отсутствии системы резервного возбуждения или невозможности ее использования, а также при дальнейшем снижении сопротивления изоляции (ниже предельного наименьшего значения) при работе на резервном возбуждении турбогенератор в течение 1 часа разгружается, отключается от сети и выводится в ремонт.

При появлении замыкания на землю (снижении сопротивления изоляции до 2 кОм и ниже) в цепи возбуждения турбогенератора с косвенным охлаждением обмотки ротора он переводится на резервное возбуждение. Если при этом замыкание на землю исчезнет, генератор остается в работе по решению рабочего персонала. При обнаружении замыкания на землю в обмотке ротора турбогенератор при первой возможности выводится в ремонт. До вывода в ремонт при устойчивом замыкании обмотки ротора на корпус вводится защита от двойного замыкания на землю в обмотке ротора с действием на сигнал или отключение.

При появлении сигнала турбогенератор немедленно разгружается и отключается от сети. Если защита от двойного замыкания не предусмотрена или не может быть введена, то турбогенератор в течение 1 часа разгружается, отключается от сети и выводится в ремонт.

Работа гидрогенераторов и синхронных компенсаторов с замыканием на землю в цепи возбуждения не производится.

672. Допустимая длительная работа является работа, с разностью токов в фазах, не превышающей 12 % от номинального тока для турбогенераторов и 20 % для синхронных компенсаторов и дизель-генераторов.

Для гидрогенераторов с системой косвенного воздушного охлаждения обмотки статора допустимая разность токов в фазах достигает 20 % при мощности 125 МВ-А и ниже, и 15 % – при мощности свыше 125 МВ-А.

Для гидрогенераторов с непосредственным водяным охлаждением обмотки статора допускается разность токов в фазах 10 %. Создаются такие условия, чтобы во всех случаях ни в одной из фаз ток не превышал значение номинального.

673. Допустимая кратковременная работа для турбогенераторов в асинхронном режиме при отсутствии возбуждения и при сниженной нагрузке. Для турбогенераторов с косвенным охлаждением обмоток допустима нагрузка в указанном режиме до 60 % номинальной, а продолжительность работы при этом не более 30 минут.

Допустимая нагрузка и продолжительность работы в асинхронном режиме без возбуждения асинхронизированных турбогенераторов и турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток устанавливаются на основании инструкции завода-изготовителя, а при ее отсутствии – на основании результатов специальных испытаний.

Допустимость асинхронных режимов турбогенераторов по их воздействию на сеть устанавливается расчетами или испытаниями.

Работа гидрогенераторов и турбогенераторов с наборными зубцами ротора в асинхронном режиме без возбуждения не допускается. Несинхронная работа отдельного возбужденного генератора любого типа относительно других генераторов электростанции не производится.

674. Допустимость и продолжительность работы генератора в режиме электродвигателя ограничиваются условиями работы турбины и определяются заводом-изготовителем турбины.

675. Допустимая длительная работа для генераторов с коэффициентом мощности ниже номинального и в режиме синхронного компенсатора с перевозбуждением (в индуктивном квадранте) является работа при токе возбуждения не выше длительно допустимого при данных параметрах охлаждающих сред.

Допустимая реактивная нагрузка генераторов в режиме синхронного компенсатора и синхронных компенсаторов с недовозбуждением (в емкостном квадранте) устанавливается на основании инструкции завода-изготовителя, а при их отсутствии на основании результатов специальных тепловых испытаний.

676. Допустимая длительная работа для генераторов с косвенным охлаждением обмоток является работа при повышении коэффициента мощности от номинального до единицы с сохранением номинального значения полной мощности.

Допустимые длительные нагрузки генераторов в режиме работы с недовозбуждением, а также при повышении коэффициента мощности от номинального до единицы для генераторов с непосредственным охлаждением устанавливаются на основании указаний инструкции завода-изготовителя.

При регулярной работе генератора в режиме недовозбуждения обеспечивается автоматическое ограничение минимального тока возбуждения.

677. Работа генераторов с непосредственным жидкостным охлаждением обмоток при отсутствии циркуляции дистиллята или масла в обмотках во всех режимах, кроме режима холостого хода без возбуждения, не производится.

При прекращении циркуляции охлаждающей жидкости в обмотках с непосредственным жидкостным охлаждением нагрузка автоматически снимается в течение 2 минут (если в инструкциях на отдельные типы генераторов не оговорены иные требования), генератор отключается от сети и возбуждение снимается.

678. Сопротивление изоляции всей цепи возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов с газовым охлаждением обмотки ротора и с воздушным охлаждением элементов системы возбуждения, измеренное мегаомметром на напряжение 500-1000 В, поддерживается на уровне не менее 0,5 МОм.

При водяном охлаждении обмотки ротора или элементов системы возбуждения допустимые значения сопротивления изоляции цепи возбуждения определяются

заводскими инструкциями по эксплуатации генераторов и систем возбуждения и объемами и нормами испытания электрооборудования.

Работа генераторов и синхронных компенсаторов, имеющих сопротивление изоляции цепей возбуждения ниже нормированных значений, производится с разрешения технического руководителя электростанции или организации, эксплуатирующей электрические сети, с учетом требований настоящего пункта Правил

679. Обеспечивается соответствие качества дистиллята (изоляционного масла), циркулирующего в системе жидкостного охлаждения обмоток и выпрямительных установок генераторов, требованиям типовой и заводских инструкций по эксплуатации генераторов и систем возбуждения.

Фильтры, установленные в системе жидкостного охлаждения, постоянно находятся в работе.

При снижении удельного сопротивления дистиллята в обмотках генератора до 100 кОм-см вводится в действие предупредительная сигнализация, а при его снижении до 50 кОм-см генератор разгружается, отключается от сети и возбуждение снимается.

680. Сопротивление изоляции подшипников и корпусов уплотнений вала генераторов, синхронных компенсаторов и возбuditелей при полностью собранных маслопроводах, измеренное при монтаже или ремонте мегаомметром на напряжение 1000 В, поддерживается на уровне не менее 1 мегаомм (далее – Мом), а для подпятников и подшипников гидрогенераторов – не менее 0,3 МОм, если в инструкциях не оговариваются иные требования.

Исправность изоляции подшипников и уплотнений вала турбогенераторов, подшипников синхронных компенсаторов с воздушным охлаждением и возбuditелей, а также подпятников и подпятников гидрогенераторов (если позволяет конструкция последних) проверяется не реже 1 раза в месяц.

Исправность изоляции подшипников синхронных компенсаторов с водородным охлаждением проверяется при капитальном ремонте.

681. Для предотвращения повреждений генератора, работающего в блоке с трансформатором, при неполнофазных отключениях или включениях выключателя генератор отключается смежными выключателями секции или системы шин, к которой присоединен блок.

682. Обеспечивается соответствие величины вибрации подшипников турбогенераторов требованиям пункта 407, а крестовин и подшипников гидрогенераторов – требованиям пункта 227 настоящих Правил.

У синхронных компенсаторов с номинальной частотой вращения 750 и 1000 об/мин значение двойной амплитуды вибрации обеспечивается на уровне не выше 80 мкм. При

отсутствии устройства дистанционного измерения вибрации периодичность контроля устанавливается в зависимости от вибрационного состояния компенсатора, но не реже 1 раза в год.

Вибрация контактных колец турбогенераторов измеряется не реже 1 раза в 3 месяца и поддерживается значение на уровне не выше 300 мкм.

683. После монтажа и капитального ремонта генераторы и синхронные компенсаторы могут быть включены в работу без сушки. Необходимость сушки устанавливается объемами и нормами испытания электрооборудования.

684. Заполнение генераторов с непосредственным охлаждением обмоток водородом и освобождение от него в нормальных условиях производятся при неподвижном роторе или вращении его от валоповоротного устройства.

В аварийных условиях освобождение от водорода может быть начато во время выбега машины. Водород или воздух вытесняется из генератора (синхронного компенсатора) инертными газами (углекислым газом или азотом) в соответствии с требованиями нормативно-технических документов по эксплуатации газовой системы водородного охлаждения генераторов.

685. На электростанциях, где установлены генераторы с водородным охлаждением, запас водорода обеспечивает его 10-дневный эксплуатационный расход и однократное заполнение одного генератора наибольшего газового объема, а запас углекислого газа или азота – шестикратное заполнение генератора с наибольшим газовым объемом.

При наличии на электростанции резервного электролизера допустимое уменьшение запаса водорода в ресиверах достигает 50 %.

686. Запас водорода на подстанциях, где установлены синхронные компенсаторы с водородным охлаждением, обеспечивает 20-дневный эксплуатационный расход водорода и однократное заполнение одного компенсатора с наибольшим газовым объемом, а при наличии электролизной установки – 10-дневный расход и однократное заполнение указанного компенсатора. Запас углекислого газа или азота на таких подстанциях обеспечивает трехкратное заполнение этого же компенсатора.

687. Обслуживание и ремонт системы газового охлаждения (газопроводов, арматуры, газоохладителей), элементов системы непосредственного жидкостного охлаждения обмоток и других активных и конструктивных частей внутри корпуса генератора, а также электрооборудования всей водяной и газомасляной систем, перевод турбогенератора с воздушного охлаждения на водородное, и наоборот, участие в приемке из ремонта масляных уплотнений, поддержание заданных чистоты, влажности и давления водорода в генераторе необходимо осуществлять электрическому цеху электростанции.

Надзор за работой и ремонт системы маслоснабжения уплотнений вала (включая регуляторы давления масла и лабиринтные маслоуловители), масляных уплотнений вала всех типов, оборудования и распределительной сети охлаждающей воды до

газоохладителей, а также оборудования системы подачи и слива охлаждающего дистиллята вне генератора необходимо осуществлять турбинному или котлотурбинному цеху.

На тех электростанциях, где имеется специализированный ремонтный цех, ремонт указанного оборудования необходимо выполнять этому цеху.

688. Капитальные и текущие ремонты генераторов совмещаются с капитальными и текущими ремонтами турбин.

Капитальный ремонт синхронных компенсаторов производится 1 раз в 4-5 лет. Первые ремонтные работы с выемкой ротора на турбогенераторах и синхронных компенсаторах, включая усиление крепления лобовых частей, перекалиновку пазов статора, проверку крепления шин и кронштейнов, проверку крепления и плотности запрессовки сердечника статора, производятся не позднее, чем через 8000 часов работы после ввода в эксплуатацию. Первые ремонтные работы на гидрогенераторах производятся не позднее, чем через 6000 часов.

Выемка роторов генераторов и синхронных компенсаторов при последующих ремонтах осуществляется по необходимости или в соответствии с требованиями настоящих Правил, Правил устройства электроустановок, утвержденным в соответствии с подпунктом 270) пункта 15 Положения.

Сноска. Пункт 688 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

689. Профилактические испытания и измерения на генераторах и синхронных компенсаторах проводятся по объемам и нормам испытания электрооборудования в соответствии с приложением 1 РД 34.45-51.300-97 "Объем и нормы испытаний электрооборудования".

690. Плановые отключения генераторов от сети при наличии положительной мощности на выводах машин не производятся.

691. При плановых и аварийных отключениях генераторов (блоков генератор-трансформатор) обеспечивается безотлагательная разборка главной схемы электрических соединений для предотвращения самопроизвольной или ошибочной подачи напряжения на останавливающийся генератор.

692. Для генерирующих установок из возобновляемых источников энергии обеспечивается устойчивая работа (без автоматического отключения от сети) в случае отклонения частоты в сети от номинальной величины в минимальные периоды времени, в которых генерирующий модуль должен быть способен работать без отключения от сети, указанных в таблице приложения 21 настоящих Правил.

В случае отклонения частоты сети от ее номинальной величины запрещается какое-либо автоматическое отключение ГУВИЭ от сети в связи с отклонением в пределах частотных диапазонов минимальных периодов времени, в которых

генерирующий модуль должен быть способен работать без отключения от сети, определенных в таблице приложения 21 настоящих Правил.

Более широкие частотные диапазоны или большее минимальное время работы могут быть согласованы Системным оператором в условиях, устанавливаемых в ПТЭ, ЭСП, техническими условиями на присоединение к сети для обеспечения оптимального использования технических возможностей ГУВИЭ при необходимости сохранения или восстановления надежности системы.

Независимо от положений указанных в первом абзаце данного пункта, ГУВИЭ должен быть способен автоматически отключаться при определенной частоте по требованию Системного оператора. Условия и установки автоматического отключения согласовываются Системным оператором в условиях, устанавливаемых в технических условиях на присоединение к сети.

ГУВИЭ обеспечивают устойчивую выдачу мощности при снижении частоты до момента отключения тепловых электрических станций действием ЧДА.

Частотные диапазоны ГУВИЭ уточняются на стадии проектирования с целью сохранить эффективность работы АЧР.

693. ГУВИЭ оснащаются автоматикой регулирования генерации активной мощности, обеспечивающей участие ВЭС в первичном регулировании частоты (при отклонении частоты в сети, как в сторону снижения, так и в сторону повышения относительно номинальной величины). Настройки автоматике регулирования генерации активной мощности согласовываются с Системным оператором, автоматика вводится в работу по команде Системного оператора.

694. ГУВИЭ остаются подключенными к сети при падениях линейного (междуфазного) напряжения в точке подключения к сети, вызванных асинхронным режимом в прилегающей сети или близкими короткими замыканиями (симметричными или асимметричными). При этом соответствующие требуемые условия устойчивой работы ВЭС определены характеристикой "напряжение-время", указанной на рисунке 1 приложения 21 настоящих Правил.

695. ГУВИЭ обеспечивают возможность автономного пуска. При этом обеспечивается возможность синхронизации ГУВИЭ с сетью в пределах частот минимальных периодов времени, в которых генерирующий модуль должен быть способен работать без отключения от сети, определенных в таблице приложения 21 настоящих Правил.

696. ГУВИЭ обеспечивает возможность работы в изолированном режиме с выделенной нагрузкой. При этом обеспечивается возможность изолированной работы в пределах частот и периодов времени, указанных выше.

697. ГУВИЭ оснащаются автоматикой, обеспечивающей регулирование генерации реактивной мощности:

- а) в режиме регулирования напряжения;

- б) в режиме регулирования реактивной мощности;
- в) в режиме регулирования коэффициента мощности.

Целесообразность установки какого-либо из указанных режимов регулирования определяется Системным оператором.

698. ГУВИЭ обеспечивает диапазон регулирования реактивной мощности в пределах, указанных на рисунке 2 в приложения 21 настоящих Правил.

699. При снижении (или повышении) напряжения в точке подключения за пределы, указанные на рисунке 3 приложения 21 настоящих Правил, обеспечивается работа ГУВИЭ в режиме максимальной генерации (или максимального потребления) реактивной мощности.

700. Требования к контрольно-измерительному оборудованию ГУВИЭ:

1) ГУВИЭ оборудуется соответствующей аппаратурой, фиксирующей работу автоматики станции, обеспечивающей регистрацию неисправностей и мониторинг переходных процессов, контроль состояния динамической системы и (измерение), а также следующих параметров напряжения, активной мощности, реактивной мощности, частоты, скорости ветра, температуры окружающей среды, качества электрической энергии;

2) установка (параметров) оборудования аварийной регистрации, в том числе критериев активации и частоты замеров, устанавливаются Системным оператором в технических условиях на присоединение;

3) аппаратура контроля динамической системы и аппаратура контроля качества электроснабжения предусматривает обеспечение доступа Системного оператора к информации. Протокол передачи данных согласовывается с Системным оператором в условиях, установленных в ТУ на присоединение, ЭСП или каких-либо других двусторонних договорах.

701. На этапе согласования проекта по строительству ГУВИЭ Системному оператору представляется имитационная (расчетная) модель ГУВИЭ, а также выполненные на имитационной модели расчеты, демонстрирующие соответствие ГУВИЭ требованиям законодательства Республики Казахстан в области электроэнергетики.

Имитационная модель представляется в формате, определенном Системным оператором.

Параграф 2. Электродвигатели

702. При эксплуатации электродвигателей, их пускорегулирующих устройств и защит обеспечивается их надежная работа при пуске и в рабочих режимах.

703. На шинах собственных нужд электростанции напряжение поддерживается в пределах 100-105 % номинального. При необходимости производится работа

электродвигателей при напряжении 90-110 % номинального с сохранением их номинальной мощности.

При изменении частоты питающей сети в пределах $\pm 2,5$ % номинального значения производится работа электродвигателей с номинальной мощностью.

Номинальная мощность электродвигателей сохраняется при одновременном отклонении напряжения до ± 10 % и частоты до $\pm 2,5$ % номинальных значений при условии, что при работе с повышенным напряжением и пониженной частотой или с пониженным напряжением и повышенной частотой сумма абсолютных значений отклонений напряжения и частоты не превышает 10 %.

704. На электродвигатели и приводимые ими механизмы наносятся стрелки, указывающие направление вращения. На электродвигатели и их пусковых устройствах наносятся надписи с наименованием агрегата, к которому они относятся.

705. Продуваемые электродвигатели, устанавливаемые в пыльных помещениях и в помещениях с повышенной влажностью, оборудуются устройствами подвода чистого охлаждающего воздуха. Обеспечивается соответствие количества воздуха, продуваемого через электродвигатель, а также его параметры (температура, содержание примесей) требованиям заводских инструкций.

Плотность тракта охлаждения (воздуховодов, узлов присоединения кожухов воздуховодов к корпусу электродвигателя, заслонок) проверяется не реже 1 раза в год.

Индивидуальные электродвигатели внешних вентиляторов охлаждения автоматически включаются и отключаются при включении и отключении основных электродвигателей.

706. Электродвигатели с водяным охлаждением обмотки ротора и активной стали статора, а также со встроенными водяными воздухоохладителями оборудуются устройствами, сигнализирующими о появлении воды в корпусе. Обеспечивается соответствие эксплуатации оборудования и аппаратуры систем водяного охлаждения, качества конденсата и воды требованиям инструкции завода-изготовителя.

707. На электродвигателях, имеющих принудительную смазку подшипников, устанавливается защита, действующая на сигнал и отключение электродвигателя при повышении температуры вкладышей подшипников или прекращении поступления смазки.

708. При перерыве в электропитании электродвигателей (включая электродвигатели с регулируемой частотой вращения) ответственного тепломеханического оборудования обеспечивается их групповой самозапуск при повторной подаче напряжения от рабочего или резервного источника питания с сохранением устойчивости технологического режима основного оборудования.

Обеспечивается время перерыва питания, определяемое выдержками времени технологических и резервных электрических защит, не более 2,5 секунд.

Перечень ответственных механизмов утверждается техническим руководителем электростанции.

709. Электродвигатели с короткозамкнутыми роторами запускаются из холодного состояния по решению технического персонала 2 раза подряд, из горячего – 1 раз, если заводской инструкцией не допускается большего количества пусков. Последующие пуски производятся после охлаждения электродвигателя в течение времени, определяемого заводской инструкцией для данного типа электродвигателя.

Повторные включения электродвигателей при отключении их основными защитами производятся после обследования и проведения контрольных измерений сопротивления изоляции.

Для двигателей ответственных механизмов, не имеющих резерва, повторное включение производится после внешнего осмотра двигателя.

Повторное включение двигателей в случаях действия резервных защит до выяснения причины отключения не производится.

710. Электродвигатели, длительно находящиеся в резерве, и автоматические устройства включения резерва осматриваются и опробуются вместе с механизмами по утвержденному техническим руководителем графику. При этом у электродвигателей наружной установки, не имеющих обогрева, проверяется сопротивление изоляции обмотки статора и коэффициент абсорбции.

711. Величины вертикальной и поперечной составляющих вибрации (среднее квадратическое значение виброскорости или удвоенная амплитуда колебаний), измеренные на подшипниках электродвигателей, сочлененных с механизмами, обеспечиваются не выше значений, указанных в инструкции завода-изготовителя.

При отсутствии таких указаний в технической документации вертикальная и поперечная составляющие вибрации, измеренные на подшипниках электродвигателей, сочлененных с механизмами, обеспечиваются не выше значений, согласно приложению 22 к настоящим Правилам.

Для электродвигателей, сочлененных с углеразмольными механизмами, дымососами и другими механизмами, вращающиеся части которых подвержены быстрому износу, а также для электродвигателей, сроки эксплуатации которых превышают 15 лет, допускается работа агрегатов с повышенной вибрацией подшипников электродвигателей в течение времени, необходимого для устранения причины повышения вибрации. Величины норм вибрации для этих условий обеспечиваются не выше значений, приведенных в пункте 692 настоящих Правил.

Периодичность измерений вибрации ответственных механизмов устанавливается по графику, утвержденному техническим руководителем электростанции.

712. Надзор за нагрузкой электродвигателей, щеточным аппаратом, вибрацией, температурой элементов и охлаждающих сред электродвигателя (обмотки и сердечника статора, воздуха, подшипников), уход за подшипниками (поддержание требуемого

уровня масла) и устройствами подвода охлаждающего воздуха, воды к воздухоохладителям и обмоткам, а также операции по пуску и останову электродвигателя осуществляет дежурный персонал цеха, обслуживающий механизм.

Когда через камеры охладителей проходят токоведущие части, надзор и обслуживание схемы охлаждения в пределах этих камер осуществляется персоналом электроцеха.

713. Электродвигатели немедленно отключаются от сети при несчастных случаях с людьми, появлении дыма или огня из корпуса электродвигателя, его пусковых и возбуждающих устройств, поломке приводимого механизма.

Электродвигатель останавливается после пуска резервного двигателя (если он имеется) в случаях:

- 1) появления запаха горелой изоляции;
- 2) резкого увеличения вибрации электродвигателя или механизма;
- 3) недопустимого возрастания температуры подшипников;
- 4) перегрузки выше допустимых значений;

5) угрозы повреждения электродвигателей (заливание водой, запаривание, ненормальный шум).

714. Для электродвигателей переменного тока мощностью свыше 100 кВт, а также электродвигателей механизмов, подверженных технологическим перегрузкам, обеспечивается контроль тока статора.

На электродвигателях постоянного тока для привода питателей топлива, аварийных маслонасосов турбин и уплотнений вала независимо от их мощности контролируется ток якоря.

715. Профилактические испытания и ремонт электродвигателей, их съём и установку при их ремонте производит персонал электроцеха, за исключением электродвигателей задвижек, обслуживаемых цехом тепловой автоматики и измерений (далее – ТАИ).

716. Центровку и балансировку агрегата, ремонт и установку соединительных муфт (полумуфт электродвигателя и механизма) и выносных подшипников; ремонт вкладышей подшипников скольжения электродвигателей, фундаментов и рамы, масляной системы (при принудительной смазке подшипников), устройств подвода воздуха, а также воды к воздухоохладителям, обмоткам и другим элементам электродвигателя; охладителей, не встроенных в статор электродвигателей, производится персоналом цеха, обслуживающим приводимый механизм, или персоналом подрядной организации, производящим ремонт оборудования на данной электростанции.

Профилактические испытания и измерения на электродвигателях организуются по объемам и нормам испытания электрооборудования.

Параграф 3. Силовые трансформаторы и масляные шунтирующие реакторы

717. При эксплуатации трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих масляных реакторов выполняются условия их надежной работы. Значение нагрузок, уровня напряжения, температуры отдельных элементов трансформаторов (реакторов), характеристик масла и параметров изоляции обеспечиваются в пределах установленных норм, устройства охлаждения, регулирования напряжения, другие элементы содержатся в, исправном состоянии.

Трансформаторы (реакторы), оборудованные устройствами газовой защиты, устанавливаются так, чтобы крышка имела подъем по направлению к газовому реле не менее 1 %, а маслопровод к расширителю – не менее 2 %.

718. Стационарные средства пожаротушения, маслоприемники, маслоотводы и маслоборники содержатся в исправном состоянии.

719. На баках трансформаторов и реакторов наружной установки указываются станционные (подстанционные) номера. Такие же номера наносятся на двери и внутреннюю поверхность трансформаторных пунктов и камер.

На баки однофазных трансформаторов и реакторов наносится расцветка фазы. Трансформаторы и реакторы наружной установки окрашиваются в светлые тона краской, стойкой к атмосферным воздействиям и воздействию масла.

720. Питание электродвигателей устройств охлаждения трансформаторов (реакторов) осуществляется от двух источников, а для трансформаторов (реакторов) с принудительной циркуляцией масла – с применением АВР.

721. Устройства регулирования напряжения под нагрузкой (далее – РПН) трансформаторов применяются в работе в автоматическом режиме. По решению технического руководителя энергообъекта устанавливается неавтоматический режим регулирования напряжения путем дистанционного переключения РПН с пульта управления, если колебания напряжения в сети находятся в пределах, удовлетворяющих требования потребителей электроэнергии.

Переключение устройства РПН трансформатора, находящегося под напряжением, вручную (рукояткой) не производится.

722. Вентиляция трансформаторных подстанций и камер обеспечивает работу трансформаторов во всех нормированных режимах.

723. На трансформаторах и реакторах с принудительной циркуляцией воздуха и масла (охлаждение вида ДЦ) и на трансформаторах с принудительной циркуляцией воды и масла (охлаждение вида Ц) устройства охлаждения автоматически включаются (отключаются) одновременно с включением (отключением) трансформатора или

реактора. Для принудительной циркуляции масла обеспечивается непрерывность независимо от нагрузки. Порядок включения (отключения) систем охлаждения определяется инструкцией завода-изготовителя.

Эксплуатация трансформаторов и реакторов с искусственным охлаждением без включенных в работу устройств сигнализации о прекращении циркуляции масла, охлаждающей воды или об останове вентиляторов не производится.

724. На трансформаторах с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения Д) электродвигатели вентиляторов автоматически включаются при достижении температуры масла 55°C или номинальной нагрузки независимо от температуры масла и отключаются при понижении температуры масла до 50°C , если при этом ток нагрузки менее номинального.

Условия работы трансформаторов с отключенным дутьем определяются инструкцией завода-изготовителя.

725. При масловодяном охлаждении трансформаторов обеспечивается исключение превышения давления масла в маслоохладителях над давлением циркулирующей в них воды не менее чем на $0,1 \text{ кгс/см}^2$ (10 кПа) при минимальном уровне масла в расширителе трансформатора.

Система циркуляции воды включается после включения рабочих маслонасосов при температуре верхних слоев масла не ниже 15°C и отключается при понижении температуры масла до 10°C , если иное не оговорено в технической документации завода-изготовителя.

Предусматриваются меры для предотвращения замораживания маслоохладителей, насосов и водяных магистралей.

726. Уровень масла в расширителе неработающего трансформатора (реактора) поддерживается на уровне отметки, соответствующей температуре масла в трансформаторе (реакторе).

727. При номинальной нагрузке значение температуры верхних слоев масла поддерживается (если заводами-изготовителями не оговорены иные температуры) у трансформатора и реактора с охлаждением ДЦ – не выше 75°C , с естественным масляным охлаждением М и охлаждением Д – не выше 95°C ; у трансформаторов с охлаждением Ц температура масла на входе в маслоохладитель – не выше 70°C .

728. Допустимая продолжительная работа трансформаторов (при мощности не более номинальной) является работа при напряжении на любом ответвлении обмотки на 10 % выше номинального для данного ответвления. При этом значение напряжения на любой обмотке поддерживается на уровне не выше наибольшего рабочего.

Для автотрансформаторов с ответвлениями в нейтрали для регулирования напряжения или предназначенных для работы с последовательными регулировочными трансформаторами допустимое повышение напряжения определяется заводом-изготовителем.

729. Для масляных трансформаторов допускается длительная перегрузка по току любой обмотки на 5 % номинального тока ответвления, если напряжение на ответвлении не превышает номинального.

Кроме того, для трансформаторов в зависимости от режима работы могут иметь место систематические перегрузки, значение и длительность которых регламентируются типовой инструкцией по эксплуатации трансформаторов и инструкциями заводов-изготовителей.

В автотрансформаторах, к обмоткам низкого напряжения которых подключены генератор, синхронный компенсатор или нагрузка, организуется контроль тока общей части обмотки высшего напряжения.

730. В аварийных режимах может иметь место кратковременная перегрузка трансформаторов сверх номинального тока при всех системах охлаждения независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей среды в пределах норм кратковременной перегрузки трансформаторов сверх номинального тока, согласно приложению 23 к настоящим Правилам.

731. При аварийном отключении устройств охлаждения, условия работы трансформаторов определяются требованиями заводской документации.

732. Включение трансформаторов на номинальную нагрузку производится:

- 1) с системами охлаждения М и Д при любой отрицательной температуре воздуха;
- 2) с системами охлаждения ДЦ и Ц при температурах окружающего воздуха не ниже минус 25 °С.

При более низких температурах трансформатор предварительно прогревается включением на нагрузку около 0,5 номинальной без запуска системы циркуляции масла до достижения температуры верхних слоев масла минус 25 °С, после чего включается система циркуляции масла. В аварийных условиях производится включение трансформатора на полную нагрузку независимо от температуры окружающего воздуха, а при системе охлаждения с направленной циркуляцией масла в обмотке или с направленным потоком масла в обмотках трансформаторов - в соответствии с заводскими инструкциями.

733. Переключающие устройства РПН трансформаторов включаются в работу при температуре верхних слоев масла минус 20 °С и выше (для погружных резисторных устройств РПН) и минус 45 °С и выше (для устройств РПН с токоограничивающими

реакторами, а также для переключающих устройств с контактором, расположенным на опорном изоляторе вне бака трансформатора и оборудованным устройством искусственного подогрева) инструкций.

Эксплуатация устройств РПН организуется в соответствии с требованиями заводов-изготовителей.

734. Для каждой электроустановки в зависимости от графика нагрузки с учетом надежности питания потребителей и минимума потерь энергии определяется количество одновременно работающих трансформаторов.

В распределительных электросетях напряжением до 15 кВ включительно организуются измерения нагрузок и напряжений трансформаторов в период максимальных и минимальных нагрузок. Срок и периодичность измерений устанавливаются техническим руководителем энергообъекта.

735. Работа двухобмоточных трансформаторов, имеющих расщепленную обмотку низкого напряжения, производится по решению технического персонала при одинаковых напряжениях частей обмотки с параллельным соединением этих частей.

736. Нейтрали обмоток 110 кВ и выше автотрансформаторов и реакторов, а также трансформаторов 330 кВ и выше работают в режиме глухого заземления.

Допускается заземление нейтрали трансформаторов и автотрансформаторов через специальные реакторы по решению технического руководителя.

Допускается работа трансформаторов 110 и 220 кВ с испытательным напряжением нейтрали соответственно 100 и 200 кВ с разземленной нейтралью при условии ее защиты разрядником по решению технического руководителя.

При обосновании расчетами допускается работа трансформаторов 110 кВ с разземленной нейтралью с испытательным напряжением нейтрали 85 кВ, защищенной разрядником по решению технического руководителя.

Сноска. Пункт 736 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

737. При срабатывании газового реле на сигнал производится наружный осмотр трансформатора (реактора), отбирается газ из реле для анализа и проверки на горючесть. Для обеспечения безопасности персонала при отборе газа из газового реле и выявления причины его срабатывания производится разгрузка и отключение трансформатора (реактора) в кратчайшие сроки.

Если газ в реле негорючий, отсутствуют признаки повреждения трансформатора (реактора), а его отключение вызвало недоотпуск электроэнергии, трансформатор (реактор) может быть немедленно включен в работу до выяснения причины срабатывания газового реле на сигнал. Продолжительность работы трансформатора (реактора) в этом случае устанавливается техническим руководителем энергообъекта.

По результатам анализа газа из газового реле, хроматографического анализа масла, других измерений (испытаний) устанавливается причина срабатывания газового реле на сигнал, определяется техническое состояние трансформатора (реактора) и возможность его нормальной эксплуатации.

Сноска. Пункт 737 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

738. При автоматическом отключении трансформатора (реактора) действием защит от внутренних повреждений трансформатор (реактор) включается в работу после осмотра, испытаний, анализа газа, масла и устранения выявленных нарушений.

При отключении трансформатора (реактора) защитами, действие которых не связано с его повреждением, он включается вновь без проверок.

739. Трансформаторы мощностью 1 МВА и более и реакторы эксплуатируются с системой непрерывной регенерации масла в термосифонных или адсорбционных фильтрах.

Масло в расширителе трансформаторов (реакторов), а также в баке или расширителе устройства РПН защищается от непосредственного соприкосновения с окружающим воздухом.

У трансформаторов и реакторов, оборудованных специальными устройствами, предотвращающими увлажнение масла, эти устройства эксплуатируются в постоянно включенном состоянии независимо от режима работы трансформатора (реактора). Эксплуатация указанных устройств организуется в соответствии с инструкциями завода-изготовителя. Масло маслонаполненных вводов защищается от окисления и увлажнения.

740. Включение в сеть трансформатора (реактора) осуществляется толчком на полное напряжение.

Трансформаторы, работающие в блоке с генератором, включаются вместе с генератором подъемом напряжения с нуля.

741. Осмотры трансформаторов (реакторов) без отключения производятся в сроки, устанавливаемые техническим руководителем энергообъекта в зависимости от их назначения, места установки и технического состояния.

742. Ремонты трансформаторов и реакторов (капитальные, текущие) и их составных частей (РПН, система охлаждения) выполняются по мере необходимости в зависимости от их технического состояния, определяемого испытаниями и внешним осмотром. Сроки ремонта устанавливаются техническим руководителем энергообъекта.

743. Профилактические испытания трансформаторов (реакторов) организуются в соответствии с требованиями нормативно-технических документов по объемам и нормам испытания электрооборудования и инструкцией завода-изготовителя.

Параграф 4. Распределительные устройства

744. Обеспечивается соответствие электрооборудования распределительных устройств (далее – РУ) всех видов и напряжений по номинальным данным условиям работы как при номинальных режимах, так и при коротких замыканиях, перенапряжениях и нормированных перегрузках.

Персонал, обслуживающий РУ, обеспечивается схемами и указаниями по допустимым режимам работы электрооборудования в нормальных и аварийных условиях.

РУ напряжением 330 кВ и выше оснащаются средствами биологической защиты в виде стационарных, переносных или инвентарных экранов, а также средствами индивидуальной защиты. Персонал, обслуживающий РУ 330 кВ и выше, обеспечивается картой распределения напряженности электрического поля на площадке открытого распределительного устройства (далее – ОРУ) на уровне 1,8 м над поверхностью земли.

745. Обеспечивается соответствие класса изоляции электрооборудования номинальному напряжению сети, а устройства защиты от перенапряжений – уровню изоляции электрооборудования.

При расположении электрооборудования в местностях с загрязненной атмосферой на стадии проектирования выбирается оборудование с изоляцией, обеспечивающей надежную работу без дополнительных мер защиты.

При эксплуатации оборудования с негрязестойкой изоляцией в местах с загрязненной атмосферой осуществляются меры, обеспечивающие надежную работу изоляции: в ОРУ – усиление, обмывка, очистка, покрытие гидрофобными пастами; в закрытых распределительных устройствах (далее – ЗРУ) – защита от проникновения пыли и вредных газов; в комплектных распределительных устройствах (далее – КРУ) наружной установки – уплотнение шкафов, обработка изоляции гидрофобными пастами и установка устройств электроподогрева с ручным или автоматическим управлением.

746. Температура воздуха внутри помещений ЗРУ в летнее время поддерживается не выше 40 °С. При ее превышении принимаются меры к понижению температуры оборудования или охлаждению воздуха. Температура в помещении комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией (далее – КРУЭ) поддерживается в пределах требований эксплуатационной технической документации изготовителя.

747. Принимаются меры, исключаяющие попадание животных и птиц в помещение ЗРУ, камеры КРУ.

Покрытие полов выбирается таким, чтобы не происходило образования цементной пыли. Помещение РУ, в котором установлены ячейки КРУЭ, а также помещения для их ремонта и технического обслуживания изолируются от других помещений и улицы.

Стены, пол и потолок окрашиваются пыленепроницаемой краской. Уборка помещений КРУЭ производится мокрым или вакуумным способом. Помещения оборудуются приточно-вытяжной вентиляцией с отсосом воздуха снизу. Воздух приточной вентиляции проходит через фильтры, предотвращающие попадание в помещение пыли.

Помещения с ячейками КРУЭ оборудуются устройствами, сигнализирующими о недопустимой концентрации элегаза и включающими приточно-вытяжную вентиляцию

748. Между деревьями и токоведущими частями РУ соблюдается расстояние, при котором исключается возможность перекрытия.

749. Кабельные каналы и наземные лотки ОРУ и ЗРУ закрываются несгораемыми плитами, а места выхода кабелей из кабельных каналов, туннелей, этажей и переходы между кабельными отсеками уплотняются несгораемым материалом.

Туннели, подвалы, каналы содержатся в чистоте, а дренажные устройства обеспечивают беспрепятственный отвод воды.

750. Маслоприемники, маслосборники, гравийные подсыпки, дренажи и маслоотводы поддерживаются в исправном состоянии.

751. Уровень масла в масляных выключателях, измерительных трансформаторах и вводах остается в пределах шкалы маслоуказателя при максимальной и минимальной температурах окружающего воздуха. Масло негерметичных вводов защищается от увлажнения и окисления.

752. За температурой разъемных соединений шин в РУ организуется контроль по утвержденному техническим руководителем организации графику.

753. РУ напряжением 3 кВ и выше оборудуются блокировкой, предотвращающей возможность ошибочных операций разъединителями, отделителями, выкатными тележками комплектных РУ, КРУ и заземляющими ножами. Блокировочные замки с устройствами опломбирования содержатся в постоянно опломбированном состоянии.

754. На столбовых трансформаторных подстанциях, переключательных пунктах и других устройствах, не имеющих ограждений, приводы разъединителей и шкафы щитков низкого напряжения запираются на замок.

Стационарные лестницы у площадки обслуживания блокируются с разъединителями и также запираются на замок.

755. Для наложения заземлений в РУ напряжением 3 кВ и выше применяются стационарные заземляющие ножи. В действующих электроустановках, в которых заземляющие ножи не могут быть установлены по условиям компоновки или конструкции, заземление осуществляется с помощью переносных заземлителей.

Рукоятки приводов заземляющих ножей окрашиваются в красный цвет, а заземляющие ножи окрашены в полосы (белого и красного цветов).

756. На дверях и внутренних стенках камер ЗРУ, оборудования ОРУ, наружных и внутренних лицевых частях КРУ, сборках, а также на лицевой и оборотной сторонах

панелей щитов выполняются надписи, указывающие назначение присоединений и их диспетчерское наименование.

На дверях РУ устанавливаются предупреждающие знаки по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках.

На предохранительных щитках и (или) у предохранителей присоединений выполняются надписи, указывающие номинальный ток плавкой вставки. На металлических частях корпусов оборудования обозначается расцветка фаз.

757. В РУ находятся переносные заземления, средства по оказанию первой помощи пострадавшим от несчастных случаев, защитные и противопожарные средства.

Для РУ, обслуживаемых оперативно-выездными бригадами (далее – ОВБ), переносные заземления, средства по оказанию первой помощи, защитные и первичные средства пожаротушения могут находиться у ОВБ.

758. Осмотр оборудования РУ без отключения от сети организуется:

1) 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;

2) на объектах без постоянного дежурства персонала – не реже 1 раза в месяц, а в трансформаторных и распределительных пунктах – не реже 1 раза в 6 месяцев.

При неблагоприятной погоде (сильный туман, мокрый снег, гололед) или усиленном загрязнении на ОРУ, а также после отключения оборудования при коротком замыкании организуются дополнительные осмотры.

Обо всех замеченных неисправностях производятся записи и ставится в известность вышестоящий оперативно-диспетчерский и инженерно-технический персонал. Неисправности устраняются в кратчайший срок. Внешний осмотр токопроводов проводится на электростанциях ежедневно. При изменении окраски оболочки токопровод отключаются.

Шкафы управления выключателей и разъединителей, верхняя часть которых расположена на высоте 2 м и более, оборудуются стационарными площадками обслуживания.

759. При обнаружении утечек сжатого воздуха у отключенных воздушных выключателей прекращение подачи в них сжатого воздуха производится после снятия напряжения с выключателей с разборкой схемы разъединителями.

760. Шкафы с аппаратурой устройств релейной защиты и автоматики, связи и телемеханики, шкафы управления и распределительные шкафы воздушных выключателей, а также шкафы приводов масляных выключателей, отделителей, короткозамыкателей и двигательных приводов разъединителей, установленные в РУ, в которых температура окружающего воздуха может быть ниже допустимого значения, оборудуются устройствами электроподогрева.

Масляные выключатели оборудуются устройством электроподогрева днищ баков и корпусов, включаемым при понижении температуры окружающего воздуха ниже допустимой.

761. В масляных баковых выключателях, установленных в районах с низкими зимними температурами окружающего воздуха (ниже минус 25-30⁰С), применяется арктическое масло или выключатели оборудуются устройством электроподогрева масла, включаемым при понижении температуры окружающего воздуха ниже допустимой.

В схемах питания электромагнитов управления приводов выключателей предусматривается защита от длительного протекания тока.

762. КРУ 6-10 кВ оборудуются быстродействующей защитой от дуговых коротких замыканий внутри шкафов КРУ.

763. Автоматическое управление, защита и сигнализация воздухоприготовительной установки, а также предохранительные клапаны систематически проверяются и регулируются.

764. Осушка сжатого воздуха для коммутационных аппаратов осуществляется термодинамическим способом.

Требуемая степень осушки сжатого воздуха обеспечивается при кратности перепада между номинальным компрессорным и номинальным рабочим давлением коммутационных аппаратов не менее двух для аппаратов с номинальным рабочим давлением 20 кгс/см² (2 МПа) и не менее четырех для аппаратов с номинальным рабочим давлением 26-40 кгс/см² (2,6-4 МПа).

В целях уменьшения влагосодержания рекомендуется дополнительно применять адсорбционные методы осушки сжатого воздуха.

Влага из всех воздухохраников компрессорного давления 40-45 кгс/см² (4-4,5 МПа) удаляется не реже 1 раза в 3 суток, а на объектах без постоянного дежурства персонала – по утвержденному техническим руководителем организации графику.

Днища воздухохраников и спускной вентиль утепляются и оборудуются устройством электроподогрева, включаемым на время, необходимое для таяния льда при отрицательных температурах наружного воздуха.

Удаление влаги из конденсатосборников групп баллонов давлением 230 кгс/см² (23 МПа) осуществляется автоматически при каждом запуске компрессоров. Во избежание замерзания влаги нижние части баллонов и конденсатосборники устанавливаются в теплоизоляционной камере с электроподогревом.

Продувка влагоотделителя блока очистки сжатого воздуха (далее – БОВ) производится не реже 3 раз в сутки. Проверка степени осушки – точки росы воздуха на

выходе из БОВ производится 1 раз в сутки. Значение точки росы поддерживается на уровне не выше минус 50 °С при положительной температуре окружающего воздуха и не выше минус 40 °С – при отрицательной температуре.

765. Резервуары воздушных выключателей и других аппаратов, а также воздухоборники и баллоны используются согласно законодательства Республики Казахстан в области промышленной безопасности.

Внутренний осмотр и гидравлические испытания воздухоборников и баллонов компрессорного давления проводятся в соответствии с нормативными актами. Внутренний осмотр резервуаров воздушных выключателей и других аппаратов производится при средних ремонтах.

При обнаружении дефектов во время осмотра резервуаров воздушных выключателей производится их испытание. Внутренние поверхности резервуаров эксплуатируются с антикоррозионным покрытием.

Сноска. Пункт 765 с изменением, внесенным приказом Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

766. Сжатый воздух, используемый в воздушных выключателях и приводах других коммутационных аппаратов, очищается от механических примесей с помощью фильтров, установленных в распределительных шкафах каждого воздушного выключателя или на питающем привод каждого аппарата воздухопроводе. После окончания монтажа воздухоприготовительной сети перед первичным наполнением резервуаров воздушных выключателей и приводов других аппаратов все воздухопроводы продуваются.

Для предупреждения загрязнения сжатого воздуха в процессе эксплуатации производятся продувки:

1) магистральных воздухопроводов при плюсовой температуре окружающего воздуха – не реже 1 раза в 2 месяца;

2) воздухопроводов отпаяк от сети до распределительного шкафа и от шкафов до резервуаров каждого полюса выключателей и приводов других аппаратов с их отсоединением от аппарата – после каждого среднего ремонта аппарата;

3) резервуаров воздушных выключателей – после текущих и средних ремонтов.

767. У воздушных выключателей периодически проверяется наличие вентиляции внутренних полостей изоляторов (для выключателей, имеющих указатели).

Периодичность проверок устанавливается на основании рекомендаций заводов-изготовителей.

После спуска сжатого воздуха из резервуаров и прекращения вентиляции изоляция выключателя перед включением его в сеть просушивается продувкой воздуха через систему вентиляции.

768. Контроль концентрации элегаза в помещении КРУ и ЗРУ производится с помощью специальных приборов на высоте 10-15 см от уровня пола.

Значение величины концентрации элегаза в помещении поддерживается на уровне, не превышающем допустимые нормы, указанные в инструкциях заводов-изготовителей аппаратов.

769. Выключатели и их приводы оборудуются указателями отключенного и включенного положений.

На выключателях со встроенным приводом или с приводом, расположенным в непосредственной близости от выключателя и не отделенным от него сплошным непрозрачным ограждением (стенкой), производится установка одного указателя – на выключателе или на приводе. На выключателях, наружные контакты которых ясно указывают включенное положение, наличие указателя на выключателе и встроенном или не отгороженном стенкой приводе не является обязательным условием.

Приводы разъединителей, заземляющих ножей, отделителей, короткозамыкателей и других аппаратов, отделенных от аппаратов стенкой, оснащаются указателями отключенного и включенного положений.

770. Вакуумные дугогасительные камеры (далее – ВДК) испытываются в объемах и в сроки, установленные инструкциями заводов-изготовителей выключателей. При испытании ВДК повышенным напряжением с амплитудным значением более 20 кВ используются экран для защиты персонала от возникающих рентгеновских излучений.

771. Первый текущий и средний ремонт оборудования РУ производится в сроки, указанные в технической документации заводов-изготовителей. Периодичность последующих средних ремонтов изменяется, исходя из опыта эксплуатации персоналом.

Текущий ремонт оборудования РУ, а также проверки его действия (опробования) производятся по мере необходимости в сроки, установленные техническим руководителем энергообъекта.

После исчерпания ресурса производится средний ремонт оборудования РУ независимо от продолжительности его эксплуатации.

772. Испытания электрооборудования РУ организуются в соответствии с объемами и нормами испытания электрооборудования.

Параграф 5. Аккумуляторные установки

773. При эксплуатации аккумуляторных установок обеспечиваются их длительная надежная работа и необходимый уровень напряжения на шинах постоянного тока в нормальных и аварийных режимах.

774. При приемке вновь смонтированной или вышедшей из капитального ремонта аккумуляторной батареи проверяется: емкость батареи током 10-часового разряда, качество заливаемого электролита, напряжение элементов в конце заряда и разряда и

сопротивление изоляции батареи относительно земли. Батареи вводятся в эксплуатацию после достижения ими 100 % номинальной емкости.

775. Аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда. Для батарей типа СК напряжение подзаряда составляет $2,2 \pm 0,05$ В на элемент, для батарей типа СН- $2,18 \pm 0,04$ В на элемент.

Подзарядная установка обеспечивает стабилизацию напряжения на шинах батареи с отклонениями, не превышающими 2 % номинального напряжения.

Дополнительные элементы батареи, постоянно не используемые в работе, эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда.

776. Кислотные батареи эксплуатируются без тренировочных разрядов и периодических уравнительных перезарядов. Один раз в год проводится уравнительный заряд батареи типа СК напряжением $2,3-2,35$ В на элемент до достижения установившегося значения плотности электролита во всех элементах $1,2-1,21$ г/см³ при температуре 20°C .

Продолжительности уравнительного заряда зависит от состояния батареи и поддерживается на уровне не менее 6 часов.

Уравнительные заряды батарей типа СН проводятся при напряжении $2,25-2,4$ В на элемент после доливки воды до уровня 35-40 мм над предохранительным щитком (при снижении уровня электролита до 20 мм над предохранительным щитком) до достижения плотности электролита $1,235-1,245$ г/см³.

Продолжительность уравнительного заряда ориентировочно составляет: при напряжении $2,25$ В – 30 суток, при $2,4$ В – 5 суток.

777. На тепловых электростанциях 1 раз в 1-2 года выполняется контрольный разряд батареи для определения ее фактической емкости (в пределах номинальной емкости).

На подстанциях и гидроэлектростанциях не менее 1 раза в год проверяется работоспособность батареи по падению напряжения при толковых токах, а контрольные разряды проводятся по мере необходимости. В тех случаях, когда число элементов недостаточно, чтобы обеспечить напряжение на шинах в конце разряда в заданных пределах, номинальная емкость снижается на 50-70 % или осуществляется разряд части основных элементов.

Обеспечивается одно и то же значение тока разряда при каждом разряде. Результаты измерений при контрольных разрядах сравниваются с результатами измерений предыдущих разрядов. Зарядка и разрядка батареи производится током, значение которого не выше максимального для данной батареи. Температура электролита в конце заряда обеспечивается на уровне не выше 40°C для батарей типа СК. Для батарей типа СН температура поддерживается на уровне не выше 35°C при максимальном зарядном токе.

778. Приточно-вытяжная вентиляция помещения аккумуляторной батареи на электростанциях включается перед началом заряда батареи и отключается после полного удаления газов, но не раньше, чем через 1,5 часа после окончания заряда.

Порядок эксплуатации системы вентиляции в помещениях аккумуляторных батарей на подстанциях с учетом конкретных условий определяется производственной инструкцией.

При режиме постоянного подзаряда и уравнивающего заряда напряжением до 2,3 В на элемент помещения аккумуляторной батареи вентилируется в соответствии с производственной инструкцией.

779. После аварийного разряда батареи на электростанции последующий ее заряд до емкости, равной 90 % номинальной, осуществляется не более чем за 8 часов. При этом напряжение на аккумуляторах может достигать 2,5-2,7 В на элемент.

780. При применении выпрямительных устройств для подзаряда и заряда аккумуляторных батарей цепи переменного и постоянного тока связываются через разделительный трансформатор. Выпрямительные устройства оборудуются устройствами сигнализации об отключении.

Значение коэффициента пульсации на шинах постоянного тока обеспечивается в пределах допустимых значений по условиям питания устройств релейной защиты и электроавтоматики (далее – РЗА).

781. Обеспечивается поддержание напряжения на шинах постоянного тока, питающих цепи управления, устройства релейной защиты, сигнализации, автоматики и телемеханики, в нормальных эксплуатационных условиях на уровне 5 % выше номинального напряжения электроприемников.

Все сборки и кольцевые магистрали постоянного тока обеспечиваются резервным питанием.

Значение сопротивления изоляции аккумуляторной батареи в зависимости от номинального напряжения должно быть следующим:

Напряжение аккумуляторной батареи, В	220	110	60	48	24
Сопротивление изоляции, кОм, не менее	100	50	30	25	15

Обеспечивается действие устройства для контроля изоляции на шинах постоянного оперативного тока на сигнал при снижении сопротивления изоляции одного из полюсов до уставки 20 кОм в сети 220 В, 10 кОм в сети 110 В, 6 кОм в сети 60 В, 5 кОм в сети 48 В, 3 кОм в сети 24 В.

В условиях эксплуатации сопротивление изоляции сети постоянного тока поддерживается на уровне не ниже двукратного значения указанной уставки устройства для контроля изоляции.

При срабатывании устройства сигнализации за счет снижения уровня изоляции относительно земли в цепи оперативного тока немедленно принимаются меры к устранению неисправностей. При этом проведение работ без снятия напряжения в этой сети, за исключением поисков места повреждения изоляции, не производится.

782. Анализ электролита кислотной аккумуляторной батареи проводится ежегодно по пробам, взятым из контрольных элементов. Количество контрольных элементов устанавливается техническим руководителем энергообъекта в зависимости от состояния батареи, но не менее 10 %. Контрольные элементы ежегодно меняются. При контрольном разряде пробы электролита отбираются в конце разряда.

Для доливки применяется дистиллированная вода, проверенная на отсутствие хлора и железа.

Для уменьшения испарения баки аккумуляторных батарей типов С и СК накрываются пластинами из стекла или другого изоляционного материала, не вступающего в реакцию с электролитом. Использование масла для этой цели не производится.

783. Температура в помещении аккумуляторной батареи поддерживается не ниже 10°C , на подстанциях без постоянного дежурства персонала и в случаях, если емкость батареи выбрана и рассчитана с учетом понижения температуры, допускается понижение температуры до 5°C .

784. На дверях помещения аккумуляторной батареи выполняются надписи "Аккумуляторная", "Огнеопасно", "Запрещается курить" и вывешены соответствующие знаки безопасности о недопущении пользоваться открытым огнем и курить.

785. Осмотр аккумуляторных батарей производится по графику, утвержденному техническим руководителем энергообъекта.

Измерения напряжения, плотности и температуры электролита каждого элемента выполняются не реже 1 раза в месяц.

786. Обслуживание аккумуляторных установок на электростанциях и подстанциях возлагается на аккумуляторщика или специально обученного электромонтера (с совмещением профессии). Каждая аккумуляторная установка снабжается журналом для записи данных осмотров и объемов проведенных работ.

787. Персонал, обслуживающий аккумуляторную установку, обеспечивается:

- 1) приборами для контроля напряжения отдельных элементов батареи, плотности и температуры электролита;
- 2) специальной одеждой и специальным инвентарем согласно типовой инструкции.

788. Ремонт аккумуляторной установки и батареи производится по мере необходимости.

789. Батареи с кислотными аккумуляторами закрытого исполнения других типов, а также с щелочными аккумуляторами эксплуатируются в соответствии с требованиями инструкции завода-изготовителя.

Параграф 6. Конденсаторные установки

790. Управление режимом работы конденсаторной установки осуществляется автоматическим способом, если при ручном управлении невозможно обеспечить требуемое качество электроэнергии.

Конденсаторная установка (конденсаторная батарея или ее секция) включается при понижении напряжения ниже номинального и отключается при повышении напряжения до 105-110 % номинального.

791. Работа конденсаторной установки производится при напряжении 110 % номинального и с перегрузкой по току до 130 % за счет повышения напряжения и содержания в составе тока высших гармонических составляющих.

792. Если напряжение на выводах единичного конденсатора превышает 110 % его номинального напряжения, эксплуатация конденсаторной установки не производится.

793. Значение температуры окружающего воздуха в месте установки конденсаторов поддерживается не выше верхнего значения, указанного в инструкции по эксплуатации конденсаторов. При повышении этой температуры принимаются меры, усиливающие эффективность вентиляции. Если в течение 1 часа не произошло понижения температуры, конденсаторная установка отключается.

794. Включение конденсаторной установки не производится при температуре конденсаторов ниже:

- 1) минус 40 °С – для конденсаторов климатического исполнения У и Т;
- 2) минус 60 °С – для конденсаторов климатического исполнения ХЛ.

Включение конденсаторной установки производится лишь после повышения температуры конденсаторов (окружающего воздуха) до указанных значений и выдержки их при этой температуре в течение времени, указанного в инструкции по их эксплуатации.

795. Если токи в фазах различаются более, чем на 10 %, работа конденсаторной установки не производится.

796. При отключении конденсаторной установки повторное ее включение производится не ранее, чем через 1 минуту после отключения.

797. Включение конденсаторной установки, отключившейся действием защит, производится после выяснения и устранения причины, вызвавшей ее отключение.

798. На конденсаторах с пропиткой трихлордифениллана корпусе около таблички с техническими данными выполняется отличительный знак в виде равностороннего треугольника желтого цвета со стороной 40 мм.

При обслуживании этих конденсаторов принимаются меры, предотвращающие попадание трихлордифенила в окружающую среду.

Вышедшие из строя конденсаторы с пропиткой трихлордифенилом хранятся в герметичном контейнере, конструкция которого исключает попадание трихлордифенила в окружающую среду.

Уничтожение поврежденных конденсаторов с пропиткой трихлордифенилом производится централизованно на специально оборудованном полигоне.

799. Осмотр конденсаторной установки без отключения производится не реже 1 раза в месяц.

800. Средний ремонт конденсаторных установок производится по мере необходимости в зависимости от их технического состояния. Текущий ремонт конденсаторных установок производится ежегодно.

801. Испытания конденсаторных установок организуются в соответствии с объемами и нормами испытания электрооборудования и инструкциями завода-изготовителя.

Параграф 7. Воздушные линии электропередачи

802. При эксплуатации воздушных линий электропередачи (далее – ВЛ) производится техническое обслуживание и ремонт, направленные на обеспечение их надежной работы.

803. При выдаче задания на проектирование ВЛ, сооружаемых и подлежащих техническому перевооружению, реконструкции и модернизации, организации, эксплуатирующие электрические сети, предоставляют проектным организациям имеющиеся данные о фактических условиях в зоне проектируемой ВЛ (фактические данные по гололеду и ветру, по загрязнениям атмосферы на трассе ВЛ, по отказам ВЛ и их элементов и другие данные, характеризующие местные условия) и требуют их учета в проектной документации.

804. При сооружении, техническом перевооружении, реконструкции и модернизации ВЛ, выполняемых подрядной организацией и подлежащих сдаче в эксплуатацию организация, эксплуатирующая электрические сети, организует технический надзор за производством работ, проверку выполненных работ на соответствие утвержденной технической документации.

805. Приемка в эксплуатацию ВЛ организацией, эксплуатирующей электрические сети, производится в соответствии с законодательством Республики Казахстан в сфере архитектурной и градостроительной деятельности.

806. При техническом обслуживании производятся работы по предохранению элементов ВЛ от преждевременного износа путем устранения повреждений и неисправностей, выявленных при осмотрах, проверках и измерениях.

При капитальном ремонте ВЛ выполняется комплекс мероприятий, направленных на поддержание или восстановление первоначальных эксплуатационных характеристик ВЛ в целом или отдельных ее элементов путем ремонта деталей и элементов или замены их новыми, повышающими их надежность и улучшающими эксплуатационные характеристики линии.

Перечень работ, которые выполняются на ВЛ при техническом обслуживании, ремонте и техническом перевооружении, приведен в типовых инструкциях по эксплуатации ВЛ.

807. Техническое обслуживание и ремонтные работы организуются комплексно путем проведения всех необходимых работ с максимально возможным сокращением продолжительности отключения ВЛ. Они могут производиться с отключением линии, одной фазы (пофазный ремонт) и без снятия напряжения.

808. Техническое обслуживание и ремонт ВЛ выполняются с использованием специальных машин, механизмов, транспортных средств, такелажа, оснастки, инструмента и приспособлений.

Средства механизации комплектуются в соответствии с нормами и размещаются на ремонтно-производственных базах (далее – РПБ) предприятий и их подразделений.

Бригады, выполняющие работы на ВЛ, оснащаются средствами связи с РПБ и диспетчерскими пунктами.

809. Антикоррозионное покрытие неоцинкованных металлических опор и металлических деталей железобетонных и деревянных опор, а также стальных тросов и оттяжек опор восстанавливается по мере необходимости по распоряжению технического руководителя энергообъекта.

810. Трасса ВЛ периодически расчищается от кустарников и деревьев и содержится в безопасном в пожарном отношении состоянии, поддерживается установленная ширина просек и производится обрезка деревьев.

Отдельные деревья, растущие вне просеки и угрожающие падением на провода или опоры ВЛ, вырубаются с последующим уведомлением об этом организации, в ведении которой находятся насаждения, и оформлением лесорубочных билетов (ордеров).

811. На участках ВЛ, подверженных интенсивному загрязнению, применяется специальная или усиленная изоляция и при необходимости выполняется чистка (обмывка) изоляции, замена загрязненных изоляторов.

В зонах интенсивных загрязнений изоляции птицами и в местах массовых гнездований устанавливаются специальные устройства над изолирующими подвесками, исключающие возможность посадки птиц или отпугивающие птиц и не угрожающие их жизни.

812. При эксплуатации ВЛ в пролетах пересечения действующей линии с другими ВЛ и линиями связи на каждом проводе или тросе пересекающей ВЛ выполняется не более двух соединителей, количество соединений проводов и тросов на пересекаемой ВЛ не регламентируется.

813. Организация, эксплуатирующая электрические сети, содержат в исправном состоянии постоянные знаки, установленные на опорах в соответствии с проектом ВЛ.

814. Организация, эксплуатирующая электрические сети, следит за исправностью дорожных знаков ограничения габаритов, устанавливаемых на пересечениях ВЛ с автомобильными дорогами, дорожных знаков, устанавливаемых на пересечениях ВЛ 330 кВ и выше с автомобильными дорогами и не допускающих остановку транспорта в охранных зонах этих ВЛ. По представлению организаций, эксплуатирующих электрические сети, в ведении которых находятся ВЛ, установка и обслуживание указанных знаков производятся организациями, в ведении которых, находятся автомобильные дороги.

815. При эксплуатации ВЛ организуются их периодические и внеочередные осмотры. График периодических осмотров утверждается техническим руководителем организации, эксплуатирующей электрические сети.

Осмотры каждой ВЛ по всей длине производится не реже 1 раза в год. Кроме того, не реже 1 раза в год инженерно-технический персонал производит выборочные осмотры отдельных ВЛ (или их участков), а все ВЛ (участки), подлежащие капитальному ремонту, осматривается полностью.

Верховые осмотры с выборочной проверкой проводов и тросов в зажимах и в дистанционных распорках на ВЛ напряжением 35 кВ и выше или их участках, имеющих срок службы 20 лет и более или проходящих в зонах интенсивного загрязнения, а также по открытой местности, производятся не реже 1 раза в 6 лет на остальных ВЛ 35 кВ и выше (участках) – не реже 1 раза в 12 лет. На ВЛ 0,38-20 кВ верховые осмотры производятся при необходимости.

816. Внеочередные осмотры ВЛ или их участков производятся:

1) при образовании на проводах и тросах гололеда, при пляске проводов, во время ледохода и разлива рек, при лесных и степных пожарах, а также после стихийных бедствий;

2) после автоматического отключения ВЛ релейной защитой.

817. На ВЛ выполняются следующие проверки и измерения:

1) проверка состояния трассы ВЛ – при проведении осмотров и измерения габаритов от проводов до поросли – при необходимости;

2) проверка гниения деталей деревянных опор – через 3-6 лет после ввода ВЛ в эксплуатацию, далее – не реже 1 раза в 3 года, а также перед подъемом на опору или сменой деталей;

3) проверка визуально состояния изоляторов и линейной арматуры при осмотрах, а также проверка электрической прочности подвесных тарельчатых фарфоровых изоляторов первый раз на 1-2-м, второй раз на 6-10-м годах после ввода ВЛ в эксплуатацию и далее с периодичностью, в зависимости от уровня отбраковки и условий работы изоляторов на ВЛ;

4) проверка состояния опор, проводов, тросов – при проведении осмотров;

5) проверка состояния болтовых соединений проводов ВЛ напряжением 35 кВ и выше путем электрических измерений – не реже 1 раза в 6 лет, болтовые соединения, находящиеся в неудовлетворительном состоянии, подвергаются вскрытию, а затем ремонтируются или заменяются;

6) проверка и подтяжка бандажей, болтовых соединений и гаек анкерных болтов – не реже 1 раза в 6 лет;

7) выборочная проверка состояния фундаментов и U-образных болтов на оттяжках со вскрытием грунта – не реже 1 раза в 6 лет;

8) проверка состояния железобетонных опор и приставок – не реже 1 раза в 6 лет;

9) проверка состояния антикоррозийного покрытия металлических опор и траверс, металлических подножников и анкеров оттяжек с выборочным вскрытием грунта – не реже 1 раза в 6 лет;

10) проверка тяжения в оттяжках опор – не реже 1 раза в 6 лет;

11) измерения сопротивления заземления опор, а также повторных заземлений нулевого провода – в соответствии с пунктом 884 настоящих Правил;

12) измерения сопротивления петли фаза-нуль на ВЛ напряжением до 1000 В при приемке в эксплуатацию, в дальнейшем – при подключении новых потребителей и выполнении работ, вызывающих изменение этого сопротивления;

13) проверка состояния опор, проводов, тросов, расстояний от проводов до поверхности земли и различных объектов, до пересекаемых сооружений – при осмотрах ВЛ.

818. Неисправности, обнаруженные при осмотре ВЛ и производстве проверок и измерений, отмечаются в эксплуатационной документации и в зависимости от их характера устраняются в кратчайший срок или при проведении технического обслуживания либо капитального ремонта ВЛ.

819. Капитальный ремонт ВЛ выполняется по решению технического руководителя организации, эксплуатирующей электрические сети, на ВЛ с железобетонными и металлическими опорами – не реже 1 раза в 12 лет, на ВЛ с деревянными опорами – не реже 1 раза в 6 лет.

820. Конструктивные изменения опор и других элементов ВЛ, а также способа закрепления опор в грунте выполняются при наличии технической документации и с разрешения технического руководителя организации, эксплуатирующей электрические сети.

821. Плановый ремонт, техническое перевооружение, реконструкция и модернизация ВЛ, проходящих по сельскохозяйственным угодьям, производятся по согласованию с землепользователями и, в период, когда эти угодья не заняты сельскохозяйственными культурами или, когда возможно обеспечение сохранности этих культур.

Работы по предотвращению нарушений в работе ВЛ и ликвидации последствий таких нарушений могут производиться в любое время года без согласования с землепользователями, но с уведомлением их о проводимых работах.

После выполнения указанных работ организация, эксплуатирующая электрические сети, приводит земельные угодья в состояние, пригодное для их использования по целевому назначению, а также возмещает землепользователям убытки, причиненные при производстве работ.

822. Организация, эксплуатирующая ВЛ с совместной подвеской проводов, производит плановый ремонт в согласованные с владельцем или владельцами линий или проводов сроки. В аварийных случаях ремонтные работы производятся с предварительным уведомлением другой стороны (владельца линии или проводов).

823. На ВЛ напряжением выше 1000 В, подверженных интенсивному гололедообразованию, осуществляется удаление гололедных отложений на проводах и грозозащитных тросах путем плавки гололеда электрическим током или другим способом.

Организация, эксплуатирующая электрические сети, контролирует процесс гололедообразования на ВЛ и обеспечивает своевременное включение схем плавки гололеда; ВЛ, на которых производится плавка гололеда, оснащаются устройствами автоматического контроля и сигнализации гололедообразования и процесса плавки, а также закорачивающими коммутационными аппаратами.

824. Для дистанционного определения мест повреждения ВЛ напряжением 110 кВ и выше, а также мест междуфазовых замыканий на ВЛ 6-35 кВ устанавливаются специальные приборы. На ВЛ напряжением 6-35 кВ с отпайками устанавливаются указатели поврежденного участка.

Организация, эксплуатирующая электрические сети, обеспечивает наличие у себя переносных приборов для определения мест замыкания на землю ВЛ 6-35 кВ.

825. В целях своевременной ликвидации аварийных повреждений на ВЛ в организациях, эксплуатирующих электрические сети, хранится аварийный запас материалов и деталей согласно нормам утвержденным техническим руководителем организации.

Параграф 8. Силовые кабельные линии

826. При эксплуатации силовых кабельных линий производится техническое обслуживание и ремонт, направленные на обеспечение их надежной работы.

827. Для каждой кабельной линии при вводе в эксплуатацию устанавливаются наибольшие допустимые токовые нагрузки. Нагрузки определяются по участку трассы с наихудшими тепловыми условиями, если длина участка не менее 10 м. Повышение этих нагрузок допускается на основе тепловых испытаний при условии, что нагрев жил не будет превышать допустимой величины. При этом нагрев кабелей проверяется на участках трасс с наихудшими условиями охлаждения.

828. В кабельных сооружениях необходимо организовать систематический контроль теплового режима работы кабелей, температурой воздуха и работой вентиляционных устройств.

Значение температуры воздуха внутри кабельных туннелей, каналов и шахт в летнее время поддерживается на уровне выше температуры наружного воздуха не более чем на 10 °С.

829. На период послеаварийного режима перегрузка по току:

1) для кабелей с пропитанной бумажной изоляцией на напряжение до 10 кВ включительно – на 30 %;

2) для кабелей с изоляцией из полиэтилена и поливинилхлоридного пластика – на 15 %;

3) для кабелей из резины и вулканизированного полиэтилена – на 18 % длительно допустимой нагрузки продолжительностью не более 6 часов в сутки в течение 5 суток, но не более 100 часов в год.

Для кабелей, находящихся в эксплуатации более 15 лет, обеспечивается значение перегрузки по току не выше 10 %.

Перегрузка кабелей с пропитанной бумажной изоляцией на напряжение 20 и 35 кВ не допускается.

Перегрузка кабельных линий на напряжение 110 кВ и выше регламентируется заводами-изготовителями.

830. Для каждой маслonaполненной линии или ее секции напряжением 110 кВ и выше в зависимости от профиля линии устанавливаются пределы допустимых изменений давления масла. При отклонениях от них кабельная линия отключается, и ее включение разрешается после выявления и устранения причин нарушений.

831. Пробы масла из маслonaполненных кабельных линий и пробы жидкости из муфт кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжение 110 кВ и выше отбираются перед включением новой линии в работу, через 1 год после включения, затем через 3 года и в последующем 1 раз в 6 лет.

832. При сдаче в эксплуатацию кабельных линий на напряжение свыше 1000 В оформляются и передаются энергопредприятию:

1) исполнительный чертеж трассы с указанием мест установки соединительных муфт, выполненный в масштабах 1:200 и 1:500 в зависимости от развития коммуникаций в данном районе трассы;

2) скорректированный проект кабельной линии, который для кабельных линий на напряжение 110 кВ и выше перед прокладкой линии согласуется с эксплуатирующей организацией и при изменении марки кабеля с заводом-изготовителем и эксплуатирующей организацией;

3) чертеж профиля кабельной линии в местах пересечения с дорогами и другими коммуникациями для кабельных линий на напряжение 35 кВ и для особо сложных трасс кабельных линий на напряжение 6-10 кВ;

4) акты состояния;

5) кабелей на барабанах и при необходимости протоколы разборки и осмотра образцов (для импортных кабелей разборка обязательна);

6) кабельный журнал;

7) инвентарная опись всех элементов кабельной линии;

8) акты строительных и скрытых работ с указанием пересечений и сближений кабелей со всеми подземными коммуникациями;

9) акты на монтаж кабельных муфт;

10) акты приемки траншей, блоков, труб, каналов под монтаж;

11) акты на монтаж устройств по защите кабельных линий от электрохимической коррозии, а также результаты коррозионных испытаний в соответствии с проектом;

12) протокол испытания изоляции кабельной линии повышенным напряжением после прокладки;

13) результаты измерения сопротивления изоляции;

14) акты осмотра кабелей, проложенных в траншеях и каналах перед закрытием;

15) протокол прогрева кабелей на барабанах перед прокладкой при низких температурах;

16) акт проверки и испытания автоматических стационарных установок систем пожаротушения и пожарной сигнализации.

Кроме перечисленной документации при приемке в эксплуатацию кабельной линии напряжением 110 кВ и выше монтажной организации необходимо дополнительно передать энергообъекту:

1) исполнительные высотные отметки кабеля и подпитывающей аппаратуры (для линий 110-220 кВ низкого давления);

2) результаты испытаний масла во всех элементах линий;

3) результаты пропиточных испытаний;

4) результаты опробования и испытаний подпитывающих агрегатов на линиях высокого давления;

5) результаты проверки систем сигнализации давления;

- б) акты об усилиях тяжения при прокладке;
- 7) акты об испытаниях защитных покровов повышенным напряжением после прокладки;
- 8) протоколы заводских испытаний кабелей, муфт и подпитывающей аппаратуры;
- 9) результаты испытаний устройств автоматического подогрева муфт;
- 10) результаты измерения тока по токопроводящим жилам и оболочкам (экранам) каждой фазы;
- 11) результаты измерения рабочей емкости жил кабелей;
- 12) результаты измерения активного сопротивления изоляции;
- 13) результаты измерения сопротивления заземления колодцев и концевых муфт.

При сдаче в эксплуатацию кабельных линий на напряжение до 1000 В оформляются и передаются заказчику кабельный журнал, скорректированный проект линий, акты, протоколы испытаний и измерений.

833. Прокладка и монтаж кабельных линий всех напряжений, сооружаемых организациями других ведомств и передаваемых в эксплуатацию, выполняется под техническим надзором эксплуатирующей организации.

834. Каждая кабельная линия имеет паспорт с указанием основных данных по линии, а также архивную папку с документацией согласно пункту 833 настоящих Правил.

Для предприятий, имеющих автоматизированную систему учета, паспортные данные вводятся в память компьютера по решению руководителя соответствующего ответственного подразделения предприятия.

Открыто проложенные кабели, а также все кабельные муфты снабжаются бирками с обозначениями; на бирках кабелей в конце и начале линии указываются марки, напряжения, сечения, номера или наименования линии; на бирках соединительных муфт – номер муфты, дата монтажа.

Для бирок обеспечивается стойкость к воздействию окружающей среды. Бирки располагаются по длине линии, через 50 м на открыто проложенных кабелях, а также на поворотах трассы и в местах прохода кабелей через огнестойкие перегородки и перекрытия (с обеих сторон).

835. Металлическая неоцинкованная броня кабелей, проложенных в кабельных сооружениях, и металлические конструкции с неметаллизированным покрытием, по которым проложены кабели, а также кабельные металлические короба периодически покрываются негорючими антикоррозионными лаками и красками.

Кабели с металлическими оболочками или броней, а также кабельные конструкции, на которых прокладываются кабели, заземляются или зануляются.

836. Нагрузки кабельных линий измеряются периодически в сроки, установленные техническим руководителем энергообъекта.

На основании данных этих измерений при необходимости уточняются режим работы и схема кабельной сети.

Требования этого пункта распространяются и на кабельные линии потребителей, отходящие от шин распределительных устройств электростанций и подстанций.

837. Осмотры кабельных линий производятся 1 раз в сроки, месяцы, согласно приложению 24 к настоящим Правилам.

Осмотр кабельных муфт напряжением ниже 1000 В производится при осмотре электрооборудования.

Осмотр подводных кабелей производится в сроки, установленные техническим руководителем энергообъекта.

Периодически производятся выборочные контрольные осмотры кабельных линий инженерно-техническим персоналом.

В период паводков и после ливней, а также при отключении кабельной линии релейной защитой производятся внеочередные осмотры.

О выявленных при осмотрах нарушениях на кабельных линиях делается запись в журнале дефектов и неполадок. Нарушения устраняются в кратчайший срок.

838. Туннели, шахты, кабельные этажи и каналы на электростанциях и подстанциях с постоянным оперативным обслуживанием осматриваются не реже 1 раза в месяц, а на электростанциях и подстанциях без постоянного оперативного обслуживания – в сроки, установленные техническим руководителем энергообъекта.

839. Технический надзор и эксплуатация устройств пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения, установленных в кабельных сооружениях, производятся в соответствии с инструкциями по эксплуатации автоматических установок водяного пожаротушения, по эксплуатации автоматических установок пожарной сигнализации на энергетических предприятиях и по эксплуатации установок пожаротушения с применением воздушно-механической пены.

840. Устройство в кабельных помещениях каких-либо временных и вспомогательных сооружений (мастерских, инструментальных, кладовых), а также хранение в них каких-либо материалов и оборудования не допускается.

841. В районах с электрифицированным рельсовым транспортом или с агрессивными грунтами кабельная линия может быть принята в эксплуатацию после осуществления ее антикоррозионной защиты.

В этих районах на кабельных линиях проводятся измерения блуждающих токов, составляются и систематически корректируются потенциальные диаграммы кабельной сети (или ее отдельных участков) и карты почвенных коррозионных зон. В городах, где организована совместная антикоррозионная защита для всех подземных коммуникаций, снятие потенциальных диаграмм не требуется.

Потенциалы кабелей измеряются в зонах блуждающих токов, в местах сближения силовых кабелей с трубопроводами и кабелями связи, имеющими катодную защиту, и

на участках кабелей, оборудованных установками по защите от коррозии. На кабелях с шланговыми защитными покровами контролируется состояние антикоррозионного покрытия.

842. Энергообъектам необходимо контролировать выполнение управлениями и службами городского трамвая, метрополитена и электрифицированных железных дорог мероприятий по уменьшению значений блуждающих токов в земле.

При обнаружении на кабельных линиях опасности разрушения металлических оболочек вследствие электрокоррозии, почвенной или химической коррозии принимаются меры к ее предотвращению. В целях предотвращения коррозии участков алюминиевых оболочек, примыкающих к муфтам, необходимо обеспечить их защиту в соответствии с рекомендациями руководящих документов. За защитными устройствами устанавливается регулярное наблюдение.

843. Раскопки кабельных трасс или земляные работы вблизи них производятся с письменного разрешения энергообъекта.

844. Производство раскопок землеройными машинами на расстоянии 1 м от кабеля, а также применение отбойных молотков, ломов и кирок для рыхления грунта над кабелями на глубину более 0,3 м при нормальной глубине прокладки кабелей не допускается.

Применение ударных и вибропогружных механизмов разрешается на расстоянии не менее 5 м от кабелей.

Перед началом работ проводится под надзором персонала энергообъекта контрольное вскрытие трассы. Для производства взрывных работ выдаются дополнительные технические условия.

845. Организации, эксплуатирующей электрические сети, необходимо периодически оповещать организации и население района, где проходят кабельные трассы, о порядке производства земляных работ вблизи этих трасс.

846. Кабельные линии периодически подвергаются профилактическим испытаниям повышенным напряжением постоянного тока в соответствии с объемами и нормами испытания электрооборудования.

Необходимость внеочередных испытаний на кабельных линиях после ремонтных работ или раскопок, связанных со вскрытием трасс, определяется руководством энергообъекта, района, организации, эксплуатирующей электрические сети.

847. Для предупреждения электрических пробоев на вертикальных участках кабелей с бумажной изоляцией напряжением 25-30 кВ вследствие осушения изоляции необходимо их периодически заменять или устанавливать на них стопорные муфты.

На кабельных линиях напряжением 20-35 кВ с кабелями с нестекающей пропиточной массой и пластмассовой изоляцией или с газонаполненными кабелями дополнительного наблюдения за состоянием изоляции вертикальных участков и их периодической замены не требуется.

848. При надзоре за прокладкой и при эксплуатации небронированных кабелей со шланговым покрытием особое внимание обращается на состояние шланга. Кабели со шлангами, имеющими сквозные порывы, задиры и трещины, ремонтируются или заменяются.

849. Предприятиям кабельных сетей необходимо иметь лаборатории, оснащенные аппаратами для определения мест повреждения, измерительными приборами и передвижными измерительными и испытательными установками.

850. Образцы поврежденных кабелей и поврежденные кабельные муфты подвергаются лабораторным исследованиям для установления причин повреждения и разработки мероприятий по их предотвращению.

Параграф 9. Релейная защита и электроавтоматика

851. Силовое электрооборудование электростанций, подстанций и электрических сетей защищается от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями и оснащается устройствами электроавтоматики, в том числе устройствами противоаварийной автоматики и устройствами автоматического регулирования.

Обеспечивается соответствие схемам и режимам работы энергообъектов устройств РЗА, в том числе противоаварийной автоматики, по принципам действия, уставкам, настройке и выходным воздействиям. Данные устройства постоянно используются в работе, кроме устройств, которые выводятся из работы в соответствии с назначением и принципом действия, режимом работы энергообъектов и условиями селективности.

852. В эксплуатации обеспечиваются условия нормальной работы аппаратуры РЗА и вторичных цепей (допустимые температура, влажность, вибрация, отклонения рабочих параметров от номинальных, уровень помех).

853. Все случаи срабатывания и отказа срабатывания устройств РЗА, а также выявляемые в процессе их эксплуатации дефекты тщательно анализируются и учитываются в установленном порядке службами РЗА. Выявленные дефекты устраняются.

О каждом случае неправильного срабатывания или отказа срабатывания устройств РЗА, а также о выявленных дефектах схем и аппаратуры вышестоящую организацию, в управлении или в ведении которой находится устройство, необходимо проинформировать.

854. На панелях РЗА и шкафах двустороннего обслуживания, а также на панелях и пультах управления на лицевой и оборотной сторонах выполняются надписи, указывающие их назначение в соответствии с диспетчерскими наименованиями.

На установленной на панелях, пультах и в шкафах с поворотными панелями аппаратуре выполняются с обеих сторон надписи или маркировка согласно схемам.

Расположение надписей или маркировки однозначно определяет соответствующий аппарат. На панели с аппаратурой, относящейся к разным присоединениям или разным устройствам РЗА одного присоединения, которые могут проверяться отдельно, наносятся четкие разграничительные линии и обеспечивается возможность установки ограждения при проверке отдельных устройств РЗА.

Надписи у устройств, которыми управляет оперативный персонал, четко указывают назначение этих устройств.

855. Силовое электрооборудование и линии электропередачи могут находиться под напряжением при включенной релейной защите от всех видов повреждений. При выводе из работы или неисправности отдельных видов защит, оставшиеся в работе устройства релейной защиты обеспечивает полноценную защиту электрооборудования и линий электропередачи от всех видов повреждений. Если это условие не выполняется, осуществляется временная быстродействующая защита или введено ускорение резервной защиты, или присоединение отключается.

856. При наличии быстродействующих релейных защит и устройств резервирования в случае отказа выключателей (далее – УРОВ) все операции по включению линий, шин и оборудования после ремонта или нахождения без напряжения, а также операции по переключению разъединителями и воздушными выключателями осуществляются при введенных в работу этих защитах; если на время проведения операций какие-либо из этих защит не могут быть введены в работу или выводятся из работы по принципу действия, следует ввести ускорение на резервных защитах, либо выполнить временную защиту, хотя бы неселективную, но с таким же временем действия, как и постоянная защита.

857. Сопротивление изоляции электрически связанных вторичных цепей напряжением выше 60 В относительно земли, а также между цепями различного назначения, электрически не связанными (измерительные цепи, цепи оперативного тока, сигнализации), поддерживается в пределах каждого присоединения не ниже 1 МОм.

Сопротивление изоляции вторичных цепей, рассчитанных на рабочее напряжение 60 В и ниже, питающихся от отдельного источника или через разделительный трансформатор, поддерживается не ниже 0,5 МОм.

Сопротивление изоляции измеряется мегаомметром в первом случае на напряжение 1000-2500 В, а во втором случае – 500 В.

Измерение сопротивления изоляции цепей 24 В и ниже устройств РЗА на микроэлектронной базе производится в соответствии с указаниями завода-изготовителя. Если таких указаний нет, проверяется отсутствие замыкания этих цепей на землю омметром на напряжение до 15 В.

При проверке изоляции вторичных цепей принимаются предусмотренные соответствующими инструкциями меры для предотвращения повреждения этих устройств.

858. При включении после монтажа и первом профилактическом контроле изоляция относительно земли электрически связанных цепей РЗА и всех других вторичных цепей каждого присоединения, а также между электрически не связанными цепями, находящимися в пределах одной панели, за исключением цепей элементов, рассчитанных на рабочее напряжение 60 В и ниже, испытывается напряжением 1000 В переменного тока в течение 1 минуты.

Кроме того, напряжением 1000 В течение 1 минуты испытывается изоляция между жилами контрольного кабеля тех цепей, где имеется повышенная вероятность замыкания между жилами с серьезными последствиями (цепи газовой защиты, цепи конденсаторов, используемых как источник оперативного тока, вторичные цепи трансформаторов тока с номинальным значением тока 1А).

В последующей эксплуатации изоляция цепей РЗА (за исключением цепей напряжением 60 В и ниже) испытывается при профилактических восстановлении напряжением 1000 В переменного тока в течение 1 минуты или выпрямленным напряжением 2500 В с использованием мегаомметра или специальной установки.

Испытание изоляции цепей РЗА напряжением 60 В и ниже производится в процессе ее измерения согласно пункту 858 настоящих Правил.

859. Вновь смонтированные устройства РЗА и вторичные цепи перед вводом в работу подвергаются наладке и приемочным испытаниям.

Разрешение на ввод новых устройств и их включение в работу выдается в установленном порядке с записью в журнале релейной защиты и электроавтоматики.

860. В службе РЗА на устройства РЗА, находящиеся в эксплуатации, устанавливается следующая техническая документация:

- 1) паспорта-протоколы;
- 2) инструкции или методические указания по наладке и проверке;
- 3) технические данные об устройствах в виде карт уставок и характеристик;
- 4) исполнительные рабочие схемы: принципиальные, монтажные или принципиально-монтажные;
- 5) рабочие программы вывода в проверку (ввода в работу) сложных устройств РЗА с указанием последовательности, способа и места отсоединения их цепей от остающихся в работе устройств РЗА, цепей управления оборудованием и цепей тока и напряжения.

Результаты технического обслуживания заносятся в паспорт-протокол. Подробные записи по проведенным проверкам устройств РЗА и противоаварийной автоматики оформляются соответствующим протоколом или в рабочем журнале.

861. Вывод из работы, изменение параметров настройки или изменение действия устройств РЗА оформляются в соответствии с пунктами 997, 1000, 1001 и 1005 настоящих Правил.

При угрозе неправильного срабатывания устройство РЗА выводится из работы с учетом требования пункта 856 настоящих Правил без разрешения вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала, но с последующим сообщением ему (в соответствии с производственной инструкцией) и последующим оформлением заявки в соответствии с пунктом 1002 настоящих Правил.

862. Реле, аппараты и вспомогательные устройства РЗА, за исключением тех, уставки которых изменяет оперативный персонал, разрешается вскрывать работникам служб РЗА, электротехнической лаборатории электроцехов электростанций (далее – ЭТЛ), эксплуатирующим эти устройства, или в исключительных случаях, по их указанию оперативному персоналу.

Работы в устройствах РЗА необходимо выполнять персоналу, обученному и допущенному к самостоятельной проверке соответствующих устройств.

863. На сборках (рядах) зажимов пультов управления, шкафов и панелей не устраняется расположение в непосредственной близости зажимов, случайное соединение которых может вызвать включение или отключение присоединения, короткое замыкание в цепях оперативного тока или в цепях возбуждения генератора (синхронного компенсатора).

864. При работе на панелях, пультах, в шкафах и в цепях управления и РЗА принимаются меры против ошибочного отключения оборудования. Работы выполняются изолированным инструментом.

Выполнение этих работ без исполнительных схем, заданных объемов и последовательности работ (типовая или специальная программа), не допускается.

Операции во вторичных цепях трансформаторов тока и напряжения (в том числе с испытательными блоками) производятся с выводом из действия устройств РЗА (или отдельных их ступеней), которые по принципу действия и параметрам настройки (уставкам) могут отрабатывать ложно в процессе выполнения указанных операций.

По окончании работ проверяются исправность и правильность присоединения цепей тока, напряжения и оперативных цепей. Оперативные цепи РЗА и цепи управления проверяются путем опробования в действии.

865. Работы в устройствах РЗА, которые могут вызвать неправильное отключение защищаемого или других присоединений, а также иные, не предусмотренные воздействия на оборудование, действующие устройства РЗА, производятся по разрешенной заявке, учитывающей эти возможности.

866. Контроль правильности положения переключающих устройств на панелях и шкафах РЗА, крышек испытательных блоков, контроль исправности предохранителей или автоматических выключателей в цепях управления и защит, контроль работы

устройств РЗА по показаниям имеющихся на аппаратах и панелях (шкафах) устройств внешней сигнализации и приборов, опробование выключателей и прочих аппаратов. Обмен сигналами высокочастотных защит, измерения контролируемых параметров устройств высокочастотного телеотключения, низкочастотной аппаратуры каналов автоматики, высокочастотной аппаратуры противоаварийной автоматики, измерение напряжения небаланса в защите шин и устройства контроля изоляции вводов, измерение напряжения небалансов в разомкнутом треугольнике трансформатора напряжения, опробование устройств автоматического повторного включения, автоматического включения резерва и фиксирующих приборов, завод часов автоматических осциллографов и других приборов осуществляет оперативный персонал.

Периодичность контроля и опробования, перечень аппаратов и устройств, подлежащих опробованию, порядок операций при опробовании, а также порядок действий персонала при выявлении отклонений от норм устанавливается местными инструкциями.

867. Персоналу служб РЗА организаций, эксплуатирующих электрические сети, и электротехнических лабораторий электростанций необходимо периодически осматривать все панели и пульта управления, панели релейной защиты, электроавтоматики, сигнализации, обращая особое внимание на правильность положения переключающих устройств (рубильников, ключей управления, накладок) и крышек испытательных блоков и соответствие их положения схемам и режимам работы электрооборудования.

Периодичность осмотров устанавливается руководством энергообъекта. Независимо от периодических осмотров персоналом службы РЗА оперативно-диспетчерский персонал обеспечивает правильное положение тех элементов РЗА, с которыми ему разрешено выполнять операции.

868. Устройства РЗА и вторичные цепи проверяются и опробуются в объеме и в сроки, указанные в настоящих Правилах и инструкциях.

После неправильного срабатывания или отказа срабатывания этих устройств проводятся дополнительные (послеаварийные) проверки.

869. На проводах, присоединенных к сборкам (рядам) зажимов, выполняется маркировка, соответствующая схемам. На контрольных кабелях выполняется маркировка на концах, в местах разветвления и пересечения потоков кабелей, при проходе их через стены, потолки и другие перекрытия. Концы свободных жил контрольных кабелей изолируются.

870. При устранении повреждений контрольных кабелей с металлической оболочкой или их наращивании соединение жил осуществляется с установкой герметичных муфт или с помощью предназначенных для этого коробок. Указанные муфты и коробки регистрируются.

Кабели с поливинилхлоридной и резиновой оболочкой соединяются с помощью эпоксидных соединительных муфт или на переходных рядах зажимов.

На каждые 50 м одного кабеля в среднем устанавливается не более одного из указанных выше соединений.

871. При применении контрольных кабелей с изоляцией жил, подверженной разрушению под воздействием воздуха, света и масла, на участках жил от зажимов до концевых разделок, выполняется дополнительное покрытие, препятствующее этому разрушению.

872. Вторичные обмотки трансформаторов тока поддерживаются в замкнутом на реле и приборах состоянии или закорочены. Вторичные цепи трансформаторов тока, напряжения и вторичные обмотки фильтров присоединения ВЧ каналов поддерживаются в заземленном состоянии.

873. Установленные на электростанциях и подстанциях самопишущие приборы с автоматическим ускорением записи в аварийных режимах, автоматические осциллографы, в том числе их устройства пуска, фиксирующие приборы (амперметры, вольтметры и омметры) и другие устройства, используемые для анализа работы устройства РЗА и определения места повреждения на линиях электропередачи, поддерживаются в состоянии в любой момент готовом к действию. Ввод и вывод из работы указанных устройств осуществляются по заявке.

874. В цепях оперативного тока обеспечивается селективность действия аппаратов защиты (предохранителей и автоматических выключателей).

На автоматических выключателях, колодках предохранителей выполняется маркировка с указанием назначения и тока.

875. Для выполнения оперативным персоналом на панелях в шкафах устройств РЗА переключений с помощью ключей, накладок, испытательных блоков и других приспособлений применяются таблицы положения указанных переключающих устройств для используемых режимов или другие наглядные методы контроля, а также программы для сложных переключений. Об операциях по этим переключениям делается запись в оперативный журнал.

876. На щитах управления электростанций и подстанций, а также на панелях и шкафах переключающие устройства в цепях РЗА располагаются наглядно, а однотипные операции с ними производятся одинаково.

Параграф 10. Заземляющие устройства

877. Обеспечивается соответствие заземляющих устройств требованиям обеспечения электробезопасности людей и защиты электроустановок, а также эксплуатационных режимов работы.

Все металлические части электрооборудования и электроустановок, которые могут оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции, заземляются или зануляются.

878. При сдаче в эксплуатацию заземляющих устройств электроустановок монтажной организацией представляются протоколы приемо-сдаточных испытаний этих устройств.

879. Каждый элемент установки, подлежащий заземлению, присоединяется к заземлителю посредством отдельного заземляющего проводника.

Последовательное соединение заземляющими проводниками нескольких элементов установки не допускается.

880. Присоединение заземляющих проводников к заземлителю и заземляемым конструкциям выполняется сваркой, а к корпусам аппаратов, машин и опорам воздушных линий электропередачи (ВЛ) – сваркой или болтовым соединением.

881. Заземляющие проводники предохраняются от коррозии. Открыто проложенные заземляющие проводники окрашиваются в черный цвет.

882. Для контроля заземляющего устройства проводится:

1) измерение сопротивления заземляющего устройства проводится не реже 1 раза в 12 лет выборочная проверка со вскрытием грунта для оценки коррозионного состояния элементов заземлителя, находящихся в земле;

2) проверка наличия и состояния цепей между заземлителем и заземляемыми элементами, соединений естественных заземлителей с заземляющим устройством – не реже 1 раза в 12 лет;

3) измерение напряжения прикосновения в электроустановках, заземляющее устройство которых выполнено по нормам на напряжение прикосновения;

4) проверка (расчетная) соответствия напряжения на заземляющем устройстве – после монтажа, переустройства и капитального ремонта заземляющего устройства, но не реже 1 раза в 12 лет;

5) в установках до 1000 В проверка пробивных предохранителей и полного сопротивления петли фаза-нуль – не реже 1 раза в 6 лет.

883. Измерение сопротивления заземляющих устройств производится:

1) у опор с разъединителями, защитными промежутками, трубчатыми и вентильными разрядниками и у опор с повторными заземлителями нулевых проводов – не реже 1 раза в 6 лет;

2) при обнаружении на тросовых опорах ВЛ напряжением 110 кВ и выше следов перекрытий или разрушений изоляторов электрической дугой;

3) на подстанциях воздушных распределительных сетей напряжением 35 кВ и ниже – не реже 1 раза в 12 лет.

Измерение сопротивлений заземления в сетях напряжением 35 кВ и ниже производится:

1) у опор с разъединителями, защитными промежутками, трубчатыми и вентильными разрядниками и у опор с повторными заземлителями нулевых проводов – не реже 1 раза в 6 лет;

2) выборочно на 2 % железобетонных и металлических опор в населенной местности, на участках ВЛ с наиболее агрессивными, оползневыми, выдуваемыми или плохо проводящими грунтами – не реже 1 раза в 12 лет.

Измерения выполняются в периоды наибольшего высыхания грунта.

Сноска. Пункт 883 с изменением, внесенным приказом Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

884. Измерения напряжений прикосновения производятся после монтажа, переустройства и капитального ремонта заземляющего устройства, но не реже 1 раза в 6 лет.

Измерения выполняются при присоединенных естественных заземлителях и тросах ВЛ.

885. Проверка коррозионного состояния заземлителей проводятся:

1) на подстанциях и электростанциях – в местах, где заземлители наиболее подвержены коррозии, а также вблизи нейтралей силовых трансформаторов, короткозамыкателей;

2) на ВЛ – у 2 % опор с заземлителями при выборочной проверке со вскрытием грунта.

Для заземлителей подстанций и опор ВЛ при необходимости по решению технического руководителя энергообъекта может быть установлена более частая проверка коррозионного состояния.

Параграф 11. Защита от перенапряжений

886. На электростанциях, подстанциях и в организациях, эксплуатирующих электрические сети, обеспечивается наличие сведений по защите от перенапряжений каждого распределительного устройства и ВЛ:

1) очертание защитных зон молниеотводов, прожекторных мачт, металлических и железобетонных конструкций, возвышающихся сооружений и зданий;

2) схемы устройств заземления РУ с указанием мест подключения защитных аппаратов, заземляющих спусков подстанционного оборудования и порталов с молниеотводами, расположения дополнительных заземляющих электродов с данными по их длине и количеству;

3) паспортные данные по импульсной прочности (импульсные испытательные и пробивные напряжения) оборудования РУ;

4) паспортные защитные характеристики использованных на РУ и ВЛ ограничителей перенапряжений, вентильных и трубчатых разрядников и искровых промежутков;

5) схемы РУ со значениями длин защищенных тросом подходов ВЛ (для ВЛ с тросом по всей длине – длин опасных зон) и соответствующими им расстояниями по ошиновке между защитными аппаратами РУ и защищаемым оборудованием;

6) значения сопротивлений заземления опор ВЛ, в том числе тросовых подходов ВЛ, РУ, ТП и переключательных пунктов;

7) данные о проводимости грунтов по трассе ВЛ на территории распределительных устройств;

8) данные о пересечении ВЛ между собой, с линиями связи, радиотрансляции, автоблокировочными линиями железных дорог.

887. Подвеска проводов ВЛ напряжением до 1000 В любого назначения (осветительных, телефонных, высокочастотных) на конструкциях ОРУ, отдельно стоящих стержневых молниеотводах, прожекторных мачтах, дымовых трубах и градирнях, а также подводка этих линий к взрывоопасным помещениям не допускается.

Для указанных целей применяются кабели с металлическими оболочками или кабели без оболочек, проложенные в металлических трубах в земле. Оболочки кабелей, металлические трубы заземляются. Подводка линий к взрывоопасным помещениям выполняется с учетом требований действующей инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений.

888. Ежегодно перед грозовым сезоном проводится проверка состояния защиты от перенапряжений распределительных устройств и линий электропередачи и обеспечивается готовность защиты от грозовых и внутренних перенапряжений.

На предприятиях регистрируются случаи грозовых отключений и повреждений ВЛ, оборудования РУ и ТП. На основании полученных данных проводится оценка надежности грозозащиты и при необходимости разрабатываются мероприятия по повышению ее надежности.

При установке в РУ нестандартных аппаратов или оборудования необходима разработка соответствующих грозозащитных мероприятий.

889. Ограничители перенапряжений и вентильные разрядники всех напряжений поддерживаются в постоянно включенном состоянии.

В ОРУ допускается отключение на зимний период (или отдельные его месяцы) вентильных разрядников, предназначенных для защиты от грозовых перенапряжений в районах с ураганным ветром, гололедом, резким изменением температуры и интенсивным загрязнением.

890. Профилактические испытания вентильных и трубчатых разрядников, а также ограничителей перенапряжений проводятся в соответствии с объемами и нормами испытания электрооборудования.

891. Трубчатые разрядники и защитные промежутки осматриваются при обходах линий электропередачи. Срабатывание разрядников отмечается в обходных листах. Проверка трубчатых разрядников со снятием с опор проводится 1 раз в 3 года.

Верховой осмотр без снятия с опор, а также дополнительные осмотры и проверки трубчатых разрядников, установленных в зонах интенсивного загрязнения, выполняются в соответствии с требованиями производственных инструкций.

Ремонт трубчатых разрядников производится по мере необходимости в зависимости от результатов проверок и осмотров.

892. В сетях с изолированной нейтралью или с компенсацией емкостных токов допускается работа воздушных и кабельных линий электропередачи с замыканием на землю до устранения повреждения.

При этом к отысканию места повреждения на ВЛ, проходящих в населенной местности, где возникает опасность поражения током людей и животных, следует приступать немедленно и ликвидировать повреждение в кратчайший срок.

В сетях генераторного напряжения, а также в сетях, к которым подключены двигатели высокого напряжения, работа с замыканием на землю допускается в соответствии с пунктом 670 настоящих Правил.

893. Компенсация емкостного тока замыкания на землю дугогасящими реакторами применяется при емкостных токах, превышающих значения, согласно приложению 25 к настоящим Правилам.

В сетях собственных нужд 6 кВ блочных электростанций допускается режим работы с заземлением нейтрали сети через резистор. В цепях генераторного напряжения при обосновании соответствующими расчетами допускается режим работы с изолированной нейтралью.

В сетях 6-35 кВ с ВЛ на железобетонных и металлических опорах используются дугогасящие реакторы при емкостном токе замыкания на землю более 10 А.

Работа сетей 6-35 кВ без компенсации емкостного тока при его значениях, превышающих указанные в приложении 25 к настоящим Правилам, не допускается.

Для компенсации емкостных токов замыкания на землю в сетях применяются заземляющие дугогасящие реакторы с ручным или автоматическим регулированием.

Измерение емкостных токов, токов дугогасящих реакторов, токов замыкания на землю и напряжений смещения нейтрали в сетях с компенсацией емкостного тока проводится при вводе в эксплуатацию дугогасящих реакторов и значительных изменениях режимов сети, но не реже 1 раза в 6 лет.

894. Мощность дугогасящих реакторов выбирается по емкостному току сети с учетом ее перспективного развития.

Заземляющие дугогасящие реакторы устанавливаются на подстанциях, связанных с компенсируемой сетью не менее, чем двумя линиями электропередачи. Установка дугогасящих реакторов на тупиковых подстанциях не допускается. Дугогасящие реакторы подключаются к нейтралю трансформаторов, генераторов или синхронных компенсаторов через разъединители.

Для подключения дугогасящих реакторов используются трансформаторы со схемой соединения обмоток "звезда-треугольник".

Подключение дугогасящих реакторов к трансформаторам, защищенным плавкими предохранителями, не допускается.

Ввод дугогасящего реактора, предназначенный для заземления, соединяется с общим заземляющим устройством через трансформатор тока.

895. Обеспечивается наличие на дугогасящих реакторах резонансной настройки. Допускается настройка с перекомпенсацией, при которой реактивная составляющая тока замыкания на землю обеспечивается на уровне не более 5 А, а степень расстройки – не более 5 %. Если установленные в сетях 6-20 кВ дугогасящие реакторы имеют большую разность токов смежных ответвлений, допускается настройка с реактивной составляющей тока замыкания на землю не более 10 А. В сетях 35 кВ при емкостном токе замыкания на землю менее 15 А допускается степень расстройки не более 10 %.

Работа сетей с недокомпенсацией емкостного тока не допускается. Разрешается применение настройки с недокомпенсацией лишь временно при отсутствии дугогасящих реакторов необходимой мощности и при условии, что аварийно возникающие несимметрии емкостей фаз сети не могут привести к появлению напряжения смещения нейтрали, превышающего 70 % фазного напряжения.

896. В сетях, работающих с компенсацией емкостного тока, напряжение несимметрии обеспечивается на уровне не выше 0,75 % фазного напряжения.

При отсутствии в сети замыкания на землю напряжение смещения нейтрали допускается не выше 15 % фазного напряжения длительно и не выше 30 % в течение 1 часа.

Снижение напряжения несимметрии и смещения нейтрали до указанных значений осуществляется выравниванием емкостей фаз сети относительно земли (изменением взаимного положения фазных проводов, а также распределением конденсаторов высокочастотной связи между фазами линий).

При подключении к сети конденсаторов высокочастотной связи и конденсаторов молниезащиты вращающихся машин проверяется допустимость несимметрии емкостей фаз относительно земли.

Пофазные включения и отключения воздушных и кабельных линий, которые могут приводить к напряжению смещения нейтрали, превышающему указанные значения, не допускаются.

897. В сетях 6-10 кВ применяются плавнорегулируемые дугогасящие реакторы с автоматической настройкой тока компенсации.

При применении дугогасящих реакторов с ручным регулированием тока показатели настройки определяются по измерителю расстройки компенсации. Если такой прибор отсутствует, показатели настройки выбираются на основании результатов измерений тока замыкания на землю, емкостных токов, тока компенсации с учетом напряжения смещения нейтрали.

898. В установках с вакуумными выключателями предусматриваются мероприятия по защите от коммутационных перенапряжений. Отказ от защиты от перенапряжений допускается в случаях веского обоснования.

899. На подстанциях 110-220 кВ для предотвращения возникновения перенапряжений от самопроизвольных смещений нейтрали или опасных феррорезонансных процессов оперативные действия начинаются с заземления нейтрали трансформатора, включаемого на ненагруженную систему шин с трансформаторами напряжения НКФ-110 и НКФ-220.

Перед отделением от сети ненагруженной системы шин с трансформаторами НКФ-110 и НКФ-220 нейтраль питающего трансформатора заземляется.

В сетях 110-220 кВ при появлении неполнофазного режима питания трансформаторов, работающих с изолированной нейтралью, оперативные действия, связанные с заземлением нейтрали этих трансформаторов, не допускаются.

Распределительные устройства 150-500 кВ с электромагнитными трансформаторами напряжения и выключателями, контакты которых шунтированы конденсаторами, проверяются на возможность возникновения феррорезонансных перенапряжений при отключениях систем шин. При необходимости принимаются меры к предотвращению феррорезонанса при оперативных и автоматических отключениях.

В сетях и на присоединениях 6-35 кВ при необходимости принимаются меры к предотвращению феррорезонансных процессов, в том числе самопроизвольных смещений нейтрали.

900. Неиспользуемые обмотки низшего напряжения трансформаторов и автотрансформаторов соединяются в звезду или треугольник и защищаются от перенапряжений.

Защита неиспользуемых обмоток низшего напряжения, расположенных между обмотками более высокого напряжения, осуществляется вентильными разрядниками или ограничителями перенапряжений, присоединенными к вводу каждой фазы. Защита не требуется, если к обмотке низшего напряжения постоянно подключена кабельная линия длиной не менее 30 м, имеющая заземленную оболочку или броню.

Защита неиспользуемых обмоток низшего и среднего напряжения в других случаях осуществляется заземлением одной фазы или нейтрали либо вентильными

разрядниками (или ограничителями перенапряжений), присоединенными к вводу каждой фазы.

901. В сетях напряжением 110 кВ и выше разземление нейтрали обмоток 110-220 кВ трансформаторов, а также выбор действия релейной защиты и системной автоматики осуществляются таким образом, чтобы при различных оперативных и автоматических отключениях не выделялись участки сети без трансформаторов с заземленными нейтральями.

Защита от перенапряжений нейтрали трансформатора с уровнем изоляции ниже, чем у линейных вводов, осуществляется вентильными разрядниками или ограничителем перенапряжений.

902. В сетях 110-750 кВ при оперативных переключениях и в аварийных режимах повышение напряжения промышленной частоты (50 Гц) на оборудовании обеспечивается на уровне не выше значений допустимого повышения напряжения промышленной частоты оборудования в электросетях 110-750 кВ, указанных в приложении 26 к настоящим Правилам. Указанные значения распространяются также на амплитуду напряжения, образованного наложением на синусоиду 50 Гц составляющих другой частоты.

Параграф 12. Освещение

903. Рабочее, аварийное и эвакуационное освещение во всех помещениях, на рабочих местах и на открытой территории обеспечивает освещенность согласно СНиП РК 2.04.-04-2002 "Естественное и искусственное освещение".

Светильники аварийного освещения отличаются от светильников рабочего освещения знаками или окраской. Обеспечивается соответствие светоограждений дымовых труб и других высоких сооружений нормам маркировки и светоограждения высотных препятствий.

904. В помещениях главного, центрального и блочного щитов управления электростанций и подстанций, а также на диспетчерских пунктах для светильников аварийного освещения обеспечивается величина их освещенности на фасадах панелей основного щита не менее чем 30 люксметр (далее - лк), для одной-двух ламп обеспечивается присоединение к шинам постоянного тока через предохранители или автоматы и поддерживается их включенность круглосуточно.

Эвакуационное освещение обеспечивается в помещениях и проходах освещенность не менее 30 лк.

905. Рабочее и аварийное освещение в нормальном режиме питается от разных независимых источников питания. При отключении источников питания на электростанциях и подстанциях и на диспетчерских пунктах аварийное освещение автоматически переключается на аккумуляторную батарею или другой независимый источник питания.

Присоединение к сети аварийного освещения других видов нагрузок, не относящихся к этому освещению, не допускается.

Обеспечивается отсутствие в сети аварийного освещения штепсельных розеток. Светильники эвакуационного освещения присоединяются к сети, не зависящей от сети рабочего освещения. При отключении источника питания эвакуационного освещения оно переключается на аккумуляторную батарею или двигатель-генераторную установку.

906. Переносные ручные светильники ремонтного освещения питаются от сети напряжением не выше 42 В, а при повышенной опасности поражения электрическим током – не выше 12 В.

Выбираются такие вилки 12-42 В, чтобы они не подходили к розеткам 127 и 220 В. На розетках выполняются надписи с указанием напряжения.

907. Установка ламп мощностью больше допустимой для данного типа светильников не допускается. Снятие рассеивателей светильников, экранирующих и защитных решеток, не допускается.

908. Для сетей внутреннего, наружного, а также охранного освещения электростанций и подстанций обеспечивается питание по отдельным линиям.

Управление сетью наружного рабочего освещения, кроме сети освещения склада топлива и удаленных объектов электростанций, а также управление сетью охранного освещения осуществляется из помещения главного или центрального щита управления.

909. Сеть освещения электростанций обеспечивается питанием через стабилизаторы или от отдельных трансформаторов, обеспечивающих возможность поддержания напряжения освещения в необходимых пределах.

Значение напряжения на лампах поддерживается на уровне не выше номинального. Величина понижения напряжения у наиболее удаленных ламп сети внутреннего рабочего освещения, а также у прожекторных установок поддерживается на уровне не более 5 % номинального напряжения, у наиболее удаленных ламп сети наружного и аварийного освещения и в сети 12-42 В – не более 10 % (для люминесцентных ламп – не более 7,5 %).

910. В коридорах РУ, имеющих два выхода, и в проходных туннелях освещение выполняется с двусторонним управлением.

911. На щитах и сборках осветительной сети на всех выключателях (рубильниках, автоматах) выполняются надписи с наименованием присоединения, а на предохранителях – с указанием значения тока плавкой вставки.

912. Дежурный персонал обеспечивается схемами сети освещения и запасом плавких калиброванных вставок и ламп всех напряжений осветительной сети. Дежурный и оперативно-ремонтный персонал при наличии аварийного освещения снабжается переносными электрическими фонарями.

913. Очистку светильников, замену ламп и плавких вставок, ремонт и осмотр осветительной сети на электростанциях производит персонал электроцеха. В помещениях с мостовыми кранами допускается их использование для обслуживания светильников с соблюдением мер безопасности.

Очистка светильников и замена перегоревших ламп может выполняться обученным персоналом технологических цехов энергообъектов, имеющих группу по электробезопасности не ниже 2, с помощью устройств, обеспечивающих удобный и безопасный доступ к светильникам. Периодичность очистки устанавливается с учетом местных условий.

914. Осмотр и проверка осветительной сети производятся в следующие сроки:

1) проверка действия автомата аварийного освещения – не реже 1 раза в месяц в дневное время;

2) проверка исправности аварийного освещения при отключении рабочего освещения – 2 раза в год;

3) измерение освещенности рабочих мест – при вводе в эксплуатацию и в дальнейшем по мере необходимости;

4) испытание изоляции стационарных трансформаторов 12-42 В – 1 раз в год;

5) испытание переносных трансформаторов и светильников 12-42 В – 1 раз в 6 месяцев.

Обнаруженные при проверке и осмотре дефекты устраняются в кратчайший срок.

915. Проверка состояния стационарного оборудования и электропроводки аварийного, эвакуационного и рабочего освещения, испытание и измерение сопротивления изоляции производятся при пуске в эксплуатацию, а в дальнейшем – по графику, утвержденному техническим руководителем энергообъекта.

Параграф 13. Электролизные установки

916. При эксплуатации электролизных установок необходимо контролировать: напряжение и ток на электролизерах, давление водорода и кислорода, уровни жидкости в аппаратах, разность давлений между системами водорода и кислорода, температуру электролита в циркуляционном контуре и температура газов в установках осушки, чистота водорода и кислорода в аппаратах и содержание водорода в помещениях установки.

Нормальные и предельные значения контролируемых параметров устанавливаются на основе инструкции завода-изготовителя, и проведенных испытаний и строго соблюдаются при эксплуатации.

917. Технологические защиты электролизных установок действуют на отключение преобразовательных агрегатов (двигателей-генераторов) при следующих отклонениях от установленного режима:

- 1) разности давлений в регуляторах давления водорода и кислорода более 200 кгс/м² (2 кПа);
- 2) содержания водорода в кислороде 2 % и более;
- 3) содержания кислорода в водороде 1 % и более;
- 4) давлений в системах выше номинального;
- 5) межполюсных коротких замыканиях;
- 6) однополюсных коротких замыканиях на землю (для электролизеров с центральным отводом газов);
- 7) исчезновении напряжения на преобразовательных агрегатах (двигателях-генераторах) со стороны переменного тока.

При автоматическом отключении электролизной установки, а также повышении температуры электролита в циркуляционном контуре до 70 °С, при увеличении содержания водорода в воздухе помещений электролизеров и датчиков газоанализаторов до 1 % на щит управления подается сигнал.

После получения сигнала оперативному персоналу необходимо прибыть на установку не позднее, чем через 15 минут.

Повторный пуск установки после отключения ее технологической защитой осуществляется оперативным персоналом после выявления и устранения причины отключения.

918. Электролизная установка, работающая без постоянного дежурства персонала, осматривается не реже 1 раза в смену. Обнаруженные дефекты и неполадки регистрируются в журнале (картотеке) и устраняются в кратчайшие сроки.

При осмотре установки оперативному персоналу необходимо проверить:

- 1) соответствие показаний дифференциального манометра-уровнемера уровням воды в регуляторах давления работающего электролизера;
- 2) положение уровней воды в регуляторах давления отключенного электролизера;
- 3) открытие клапанов выпуска газов в атмосферу из регуляторов давления отключенного электролизера;
- 4) наличие воды в гидрозатворах;
- 5) расход газов в датчиках газоанализаторов (по ротаметрам);
- 6) нагрузку и напряжение на электролизере;
- 7) температуру газов на выходе из электролизера;
- 8) давление водорода и кислорода в системе и ресиверах;
- 9) давление инертного газа в ресиверах.

919. Для проверки исправности автоматических газоанализаторов 1 раз в сутки проводится химический анализ содержания кислорода в водороде и водорода в кислороде. При неисправности одного из автоматических газоанализаторов соответствующий химический анализ проводится каждые 2 часа.

920. На регуляторах давления водорода и кислорода и на ресиверах предохранительные клапаны регулируются на давление, равное 1,15 номинального. Предохранительные клапаны на регуляторах давления проверяются не реже 1 раза в 6 месяцев, а предохранительные клапаны на ресиверах – не реже 1 раза в 2 года. Предохранительные клапаны испытываются на стенде азотом или чистым воздухом.

921. На трубопроводах подачи водорода и кислорода в ресиверах, а также на трубопроводе подачи обессоленной воды (конденсата) в питательные баки устанавливаются газоплотные обратные клапаны.

922. Для электролиза применяется вода с содержанием железа не более 30 мкг/дм^3 , хлоридов не более 20 мкг/дм^3 и карбонатов не более 70 мкг-экв/дм^3 .

Для приготовления электролита применяется гидрат окиси калия технический высшего сорта, поставляемый в виде чешуек в полиэтиленовых вкладышах или мешках, или жидкий марки ХЧ, соответствующий стандарту.

923. Обеспечивается значение чистоты водорода, вырабатываемого электролизными установками, на уровне не ниже 99 %, а кислорода – не ниже 98 %.

Подъем давления газов в аппаратах до номинального значения разрешается после достижения указанной чистоты водорода и кислорода.

924. Температура электролита в электролизере обеспечивается на уровне не выше $80 \text{ }^{\circ}\text{C}$, а разность температур наиболее горячих и холодных ячеек электролизера – не выше $20 \text{ }^{\circ}\text{C}$.

925. При использовании кислорода для нужд электростанции его давление в ресиверах автоматически поддерживается ниже давления водорода в них.

926. Перед включением электролизера в работу все аппараты и трубопроводы продуваются азотом. Чистота азота для продувки обеспечивается на уровне не ниже 97,5 %. Продувка считается законченной, если содержание азота в выдуваемом газе достигает 97 %. Продувка аппаратуры электролизеров углекислым газом не допускается.

927. Подключение электролизера к ресиверам, находящимся под давлением водорода, осуществляется при превышении давления в системе электролизера по отношению к давлению в ресиверах не менее чем на $0,5 \text{ кгс/см}^2$ (50 кПа).

928. Для вытеснения воздуха или водорода из ресиверов применяется углекислый газ или азот. Воздух вытесняется углекислым газом до тех пор, пока содержание углекислого газа в верхней части ресиверов не достигнет 85 %, а при вытеснении водорода – 95 %.

Вытеснение воздуха или водорода азотом производится, пока содержание азота в выдуваемом газе не достигнет 97 %.

При необходимости внутреннего осмотра ресиверов они предварительно продуваются воздухом до тех пор, пока содержание кислорода в выдуваемом газе не

достигнет 20 %. Азот или углекислый газ вытесняется водородом из ресиверов, пока в их нижней части содержание водорода не достигнет 99 %.

929. В процессе эксплуатации электролизной установки проверяются:

- 1) плотность электролита – не реже 1 раза в месяц;
- 2) напряжение на ячейках электролизеров – не реже 1 раза в 6 месяцев;
- 3) действие технологических защит, предупредительной и аварийной сигнализации и состояние обратных клапанов – не реже 1 раза в 3 месяца.

930. При работе установки сорбционной осушки водорода или кислорода переключение адсорберов-осушителей выполняется по графику.

При осушке водорода методом охлаждения температура водорода на выходе из испарителя обеспечивается на уровне выше минус 5 °С. Для оттаивания испаритель периодически по графику отключается.

931. При отключении электролизной установки на срок до 1 часа разрешается оставлять аппаратуру под номинальным давлением газа, при этом сигнализация повышения разности давлений в регуляторах давления кислорода включается.

При отключении электролизной установки на срок до 4 часов давление газов в аппаратах понижается до 0,1-0,2 кгс/см² (10-20 кПа), а при отключении на срок более 4 часов аппараты и трубопроводы продуваются азотом. Продувка выполняется также во всех случаях вывода электролизера из работы при обнаружении неисправности.

932. При работе на электролизной установке одного электролизера и нахождении другого в резерве вентили выпуска водорода и кислорода в атмосферу на резервном электролизере поддерживаются в открытом состоянии.

933. Промывка электролизеров, проверка усилия затяжки их ячеек и ревизия арматуры производятся 1 раз в 6 месяцев.

Текущий ремонт, включающий вышеупомянутые работы, а так же разборку электролизеров с заменой прокладок, промывку и очистку диафрагм и электродов и замену дефектных деталей, осуществляется 1 раз в 3 года.

Капитальный ремонт с заменой асбестовой ткани на диафрагменных рамах производится 1 раз в 6 лет.

При отсутствии утечек электролита из электролизеров и сохранении нормальных параметров технологического режима допускается удлинение срока эксплуатации электролизной установки между текущими и капитальными ремонтами по решению технического руководителя энергообъекта.

934. Трубопроводы электролизной установки окрашиваются, окраска аппаратов выполняется по цвету окраски трубопроводов соответствующего газа; окраска ресиверов – светлой краской с кольцами по цвету окраски трубопроводов соответствующего газа.

Параграф 14. Энергетические масла

935. При эксплуатации энергетических масел обеспечиваются:

- 1) надежная работа технологических систем маслonaполненного оборудования;
- 2) сохранение эксплуатационных свойств масел;
- 3) сбор и регенерация отработанных масел в целях повторного применения по прямому назначению.

936. Все энергетические масла отечественного и зарубежного производства (турбинные, электроизоляционные, компрессорные, промышленные и др.), принимаемые на энергопредприятиях от поставщиков, необходимо иметь:

- 1) сертификаты качества или паспорта и быть подвергнуты лабораторному анализу в целях определения их соответствия требованиям стандарта (ГОСТ или ТУ);
- 2) сертификаты качества (паспорта или протоколы испытаний), подтверждающие отсутствие стойких органических загрязнителей полихлордифенилов (ПХД), полихлорбифенилов (ПХБ) на каждую поставляемую партию энергетического масла;
- 3) паспорта безопасности энергетического масла.

Масла, не отвечающие требованиям стандарта, в соответствии с которым они производятся, применять в оборудовании не допускается.

937. Контроль качества изоляционного масла организуется в соответствии с объемами и нормами испытания электрооборудования.

938. Электрооборудование после капитального ремонта заливается изоляционным маслом, удовлетворяющим нормам на свежее сухое масло.

В силовые трансформаторы напряжением до 220 кВ включительно допускается заливка эксплуатационного и регенерированного масла с кислотным числом не более 0,05 мг гидроксида калия (далее - КОН) на 1 г масла, удовлетворяющего нормам на эксплуатационное масло по реакции водной вытяжки, содержанию растворенного шлама, механических примесей и имеющего пробивное напряжение в соответствии с требованиями к свежему маслу и тангенс угла диэлектрических потерь ($\text{tg } \delta$

) при температуре 90 °С, не более 6 %. В масляных выключателях допускается повторно использовать масло, слитое из этого оборудования и очищенное от механических примесей и воды до норм на свежее сухое масло.

939. Марка свежего трансформаторного масла выбирается в зависимости от типа и класса напряжения оборудования. При необходимости по согласованию с производителями оборудования допускается смешение свежих трансформаторных масел, соответствующих требованиям "ИЕС 60296 Жидкости электротехнического назначения. Новые изолирующие минеральные масла для трансформаторов и коммутационной аппаратуры".

940. Сорбенты в термосифонных и адсорбционных фильтрах трансформаторов мощностью свыше 630 кВА заменяются при достижении значения кислотного числа

масла 0,1 мг КОН на 1 г масла, а также при появлении в масле растворенного шлама, водорастворимых кислот и (или) повышении значения $(tg\delta)$

угла диэлектрических потерь выше эксплуатационной нормы.

Замена сорбента в фильтрах трансформаторов до 630 кВА включительно производится во время ремонта или при эксплуатации при ухудшении характеристик твердой изоляции. Величина содержания воды в сорбенте, загружаемом в фильтры, поддерживается на уровне не более 0,5 % массы.

941. Трансформаторное масло необходимо подвергать следующим лабораторным испытаниям:

1) до слива из железнодорожных цистерн – сокращенному анализу (без определения пробивного напряжения). Масло, предназначенное для заливки в трансформаторы и вводы 220 кВ и выше, дополнительно проверяется на стабильность и $(tg\delta)$

) Испытание на стабильность и $(tg\delta)$

) пробы масла, отобранной из железнодорожной цистерны, в связи с его продолжительностью разрешается проводить после приема масла;

2) масло, слитое в баки масляного хозяйства – сокращенному анализу, находящееся в резерве – сокращенному анализу (не реже 1 раза в 3 года) и проверке на пробивное напряжение (1 раз в год).

В объем сокращенного анализа трансформаторного масла входит определение пробивного напряжения, температуры вспышки кислотного числа, реакции водной вытяжки, визуальное определение механических примесей и нерастворенной воды.

942. Баки для сухого масла оборудуются воздухоосушительными фильтрами.

943. На электростанциях постоянно хранится запас трансформаторного масла в количестве, равном (или более) вместимости одного самого вместительного масляного выключателя, и запас на доливки не менее 1 % всего масла, залитого в оборудование. На электростанциях, имеющих исключительно воздушные малообъемные масляные выключатели, – не менее 10 % объема масла, залитого в трансформатор наибольшей емкости.

В организациях, эксплуатирующих электрические сети (в районах), постоянно хранится запас трансформаторного масла объемом, не менее 2 % залитого в оборудование.

944. До слива из цистерн турбинные нефтяные и огнестойкие масла подвергаются лабораторному испытанию:

1) нефтяное – на кислотное число, температуру вспышки, кинематическую вязкость, реакцию водной вытяжки, время деэмульсации, содержание механических примесей и воды;

2) огнестойкое – на кислотное число, содержание водорастворимых кислот и щелочей, температуру вспышки, вязкость, плотность, цвет; содержание механических примесей определяется экспресс-методом.

Нефтяное турбинное масло, слитое из цистерны в свободный чистый сухой резервуар, проверяется на время деэмульсации, стабильность против окисления, антикоррозионные свойства.

Слитое из цистерн масло приводится в состояние, пригодное для заливки в оборудование.

945. Для эксплуатационных турбинных масел в паровых турбинах, питательных электро- и турбонасосах обеспечивается соответствие следующим нормам:

1) нефтяное:

кислотное число – не более 0,3 мг КОН на 1 г масла;

обеспечивается отсутствие воды, шлама, механических примесей (определяются визуально);

обеспечивается отсутствие растворенного шлама (определяется при кислотном числе масла 0,1 мг КОН на 1 г масла и выше);

термоокислительная стабильность – для масла Тп-22С (кислотное число – не более 0,8 КОН на 1 г масла; массовая доля осадка – не более 0,15 %).

К условиям окисления масла относится температура испытания $120 \pm 0,5$ °С, время – 14 часов, скорость подачи кислорода – $200 \text{ см}^3/\text{мин}$.

Термоокислительная стабильность масла определяется 1 раз в год перед наступлением осенне-зимнего периода для масел или их смесей с кислотным числом 0,1 мг КОН на 1 г масла и более. Для масла из маслосистем питательных электро- и турбонасосов этот показатель не определяется;

2) огнестойкое синтетическое:

кислотное число – не более 1 мг КОН на 1 г масла;

содержание водорастворимых кислот – не более 0,4 мг КОН на 1 г масла;

массовая доля механических примесей – не более 0,01 %;

изменение вязкости – не более 10 % исходного значения для товарного масла;

содержание растворенного шлама (по методике ВТИ) – изменение оптической плотности не менее 25 % (определяется при кислотном числе масла 0,7 мг КОН на 1 г масла и выше).

946. Огнестойкие турбинные масла, достигшие предельной эксплуатационной нормы по кислотному числу, отправляются заводу-изготовителю для восстановления

качества. Эксплуатация огнестойких турбинных масел осуществляется в соответствии с требованиями специальной инструкции.

947. Для эксплуатационного масла Тп-30, применяемого в гидротурбинах, обеспечивается удовлетворение следующим нормам:

- 1) кислотное число – не выше 0,6 мг КОН на 1 г масла;
- 2) обеспечивается отсутствие воды, шлама, механических примесей (определяются визуально);
- 3) массовая доля растворенного шлама – не более 0,01 %.

948. В процессе хранения и эксплуатации турбинное масло периодически подвергается визуальному контролю и сокращенному анализу.

В объем сокращенного анализа нефтяного масла входит определение кислотного числа, наличия механических примесей, шлама и воды, огнестойкого масла – определение кислотного числа, содержания водорастворимых кислот, наличия воды, количественное определение содержания механических примесей экспресс-методом.

Визуальный контроль масла заключается в проверке его по внешнему виду на содержание воды, шлама и механических примесей для решения о необходимости его очистки.

949. Периодичность проведения сокращенного анализа турбинного масла следующая:

1) масла Тп-22С (ТУ 38.101.821-83) – не позднее, чем через 1 месяц после заливки в масляные системы и далее, в процессе эксплуатации, не реже 1 раза в 2 месяца при кислотном числе до 0,1 мг КОН на 1 г масла включительно, и не реже 1 раза в 1 месяц при кислотном числе более 0,1 мг КОН на 1 г масла;

2) огнестойкого масла – не позднее, чем через 1 неделю после начала эксплуатации и далее не реже 1 раза в 2 месяца при кислотном числе не выше 0,5 мг КОН на 1 г масла и не реже 1 раза в 3 недели при кислотном числе выше 0,5 мг КОН на 1 г масла;

3) турбинного масла, залитого в систему смазки синхронных компенсаторов, – не реже 1 раза в 6 месяцев;

4) масла Тп-30, применяемого в гидротурбинах, – не позднее, чем через 1 месяц после заливки в масляную систему и далее не реже 1 раза в год при полной прозрачности масла и массовой доле растворенного шлама не более 0,005 %;

5) при массовой доле растворенного шлама более 0,005 % – не реже 1 раза в 6 месяцев. При помутнении масла выполняется внеочередной сокращенный анализ.

При обнаружении в масле шлама или механических примесей во время визуального контроля проводится внеочередной сокращенный анализ.

Находящееся в резерве нефтяное турбинное масло подвергается сокращенному анализу не реже 1 раза в 3 года и перед заливкой в оборудование, а огнестойкое масло – не реже 1 раза в год и перед заливкой в оборудование.

950. Визуальный контроль масла, применяемого в паровых турбинах и турбонасосах, проводится 1 раз в сутки.

Визуальный контроль масла, применяемого в гидротурбинах, на электростанциях с постоянным дежурством персонала, проводится 1 раз в неделю, а на автоматизированных электростанциях – при каждом очередном осмотре оборудования, но не реже 1 раза в месяц.

951. На электростанциях хранится постоянный запас нефтяного турбинного масла в количестве, равном (или более) вместимости масляной системы самого крупного агрегата, и запас на доливки не менее 45-дневной потребности, в организациях, эксплуатирующих электрические сети, обеспечивается постоянный запас масла равный (или превышающий) вместимости масляной системы одного синхронного компенсатора и запас на доливки не менее 45-дневной потребности.

Постоянный запас огнестойкого турбинного масла обеспечивается на уровне не менее годовой потребности его на доливки для одного турбоагрегата.

952. Получаемые индустриальные масла и пластичные смазки подвергаются визуальному контролю в целях обнаружения механических примесей и воды.

953. Для вспомогательного оборудования и механизмов на электростанциях и в организациях, эксплуатирующих электрические сети, устанавливаются нормы расхода, периодичность контроля качества и смены смазочных материалов. Обеспечивается соответствие марки смазочного материала, используемого для этих целей, требованиям заводских инструкций по эксплуатации к ассортименту смазок, допущенных к применению на данном оборудовании. Возможность замены смазочных материалов согласуется с предприятием-изготовителем оборудования.

В системах смазки вспомогательного оборудования с принудительной циркуляцией масло подвергается визуальному контролю на содержание механических примесей, шлама и воды не реже 1 раза в месяц. При обнаружении загрязнения масло необходимо очищать или заменить.

На каждой электростанции и в каждой организации, эксплуатирующей электрические сети, хранится постоянный запас смазочных материалов для вспомогательного оборудования не менее 45-дневной потребности.

954. Контроль качества свежих и эксплуатационных энергетических масел на энергообъектах и выдачу рекомендаций по применению масел, в том числе составление графиков их контроля, а также техническое руководство технологией обработки, необходимо осуществлять химическому цеху (химической лаборатории или соответствующему подразделению). Масляное хозяйство организации, эксплуатирующей электрические сети, находится в подчинении службы изоляции и молниезащиты или другого производственного подразделения, определенного приказом руководителя.

На электростанциях обслуживание оборудования для обработки электроизоляционных масел осуществляет персонал электроцеха, а для обработки турбинных масел – персонал котлотурбинного цеха.

Объединенное центральное масляное хозяйство электростанций находится в подчинении производственного подразделения, определенного приказом руководителя предприятия.

955. В химической лаборатории на турбинные, трансформаторные и промышленные масла, залитые в оборудование, заводится журнал, в который вносятся : номер государственного стандарта или технических условий, название завода-изготовителя, результаты испытания масла, тип и стационарный номер оборудования, сведения о вводе присадок, количестве и качестве доливаемого масла.

956. Необходимость и периодичность дополнительных анализов эксплуатационного масла определяются инструкциями по его эксплуатации в конкретном оборудовании.

957. Подача трансформаторного и турбинного масел к оборудованию и слив из него , осуществляются по отдельным маслопроводам, а при отсутствии маслопроводов – с применением цистерн или металлических бочек.

Для трансформаторных масел могут быть использованы разборные маслопроводы, предварительно очищенные прокачкой горячего масла. Стационарные маслопроводы в нерабочем состоянии целиком заполняются маслом.

957-1. Значения всех параметров систем накопления электрической энергии, определяющих условия и режим его работы, устанавливаются на основании данных заводов-изготовителей и специальных натурных испытаний, но не менее требуемых настоящими Правилами значений.

Сноска. Параграф 14 дополнен пунктом 957-1 в соответствии с приказом Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

957-2. Системы накопления электрической энергии оснащаются двунаправленными приборами учета электрической энергии, обеспечивающими отдельный учет объемов накапливаемой и выдаваемой электрической энергии.

Сноска. Параграф 14 дополнен пунктом 957-2 в соответствии с приказом Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

957-3. Управление системами накопления электрической энергии осуществляется через автоматизированные системы управления.

Сноска. Параграф 14 дополнен пунктом 957-3 в соответствии с приказом Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

957-4. Системы накопления электрической энергии мощностью 60 МВт и более подключаются к централизованной системе автоматического регулирования частоты и мощности (ЦС АРЧМ).

Системы накопления электрической энергии мощностью менее 60 МВт оснащаются локальной системой автоматического управления мощностью при режимах накопления и выдачи электрической энергии.

Сноска. Параграф 14 дополнен пунктом 957-4 в соответствии с приказом Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

957-5. Системы накопления электрической энергии оснащаются необходимым объемом противоаварийной автоматики. При этом параметры вспомогательного оборудования не ограничивают максимальную выдачу электрической энергии систем накопления электрической энергии.

Сноска. Параграф 14 дополнен пунктом 957-5 в соответствии с приказом Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

957-6. Системы накопления электрической энергии защищаются от внешних коротких замыканий защитными устройствами.

Сноска. Параграф 14 дополнен пунктом 957-6 в соответствии с приказом Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

957-7. Минимально допустимый уровень заряда систем накопления электрической энергии определяется в соответствии с паспортными данными изготовителя (производителя) оборудования, но не более 10 % от общей емкости системы накопления энергии.

Сноска. Параграф 14 дополнен пунктом 957-7 в соответствии с приказом Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

957-8. Электрохимические системы накопления энергии обеспечивают не менее 400 (четыреста) полных циклов заряда (разряда) в календарный год, без ограничений количества циклов в сутки.

Сноска. Параграф 14 дополнен пунктом 957-8 в соответствии с приказом Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

957-9. Технологический расход электрической энергии (потери), а также потребление электрической энергии на собственные нужды системы накопления энергии компенсируются его владельцем.

Сноска. Параграф 14 дополнен пунктом 957-9 в соответствии с приказом Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

957-10. Коэффициент готовности систем накопления электрической энергии в год составляет не менее 0,92.

Сноска. Параграф 14 дополнен пунктом 957-10 в соответствии с приказом Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

957-11. Рекомендуемые уровни напряжения для системы накопления электрической энергии, подключенной к сети, определяются согласно приложению 27 к настоящим Правилам.

Сноска. Параграф 14 дополнен пунктом 957-11 в соответствии с приказом Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

957-12. К системам накопления электрической энергией устанавливаются требования в соответствии с пунктами 692-701 настоящих Правил. При этом технические и функциональные параметры системы накопления электрической энергии обеспечивают (но не ограничиваясь):

- 1) соблюдение суточных графиков производства электрической энергии;
- 2) соблюдение заданных системным оператором режимов работы;
- 3) задействование системы накопления электрической энергии в первичном, вторичном и третичном регулировании активной мощности;
- 4) передачу необходимой информации о параметрах работы системы накопления энергии;
- 5) задействование системы накопления электрической энергии в противоаварийном управлении.

Сноска. Параграф 14 дополнен пунктом 957-12 в соответствии с приказом Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

957-13. Режим работы систем накопления электрической энергии определяется Системным оператором в целях обеспечения соблюдения суточного графика, компенсации небаланса активной мощности в ЕЭС РК, регулирования реактивной мощности, частоты и напряжения, обеспечения устойчивости энергосистемы, поддержания заданного межгосударственного сальдо перетока и оптимизации загрузки линий электропередачи.

Сноска. Параграф 14 дополнен пунктом 957-13 в соответствии с приказом Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Глава 8. Оперативно-диспетчерское управление

Сноска. Заголовок главы 8 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 28.09.2020 № 335 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Параграф 1. Задачи и организация управления

958. Системным оператором Казахстана, региональными диспетчерскими подразделениями, региональных электросетевых компаний, энергопроизводящих и энергопередающих организаций осуществляется круглосуточное диспетчерское управление согласованной работой энергопроизводящих и энергопередающих организаций, задачами которого являются:

- 1) разработка и ведение режимов работы электростанций, национальных и региональных электрических сетей, обеспечивающих заданные условия энергоснабжения потребителей;
- 2) обеспечение устойчивости в ЕЭС;
- 3) выполнение требований к качеству электрической энергии;
- 4) обеспечение экономичности работы электрических станций и электрических сетей и рационального использования энергоресурсов при соблюдении режимов потребления;
- 5) предотвращение и ликвидация технологических нарушений при производстве, преобразовании и передаче электрической энергии.

Сноска. Пункт 958 с изменением, внесенным приказом Министра энергетики РК от 28.09.2020 № 335 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

959. На каждом энергообъекте (электростанции, электрической и тепловой сети) необходимо организовать круглосуточное оперативное управление оборудованием, задачами которого являются:

- 1) ведение требуемого режима работы;
- 2) производство переключений, пусков и остановов;
- 3) локализация аварий и восстановление режима работы;
- 4) подготовка к производству ремонтных работ.

960. Централизованное диспетчерское управление осуществляется на основе многоуровневой структуры, сформированной следующим образом:

- 1) национальный диспетчерский центр системного оператора, являющийся высшим уровнем управления в единой системе централизованного оперативно-диспетчерского управления ЕЭС Казахстана;

2) региональные диспетчерские центры системного оператора - подчиняющиеся в процессе централизованного диспетчерского управления национальному диспетчерскому центру системного оператора Казахстана;

3) диспетчерские подразделения региональных электросетевых компаний, энергопроизводящих организаций, потребителей оптового рынка электрической энергии, подчиняющиеся в процессе централизованного диспетчерского управления национальному диспетчерскому центру системного оператора Казахстана, региональным диспетчерским центрам системного оператора.

961. Для каждого диспетчерского уровня устанавливаются две категории управления оборудованием и сооружениями – оперативное управление и оперативное ведение.

В оперативном управлении диспетчера находятся оборудование, теплопроводы, линии электропередачи, устройства релейной защиты, аппаратура систем противоаварийной и режимной автоматики, средства диспетчерского и технологического управления, операции с которыми требуют координации действий подчиненного оперативно-диспетчерского персонала и согласованных изменений на нескольких объектах разного оперативного подчинения.

Операции с указанным оборудованием и устройствами производятся под руководством диспетчера.

Расчет уставок устройств релейной защиты, систем противоаварийной и режимной автоматики осуществляет диспетчерский центр, в управлении которого находятся данные устройства релейной защиты, системы противоаварийной и режимной автоматики.

962. В оперативном ведении диспетчера находятся оборудование, теплопроводы, линии электропередачи, устройства релейной защиты, аппаратура систем противоаварийной и режимной автоматики, средства диспетчерского и технологического управления, оперативно-информационные комплексы, состояние и режим которых влияют на располагаемую мощность и резерв электростанций и энергосистемы в целом, режим и надежность сетей, а также настройку противоаварийной автоматики.

Операции с указанным оборудованием и устройствами производятся с разрешения диспетчера.

Уставки устройств релейной защиты, систем противоаварийной и режимной автоматики согласовываются с диспетчерским центром, в ведении диспетчера которого находятся данные устройства релейной защиты, системы противоаварийной и режимной автоматики.

963. Все линии электропередачи, теплопроводы, оборудование и устройства энергообъектов распределяются по уровням диспетчерского управления.

Перечни линий электропередачи, теплопроводов, оборудования и устройств, находящихся в оперативном управлении или оперативном ведении диспетчеров энергообъектов, составляются с учетом решений вышестоящего органа оперативно-диспетчерского управления и утверждены техническим руководителем этого энергообъекта, электрической и тепловой сети.

964. Взаимоотношения персонала различных уровней оперативно-диспетчерского управления устанавливаются соответствующими типовыми положениями и договорами на участие собственников энергообъектов в параллельной работе с единой электроэнергетической системы Республики Казахстана.

965. Оперативно-диспетчерское управление осуществляется с диспетчерских пунктов и щитов управления, оборудованных средствами диспетчерского и технологического управления и системами контроля, а также укомплектованных оперативными схемами.

966. На каждом энергообъекте разрабатываются инструкции по оперативно-диспетчерскому управлению, ведению оперативных переговоров и записей, производству переключений и ликвидации аварийных режимов с учетом специфики и структурных особенностей энергосистемы.

Все оперативные переговоры, оперативно-диспетчерская документация на всех уровнях диспетчерского управления ведутся с применением единой общепринятой терминологии, типовых распоряжений, сообщений и записей.

Параграф 2. Планирование режима работы

967. При планировании режима обеспечиваются:

1) сбалансированность графиков потребления и нагрузки электростанций, электрических сетей, ЕЭС Казахстана с учетом энергоресурсов, состояния оборудования, пропускной способности электрических связей;

2) эффективность принципов оперативного управления режимом и функционирования систем противоаварийной и режимной автоматики;

3) надежность и экономичность производства и передачи электрической энергии;

4) выполнение годовых графиков ремонта основного оборудования энергообъектов.

968. Планирование режима производится на долгосрочные и краткосрочные периоды и осуществляется на основе:

1) данных суточных ведомостей и статистических данных электростанций, электрических сетей, ЕЭС Казахстана за предыдущие дни и периоды;

2) прогноза нагрузки электростанций, электросетей, ЕЭС Казахстана на планируемый период;

3) результатов контрольных измерений потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения в электрических сетях, ЕЭС Казахстана, которые производятся 2 раза в год в рабочие дни июня и декабря;

4) данных о вводе новых генерирующих мощностей и сетевых объектов;

5) данных об изменении нагрузок с учетом заявок потребителей;

6) данных о предельно допустимых нагрузках оборудования и линий электропередачи.

969. Долгосрочное планирование режимов работы ЕЭС Казахстана, энергообъекта осуществляется для характерных периодов года (годовой максимум нагрузок, летний минимум нагрузок, период паводка, отопительный период). Планирование предусматривает:

1) составление годовых, квартальных, месячных балансов энергии и баланса мощности на часы максимума нагрузок;

2) определение и выдачу значений максимума электрической нагрузки и потребления электрической энергии, располагаемой мощности электростанций с учетом заданного коэффициента эффективности использования установленной мощности и наличия энергоресурсов по месяцам года;

3) разработку планов использования гидроресурсов гидроэлектростанций;

4) составление годовых и месячных планов ремонта основного оборудования электростанций, подстанций и линий электропередачи, устройств релейной защиты и автоматики;

5) разработку схем соединений электростанций, электрических сетей для нормального и ремонтных режимов;

6) расчеты нормальных, ремонтных и послеаварийных режимов с учетом ввода новых генерирующих мощностей и сетевых объектов в ЕЭС и выбора параметров настройки средств противоаварийной и режимной автоматики;

7) расчеты и определение максимально и аварийно допустимых значений перетоков мощности с учетом нормативных запасов устойчивости по линиям электропередачи (сечениям) для нормальных и ремонтных схем сети;

8) расчеты токов короткого замыкания, проверку соответствия схем и режимов электродинамической и термической устойчивости оборудования и отключающей способности выключателей, а также выбор параметров противоаварийной и режимной автоматики;

9) расчеты технико-экономических характеристик электростанций, электрических сетей для оптимального ведения режима;

10) уточнение инструкций для оперативного персонала по ведению режима и использованию средств противоаварийной и режимной автоматики;

11) определение потребности в новых устройствах автоматики.

970. Краткосрочное планирование режима ЕЭС Казахстана, электростанций, электрических сетей производится с упреждением от 1 суток до 1 недели. Краткосрочное планирование предусматривает:

1) прогноз суточной электрической нагрузки ЕЭС и электрических сетей;

2) оптимальное распределение нагрузки между ЕЭС, электрическими сетями, электростанциями и отдельными энергоустановками, задание суточных графиков межсистемных перетоков мощности (или сальдо-перетоков мощности) и суточных графиков нагрузки ЕЭС, электрической сети, электростанции;

3) решения по заявкам на вывод в ремонт или включение в работу оборудования с учетом мероприятий по ведению режима, изменению параметров настройки противоаварийной и режимной автоматики.

971. Суточные графики активной нагрузки и резерва мощности ЕЭС Казахстана, электрических сетей, электростанций, а также графики перетоков мощности выдаются соответствующему диспетчеру после утверждения главным диспетчером НДЦ СО Казахстана, РДЦ, техническим руководителем энергообъекта.

Графики нагрузки отдельных энергоустановок на электростанции утверждаются техническим руководителем этой электростанции.

График тепловой нагрузки для каждой ТЭЦ и других теплоисточников составляется диспетчерской службой тепловой сети и утверждается главным диспетчером (начальником диспетчерской службы) тепловой сети.

972. Графики капитальных, средних и текущих ремонтов основного оборудования и сооружений (дымовых труб, градирен и другого) электростанций на предстоящий год составляются на основании нормативов и допустимых значений ремонтной мощности по месяцам года, согласуются с РДЦ или НДЦ СО Казахстана в соответствии с распределением оборудования по способу диспетчерского управления и утверждаются техническим руководителем организации.

Изменение годовых графиков капитальных и средних ремонтов производится, когда отказ от изменения планов (графиков) влечет угрозу недопустимого снижения надежности работы энергосистемы и (или) качества электроэнергии, ограничения потребителей или при угрозе возникновения технологических нарушений, по согласованию с РДЦ, НДЦ СО Казахстана, с утверждением изменений в порядке, предусмотренном настоящими Правилами и Электросетевыми правилами, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 18 декабря 2014 года № 210 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10899).

Сноска. Пункт 972 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

973. Годовые графики ремонта линий электропередачи и оборудования подстанций, устройств системной автоматики и связи утверждаются главным диспетчером НДЦ СО Казахстана, РДЦ, техническим руководителем энергообъекта в зависимости от уровня оперативного подчинения.

Графики ремонта тепловых сетей, отключение которых приводит к ограничению горячего водоснабжения в межотопительный период, согласуются с местными исполнительными органами.

974. НДЦ СО Казахстана ежегодно задает РДЦ, а РДЦ – электрическим сетям объем и диапазоны уставок устройств автоматической частотной разгрузки (далее – АЧР) и частотного АПВ (далее - ЧАПВ).

РДЦ с учетом указаний НДЦ СО Казахстана, а изолированно работающим сетям – самостоятельно определяет:

1) объем, уставки и размещение устройств АЧР с учетом местных балансов мощности, а также объем и уставки устройств ЧАПВ;

2) уставки автоматического пуска агрегатов гидравлических и гидроаккумулирующих электростанций (далее – ГАЭС) и ГТУ при снижении частоты;

3) уставки автоматического перевода гидроагрегатов, работающих в режиме синхронного компенсатора, в генераторный режим, а также перевода агрегатов ГАЭС из насосного режима в турбинный.

Перечень потребителей, подключенных к устройствам АЧР, утверждается техническим руководителем.

975. Объем нагрузок, подключаемых к специальной автоматике отключения нагрузки (далее – САОН), и ее использование по условиям аварийных режимов определяются НДЦ СО Казахстана, РДЦ.

Условия подключения потребителей к САОН согласуются с государственным органом по государственному энергетическому надзору и контролю.

Решение о вводе САОН в работу принимаются НДЦ СО Казахстана.

976. Значение нагрузки, фактически подключенной к отдельным очередям устройств АЧР и к САОН, измеряется два раза в год (в июне и декабре) ежечасно в течение одних рабочих суток.

Параграф 3. Управление режимом работы

977. Управление режимом работы энергоустановок организуется на основании суточных графиков.

Электростанциям и теплоисточникам необходимо в нормальных условиях выполнять заданный график нагрузки и включенного резерва.

О вынужденных отклонениях от графика оперативно-диспетчерскому персоналу электростанции и теплоисточника необходимо немедленно сообщать дежурному диспетчеру РДЦ и диспетчеру теплосети.

При изменении графика нагрузки электростанции выполняется суммарный график нагрузки в ЕЭС и перетоков мощности, заданный РДЦ, НДЦ СО Казахстана; отклонения от него могут быть допущены по распоряжению диспетчера РДЦ, НДЦ СО Казахстана.

Изменение графика перетока мощности по системообразующим ВЛ-220 и выше производится по распоряжению диспетчера РДЦ, НДЦ СО Казахстана.

В случаях аварийных нарушений, для ликвидации которых необходимо включить (отключить) генерирующие агрегаты или изменить активную нагрузку генераторов электростанций, Системный оператор вводит режим "авария" на соответствующем участке электрической сети и вводит в действие резервы электрической мощности в соответствии с требованиями аварийной ситуации.

Во время действия режима "авария" процедуры, связанные с выполнением договорных отношений на рынке, приостанавливаются в той части электрической сети, в которой она произошла.

Ограничение рабочей мощности электростанций или отклонение минимально допустимых нагрузок агрегатов от установленных норм оформляется оперативной заявкой.

978. При регулировании частоты электрического тока и мощности в энергосистеме обеспечиваются:

- 1) поддержание частоты электрического тока в соответствии с установленными требованиями законодательства Республики Казахстан в области электроэнергетики;
- 2) при параллельной работе в ЕЭС Казахстана поддержание задаваемых НДЦ СО Казахстана суммарных перетоков мощности (сальдо перетоков мощности) по внешним связям с коррекцией по частоте;
- 3) ограничение перетоков мощности по условиям устойчивости работы энергосистемы, нагрева проводов линий электропередачи, перегрузки оборудования.

979. Регулирование частоты и перетоков мощности в ЕЭС Казахстана или в отдельно работающих энергоузлах осуществляется:

- 1) всеми электростанциями при изменении частоты путем изменения мощности под воздействием систем регулирования турбин в пределах регулировочного диапазона (первичное регулирование частоты), при этом статизм регулирования и зона нечувствительности по частоте согласуется с НДЦ СО Казахстана;
- 2) выделенными для регулирования режима по частоте и перетокам мощности электростанциями и системами накопления электрической энергии (вторичное регулирование режима);
- 3) всеми системами накопления электрической энергии при изменении частоты путем изменения мощности под воздействием систем регулирования в пределах регулировочного диапазона (первичное регулирование частоты), при этом статизм регулирования и зона нечувствительности по частоте согласуется с НДЦ СО Казахстана.

Сноска. Пункт 979 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

980. При невозможности автоматического регулирования частоты и перетоков мощности (далее – АРЧМ) (отсутствие или неисправность системы АРЧМ, ограничения по режиму) регулирование осуществляется электростанциями и системами накопления электрической энергии по распоряжению диспетчера НДЦ СО Казахстана.

Сноска. Пункт 980 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

981. При снижении частоты ниже установленных пределов диспетчеру НДЦ СО Казахстана или изолированно работающей сети необходимо ввести в действие имеющиеся резервы мощности.

982. В том случае, если частота продолжает снижаться, а все имеющиеся резервы мощности использованы, диспетчеру необходимо обеспечить восстановление нормальной частоты путем ограничения или отключения потребителей согласно инструкции.

983. При значениях перетоков мощности по межсистемным связям выше аварийно допустимых диспетчерам НДЦ СО, РДЦ Казахстана после мобилизации резервов мощности необходимо разгружать связи путем отключения потребителей в сети, принимающей мощность.

984. При аварийных отклонениях частоты персоналу электростанций и систем накопления электрической энергии необходимо самостоятельно принимать меры к ее восстановлению, действуя по местной инструкции, составленной в соответствии с указаниями вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала.

Сноска. Пункт 984 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

985. Контроль за поддержанием частоты в ЕЭС Казахстана осуществляет диспетчер НДЦ СО Казахстана, а в изолированно работающих энергоузлах – диспетчеры РДЦ или НДЦ СО Казахстана.

986. При регулировании напряжения в электрических сетях обеспечиваются:

- 1) соответствие показателей напряжения согласно установленным требованиям действующих нормативных правовых актов;
- 2) соответствие уровня напряжения значениям, допустимым для оборудования электрических станций и сетей;
- 3) необходимый запас устойчивости ЕЭС Казахстана или изолированной сети;
- 4) минимум потерь электроэнергии в электрических сетях.

987. На трансформаторах и автотрансформаторах, оборудованных устройствами РПН, питающих распределительные сети 6-35 кВ, включаются автоматические регуляторы напряжения. Отключение автоматических регуляторов допускается по

заявке. На трансформаторах в распределительной сети 6-35 кВ используются ответвления переключателей без возбуждения (ПБВ), обеспечивающие с учетом регулирования напряжения трансформаторами с РПН соответствие напряжения на вводах приемников в сетях 0,4 кВ, соответствующего требованиям действующего стандарта. Настройка регуляторов напряжения и положения ответвлений ПБВ трансформаторов корректируется в соответствии с изменениями сети и нагрузки. Параметры настройки автоматических регуляторов и положения ответвлений ПБВ трансформаторов утверждаются начальником диспетчерской службы энергообъекта.

988. Регулирование напряжения в сети 110 кВ и выше осуществляется в контрольных пунктах, в соответствии с утвержденными на каждый квартал графиками напряжения в функции времени или характеристиками зависимости напряжения от параметров режима с учетом состава включенного оборудования.

Характеристики регулирования и графики напряжения в контрольных пунктах определяются службами РДЦ, Системного оператора Казахстана на предстоящий квартал и корректируются, при краткосрочном планировании режима.

Контрольные пункты устанавливаются соответствующими диспетчерскими службами и диспетчерскими управлениями в зависимости от степени влияния уровня напряжения в этом пункте на устойчивость и потери электроэнергии в электросетях ЕЭС Казахстана.

Регулирование напряжения осуществляется преимущественно средствами автоматики и телемеханики, а при их отсутствии – оперативно-диспетчерским персоналом энергообъектов под контролем диспетчера электрических сетей, РДЦ, НДЦ СО Казахстана.

989. Перечень пунктов, напряжение которых контролируется диспетчером НДЦ СО Казахстана или РДЦ, а также графики напряжения и характеристики регулирования в этих пунктах утверждаются главным диспетчером НДЦ СО Казахстана или РДЦ. Перечень пунктов, напряжение которых контролируется диспетчерами РДЦ, оперативно-диспетчерских служб электрических сетей, а также графики напряжения и характеристики регулирования в них утверждаются техническим руководителем РДЦ, энергообъекта.

990. Порядок использования источников реактивной мощности потребителей устанавливается при заключении договоров между энергоснабжающей организацией и потребителем.

991. Для контролируемых диспетчером РДЦ узловых пунктов электростанций и подстанций с синхронными компенсаторами устанавливаются аварийные пределы снижения напряжения, определяемые условиями статической устойчивости энергосистемы и узлов нагрузки.

Если напряжение в этих пунктах снижается до указанного аварийного предела, оперативно-диспетчерскому персоналу электростанций и подстанций с синхронными

компенсаторами необходимо самостоятельно поддерживать напряжение путем использования перегрузочной способности генераторов и компенсаторов, а диспетчерам РДЦ, НДЦ СО Казахстана необходимо оказывать электростанциям и электрическим сетям помощь путем перераспределения реактивной и активной мощности между ними. При этом не разрешается поднимать напряжение в отдельных контрольных пунктах выше значений, предельно допустимых для оборудования.

В тех узлах электрической сети ЕЭС Казахстана, где возможно снижение напряжения ниже аварийно допустимого предела при изменении режима работы или схемы сети, устанавливается автоматика отключения нагрузки в объеме, необходимом для предотвращения нарушения устойчивости в узле.

992. Регулирование параметров тепловых сетей обеспечивает поддержание заданного давления и температуры теплоносителя в контрольных пунктах.

Обеспечивается отклонение температуры теплоносителя от заданных значений при кратковременном (не более 3 часов) изменении утвержденного графика, если иное не предусмотрено договорными отношениями между тепловыми сетями и потребителями тепла.

993. Регулирование в тепловых сетях осуществляется автоматически или вручную путем воздействия на:

- 1) работу источников и потребителей тепла;
- 2) гидравлический режим тепловых сетей, в том числе изменением перетоков и режимов работы насосных станций и теплоприемников;
- 3) режим подпитки путем поддержания постоянной готовности водоподготовительных установок теплоисточников к покрытию изменяющихся расходов подпиточной воды.

Параграф 4. Управление оборудованием

994. Оборудование энергообъектов, принятых в эксплуатацию, находится в одном из четырех оперативных состояний: работе, резерве, ремонте или консервации.

995. Вывод энергооборудования, устройств релейной защиты и автоматики, устройств ТАИ, а также оперативно-информационных комплексов и средств диспетчерского и технологического управления (далее – СДГУ) из работы и резерва в ремонт и для испытания, осуществляются по утвержденному плану техническим руководителем организации, оформляется заявкой, подаваемой согласно перечням на их оперативное управление и оперативное ведение в соответствующую диспетчерскую службу.

Сроки подачи заявок и сообщений об их разрешениях на допуски устанавливаются соответствующей диспетчерской службой. Заявки утверждаются техническим руководителем электростанции или сети.

996. Испытания, в результате которых может существенно измениться режим электрической сети, ЕЭС Казахстана, проводятся по рабочей программе, утвержденной техническим руководителем энергообъекта и согласованной с главным диспетчером РДЦ, НДЦ СО Казахстана (по оперативной подчиненности).

Рабочие программы других испытаний оборудования энергообъектов утверждаются техническими руководителями энергообъектов.

Рабочая программа испытаний представляется на утверждение и согласование не позднее, чем за 7 рабочих дней до их начала.

997. Заявки делятся на плановые, соответствующие утвержденному плану ремонта и отключений, и срочные для проведения внепланового и неотложного ремонта. Срочные заявки допускается подавать в любое время суток непосредственно диспетчеру, в управлении или ведении которого находится отключаемое оборудование.

Диспетчер может разрешить допуск к ремонту лишь на срок в пределах своей смены. Разрешение на допуск на более длительный срок выдается главным диспетчером (начальником диспетчерской службы) энергообъекта, РДЦ, НДЦ СО Казахстана.

998. При необходимости немедленного отключения оборудование отключается оперативным персоналом энергообъекта, где установлено отключаемое оборудование, в соответствии с требованиями производственных инструкций с предварительным, если это возможно, или последующим уведомлением вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала.

После останова оборудования оформляется срочная заявка с указанием причин и ориентировочного срока ремонта.

999. Допуск на вывод или перевод в капитальный, средний или текущий ремонт основного оборудования энергообъекта, находящегося в ведении или управлении энергообъекта, НДЦ СО Казахстана, РДЦ, выдается по заявке диспетчерской службой энергообъекта, РДЦ соответственно.

1000. Время операций, связанных с выводом в ремонт и вводом в работу оборудования и линий электропередачи, а также растопкой котла, пуском турбины и набором на них требуемой нагрузки, включается в срок ремонта, разрешенного по заявке.

В том случае, когда по какой-либо причине оборудование не было отключено в намеченный срок, длительность ремонта сокращается, а дата включения остается прежней. Срок ремонта продлевает диспетчерская служба энергообъекта, РДЦ, НДЦ СО Казахстана (по оперативной подчиненности).

1001. Вывод оборудования из работы и резерва или испытания могут быть выполнены лишь с разрешения начальника смены электростанции или соответствующего диспетчера сетей, РДЦ, НДЦ СО Казахстана непосредственно перед выводом из работы и резерва оборудования или перед проведением испытаний.

1002. Персонал электростанции или электрических сетей без разрешения начальника смены электростанции, диспетчера электрических сетей, РДЦ, НДЦ СО Казахстана не осуществляет отключения, включения, испытания и изменения установок системной автоматики, а также включение, испытания и изменения уставок автоматики, а также СДТУ, находящихся в ведении или управлении соответствующего диспетчера (начальника смены электростанции).

Проверка (испытания) устройств релейной защиты и автоматики, аппаратура которых расположена на двух и более объектах, выполняется одновременно на всех этих объектах.

1003. Начальнику смены электростанции, диспетчеру электрических сетей, РДЦ, НДЦ СО Казахстана при изменениях схем электрических соединений необходимо проверить и привести в соответствие новому состоянию этих схем настройку защит, системы противоаварийной и режимной автоматики.

1004. Оборудование считается введенным в работу из ремонта после уведомления эксплуатирующей организацией о завершении ремонтных работ, включения его в сеть и закрытия оперативной заявки.

1005. Нарушение режима или повреждение оборудования с выводом его по разрешенной срочной заявке или разрешению на перевод в капитальный, средний или текущий ремонт оформляется как нарушение (авария или отказ) в соответствии с требованиями 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 № 10558).

Параграф 5. Предупреждение и ликвидация технологических нарушений

1006. Основными задачами оперативно-диспетчерского управления при ликвидации технологических нарушений являются:

1) предотвращение развития нарушений, исключение травмирования персонала и повреждения оборудования, не затронутого технологическим нарушением;

2) быстрое восстановление энергоснабжения потребителей и нормальных параметров отпускаемой потребителям электроэнергии;

3) создание наиболее надежных послеаварийной схемы и режима работы системы в целом и ее частей;

4) выяснение состояния отключившегося и отключенного оборудования и при возможности включение его в работу и восстановление схемы сети.

1007. Каждый диспетчерский пункт, щит управления энергообъекта оснащается производственной инструкцией по предотвращению и ликвидации технологических

нарушений, которая составляется в соответствии с типовой инструкцией и инструкцией вышестоящего органа оперативно-диспетчерского управления, и планы ликвидации технологических нарушений в тепловых сетях и в газовом хозяйстве электростанций и котельных.

Планы ликвидации технологических нарушений в тепловых сетях городов и крупных населенных пунктов согласуются с местными исполнительными органами.

Аварийно-диспетчерским службам городов и энергообъектам необходимо согласовать документы, определяющие их взаимодействие при ликвидации технологических нарушений на энергообъектах.

1008. Распределение функций по ликвидации технологических нарушений между диспетчерами НДЦ СО, РДЦ, оперативно-диспетчерских служб сетей и оперативно-диспетчерским персоналом электростанций регламентируется соответствующими инструкциями.

Распределение функций при ликвидации технологических нарушений на связях между ЕЭС Казахстана и энергосистемами суверенных государств регламентируется в отдельных соглашениях.

1009. Ликвидацией технологических нарушений на электростанции необходимо руководить начальнику смены станции.

На подстанциях руководство ликвидацией технологических нарушений возлагается на дежурного подстанций, ОВБ, мастера или начальника группы подстанции в зависимости от типа обслуживания подстанции. Руководство ликвидацией технологических нарушений в тепловых сетях осуществляется диспетчером тепловых сетей. Его указания выполняются оперативно-диспетчерским персоналом ТЭЦ или других самостоятельно действующих теплоисточников.

Технологические нарушения в электрических сетях, имеющие местное значение и не затрагивающие режима работы энергосистемы, ликвидируются под руководством диспетчера электрических сетей или диспетчера опорной подстанции в зависимости от района распространения таких нарушений и структуры управления сетями.

Ликвидация технологических нарушений, затрагивающих режим работы региональной энергосистемы, производится под руководством диспетчера РДЦ.

Руководство ликвидацией технологических нарушений, охватывающих несколько региональных энергосистем, осуществляется диспетчером НДЦ СО Казахстана.

При необходимости оперативные руководители или административные руководители лиц, указанных выше, могут поручить руководство ликвидацией технологического нарушения лицу или взять руководство на себя, сделав запись в оперативном журнале. О замене ставится в известность как вышестоящий, так и подчиненный оперативный персонал.

1010. Приемка и сдача смены во время ликвидации технологических нарушений не допускаются. Пришедший на смену оперативный персонал используется по

усмотрению лица, руководящего ликвидацией технологических нарушений. При затянувшейся ликвидации технологического нарушения в зависимости от его характера допускается сдача смены с разрешения вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала.

В тех случаях, когда при ликвидации технологического нарушения операции производятся на оборудовании, не находящемся в оперативном управлении или в ведении вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала, сдача смены допускается с разрешения руководящего административно-технического персонала энергообъекта, на котором произошло технологическое нарушение.

1011. Оперативные переговоры и распоряжения диспетчеров всех уровней диспетчерского управления, а также начальников смен электростанций и дежурных крупных подстанций вовремя фиксируются на записывающие устройства.

1012. Для предотвращения нарушения устойчивости работы энергосистемы применяются системная автоматика отключения нагрузки в энергосистемах, принимающих мощность, и автоматическая разгрузка электростанций в энергосистемах, выдающих мощность. При отказе автоматических устройств персонал дублирует действия автоматики устройств вручную.

Параграф 6. Требования к оперативным схемам

1013. Схемы электрических соединений ЕЭС Казахстана, электрических сетей, электростанций и подстанций, настройка средств РЗА для нормальных и ремонтных режимов обеспечивают:

- 1) электроснабжение потребителей электроэнергией, для которой обеспечивается соответствие ее качества требованиям государственного стандарта ГОСТ 13109-97;
- 2) устойчивую работу электрической сети ЕЭС Казахстана и электрических сетей изолированных систем;
- 3) соответствие токов короткого замыкания значениям, допустимым для оборудования;
- 4) экономичное распределение потоков активной и реактивной мощности;
- 5) локализацию аварий с минимальными потерями, как для производителей, так и для потребителей электроэнергии.

1014. Схемы собственных нужд (далее – СН) переменного и постоянного тока электростанций и подстанций выбираются с учетом обеспечения их надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах путем:

- 1) секционирования шин;
- 2) автоматического ввода резервного питания любой секции шин СН всех напряжений;
- 3) распределения источников питания СН по системам и секциям шин с учетом действия устройств АВР и сохранения в работе механизмов СН при исчезновении

напряжения на секции. Источники рабочего и резервного питания присоединяются к разным секциям шин распределительного устройства;

4) распределения механизмов СН по секциям шин из условия минимального нарушения работы электростанции или подстанции в случае выхода из строя любой секции;

5) обеспечения надежного питания механизмов СН при несинхронной работе шин (частей) электростанции (секционирование шин высокого напряжения, выделение энергоблоков на отдельную линию, выполнение схем деления энергосистемы);

6) обеспечения полного или частичного отделения питания механизмов СН электростанции от энергосистемы при понижении частоты и напряжения до значений, угрожающих их бесперебойной работе, с наименьшей потерей рабочей мощности.

1015. Присоединение посторонних потребителей (поселков) к шинам распределительных устройств СН электростанций не допускается. Исключение составляют электростанции, на которых генераторы соединены в блоки с трансформаторами, при отсутствии в данной местности распределительных сетей.

1016. Нормальные и ремонтные схемы соединений подстанций и электростанций ежегодно утверждает техническому руководителю энергообъекта (структурной единицы). Нормальные схемы электрической сети ежегодно утверждает технический руководитель электрической сети (согласно уровню диспетчерского управления).

Нормальные и ремонтные схемы согласуются с органом диспетчерского управления, в оперативном ведении или оперативном управлении которого находится входящее в них оборудование.

Сноска. Пункт 1016 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

1017. Схемы трубопроводов электростанций обеспечивают:

1) надежное резервирование СН основного оборудования;

2) минимальные гидравлические потери;

3) отключение аварийных участков преимущественно посредством приводов с дистанционным управлением;

4) локализацию аварий с минимальными потерями генерирующей мощности и отключение минимальной мощности потребителей.

1018. Схемы сетевых станционных трубопроводов обеспечивают возможность локализации отдельных участков и предотвращение затопления помещений и оборудования электростанций в случае повреждения трубопроводов.

1019. Схемы трубопроводов тепловых сетей обеспечивают надежное теплоснабжение потребителей, поддержание заданных параметров в тепловой сети, экономное расходование электроэнергии на транспортировку сетевой воды, а также локализацию и ликвидацию аварий с минимальным отключением потребителей.

Параграф 7. Переключения в электрических установках

1020. Все изменения в схемах электрических соединений электрических сетей и электроустановок энергообъектов и в цепях устройств РЗА, выполненные при производстве переключений, а также места установки заземлений отражаются на оперативной схеме или мнемосхеме (схеме-макете) по окончании переключений.

1021. Сложные переключения, а также все переключения (кроме одиночных) на электроустановках, не оборудованных блокировочными устройствами или имеющих неисправные блокировочные устройства, выполняются по программам, бланкам переключений.

К сложным относятся переключения, требующие строгой последовательности операций с коммутационными аппаратами, заземляющими разъединителями и устройствами релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики.

Перечни сложных переключений, утверждаемые техническими руководителями соответствующих энергообъектов, хранятся на диспетчерских пунктах энергообъектов, центральных (главных) щитах управления электрических станций и подстанций.

Перечни сложных переключений пересматриваются при изменении схемы, состава оборудования, устройств защиты и автоматики.

1022. Для повторяющихся сложных переключений используются типовые программы, бланки переключений.

При ликвидации технологических нарушений или для их предотвращения разрешается производить переключения без бланков переключений с последующей записью в оперативном журнале.

1023. В программах и бланках переключений, которые являются оперативными документами, устанавливаются порядок и последовательность операций при проведении переключений в схемах электрических соединений электроустановок и цепях РЗА.

Бланки переключений (типовые бланки) необходимо использовать оперативно-диспетчерскому персоналу, непосредственно выполняющему переключения.

Программы переключений (типовые программы) применяются оперативными руководителями при производстве переключений в электроустановках разных уровней управления и разных энергообъектов.

Для степени детализации программ обеспечивается ее соответствие уровню диспетчерского управления. Лицам, непосредственно выполняющим переключения, разрешается применять программы переключений диспетчера соответствующего уровня управления, дополненные бланками переключений.

Типовые программы и бланки переключений корректируются при изменениях в главной схеме электрических соединений электроустановок, связанных с вводом

нового оборудования, заменой или частичным демонтажем устаревшего оборудования, реконструкцией распределительных устройств, а также при включении новых или изменениях в установленных устройствах РЗА.

1024. При планируемых изменениях схемы и режимов работы ЕЭС Казахстана, электрической сети и изменениях в устройствах РЗА производственным службам НДЦ СО Казахстана и РДЦ, в управлении которых находится оборудование и устройства РЗА, необходимо заранее вносить необходимые изменения и дополнения в типовые программы и бланки переключений на соответствующих уровнях оперативного управления.

1025. Все переключения на электростанциях и подстанциях выполняются в соответствии с инструкциями по производству переключений.

Переключения на электрооборудовании и в устройствах РЗА, находящихся в оперативном управлении вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала, производятся по распоряжению, а находящихся в его ведении – с его согласия.

Переключения без распоряжения и согласия вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала, но с последующим его уведомлением разрешается выполнять в случаях, не терпящих отлагательства (несчастный случай, стихийное бедствие, пожар, авария).

При пожаре и ликвидации аварии оперативно-диспетчерскому персоналу необходимо действовать в соответствии с местными инструкциями и оперативным планом пожаротушения.

1026. В распоряжении о переключениях указывается последовательность операций в схеме электроустановки и в цепях РЗА с необходимой степенью детализации, определяемой вышестоящим оперативно-диспетчерским персоналом.

Исполнителю переключений одновременно выдается не более одного задания на проведение оперативных переключений, содержащего операции одного целевого назначения.

1027. Сложные переключения необходимо выполнять двумя лицами, из которых одно является контролирующим.

При выполнении переключений двумя лицами контролирующим является старший по должности.

При наличии в смене одного лица из числа оперативно-диспетчерского персонала контролирующим лицом может быть работник из административно-технического персонала, знающий схему данной электроустановки, правила производства переключений и допущенный к выполнению переключений распоряжением по энергообъекту.

При сложных переключениях допускается привлекать для операций в цепях РЗА третьего человека из персонала служб РЗА. Этому работнику, предварительно

ознакомленному с бланком переключения и подписавшему его, необходимо выполнять каждую операцию по распоряжению лица, выполняющего переключения.

Все остальные переключения при наличии работоспособного блокировочного устройства могут быть выполнены единолично независимо от состава смены.

1028. При исчезновении напряжения на электроустановке оперативно-диспетчерскому персоналу необходимо быть готовым к его подаче без предупреждения.

1029. Отключение и включение под напряжение и в работу присоединения, имеющего в своей цепи выключатель, производится выключателем.

Допускается отключение и включение отделителями, разъединителями, разъемными контактами соединений КРУ (КРУН):

1) нейтралей силовых трансформаторов 110-220 кВ; заземляющих дугогасящих реакторов 6-35 кВ при отсутствии в сети замыкания на землю;

2) намагничивающего тока силовых трансформаторов 6-500 кВ;

3) зарядного тока и тока замыкания на землю воздушных и кабельных линий электропередачи;

4) зарядного тока систем шин, а также зарядного тока присоединений с соблюдением требований нормативно-технических документов.

В кольцевых сетях 6-10 кВ разрешается отключение разъединителями уравнивающих токов до 70 А и замыкание сети в кольцо при разности напряжений на разомкнутых контактах разъединителей не более 5 %.

Допускается отключение и включение трехполюсными разъединителями наружной установки при напряжении 10 кВ и ниже нагрузочного тока до 15 А.

Допускается дистанционное отключение разъединителями неисправного выключателя 220 кВ и выше, зашунтированного одним выключателем или цепочкой из нескольких выключателей других присоединений системы шин (схема четырехугольника, полуторная), если отключение выключателя может привести к его разрушению и обесточению подстанции.

Порядок и условия выполнения операций для различных электроустановок регламентируются местными инструкциями.

1030. Оперативно-диспетчерскому персоналу, непосредственно выполняющему переключения, самовольно выводить из работы блокировки безопасности не допускается.

Деблокирование разрешается после проверки на месте отключенного положения выключателя и выяснения причины отказа блокировки по разрешению и под руководством лиц, уполномоченных на это письменным указанием по энергообъекту.

При необходимости деблокирования составляется бланк переключений с внесением в него операций по деблокированию.

Параграф 8. Переключения в тепловых схемах электростанций и тепловых сетей

1031. Все переключения в тепловых схемах выполняются в соответствии с производственными инструкциями по эксплуатации и отражаются в оперативной документации.

1032. В случаях, не предусмотренных инструкциями, а также при участии двух и более смежных подразделений или энергообъектов переключения выполняются по программе. Сложные переключения, описанные в инструкциях, также выполняются по программе.

1033. К сложным относятся переключения:

- 1) в тепловых схемах со сложными связями;
- 2) длительные по времени;
- 3) на объектах большой протяженности;
- 4) редко выполняемые.

К редко выполняемым переключениям могут быть отнесены:

- 1) ввод основного оборудования после монтажа и реконструкции;
- 2) гидравлическое испытание оборудования и тепловых сетей;
- 3) изменения в схемах паропроводов свежего и отборного пара и питательных трубопроводов;
- 4) специальные испытания оборудования;
- 5) проверка и испытания новых нетрадиционных способов эксплуатации оборудования.

Степень сложности переключений и необходимость составления программы для их выполнения определяется техническим руководителем энергообъекта в зависимости от особенностей условий работы.

1034. На каждом энергообъекте разрабатывается перечень сложных переключений, утвержденный техническим руководителем. Перечень корректируется с учетом ввода, реконструкции или демонтажа оборудования, изменения технологических схем и схем технологических защит и автоматики. Перечень пересматривается 1 раз в 3 года. Копии перечня находятся на рабочем месте оперативно-диспетчерского персонала цеха и энергообъекта.

1035. Техническому руководителю энергообъекта необходимо утвердить список лиц из административно-технического персонала, которым необходимо контролировать выполнение переключений, проводимых по программам. Список корректируется при изменении состава персонала. Копии списка находятся на рабочем месте оперативно-диспетчерского персонала цеха и энергообъекта.

1036. В программе выполнения переключений указываются:

- 1) цель выполнения переключений;

- 2) объект переключений;
- 3) перечень мероприятий по подготовке к выполнению переключений;
- 4) условия выполнения переключений;
- 5) плановое время начала и окончания переключений, которое может уточняться в оперативном порядке;
- 6) при необходимости – схема объекта переключений (обеспечивается полное соответствие наименованиям и нумерации элементов объекта на схеме наименованиям и нумерации, принятым на объекте);
- 7) порядок и последовательность выполнения операций с указанием положения запорных и регулирующих органов и элементов цепей технологических защит и автоматики;
- 8) оперативно-диспетчерский персонал, выполняющий переключения;
- 9) персонал, привлеченный к участию в переключениях;
- 10) оперативно-диспетчерский персонал, руководящий выполнением переключений ;
- 11) при участии в переключениях двух и более подразделений энергообъекта – лицо административно-технического персонала, осуществляющее общее руководство;
- 12) при участии в переключениях двух и более энергообъектов – лица из числа административно-технического персонала, ответственные за выполнение переключений на каждом энергообъекте, и лицо из числа административно-технического персонала, осуществляющее общее руководство проведением переключений;
- 13) перечень мероприятий по обеспечению безопасности проведения работ;
- 14) действия персонала при возникновении аварийной ситуации или положения, угрожающего жизни людей и целостности оборудования.

1037. Программа утверждается техническим руководителем энергообъекта, а при выходе действия программы за рамки одного энергообъекта – техническими руководителями участвующих в программе энергообъектов.

1038. Для повторяющихся переключений, указанных в пункте 1035 настоящих Правил, на энергообъектах необходимо применять заранее составленные типовые программы.

Типовые программы пересматриваются 1 раз в 3 года и корректируются с вводом, реконструкцией или демонтажем оборудования, изменением технологических схем и схем технологических защит и автоматики.

1039. Программа переключений и типовые программы переключений применяются оперативно-диспетчерским персоналом и являются оперативными документами при выполнении переключений.

1040. При наличии на объекте мнемосхемы все изменения отражаются на ней после окончания переключений.

1041. Программы переключений хранятся наравне с другой оперативной документацией.

Параграф 9. Автоматизированные системы диспетчерского управления

1042. Диспетчерский пункт электрической сети, РДЦ, НДЦ СО Казахстана оснащается АСДУ.

1043. АСДУ обеспечивает решение задач оперативно-диспетчерского управления энергопроизводством и могут функционировать как самостоятельные системы.

1044. На базе АСДУ и АСУ ТП в соответствии с задачами каждого иерархического уровня управления выполняются:

- 1) долгосрочное и краткосрочное планирование режимов ЕЭС Казахстана;
- 2) оперативное управление нормальными режимами работы электрических сетей, электростанций, энергоблоков и подстанций;
- 3) контроль нагрузки электростанций и потребляемой мощности;
- 4) ретроспективный анализ аварийных ситуаций;
- 5) хранение ретроспективной информации с необходимой дискретностью о режиме работы управляемого объекта и ее вывод на печатающее устройство по требованию диспетчера;
- 6) контроль оперативных переключений;
- 7) автоматизированное ведение оперативной документации.

Полный перечень и объемы решаемых задач, и способы их решения определяются проектами исходя из требований надежности управления и технико-экономических показателей.

1045. В состав комплекса технических средств АСДУ входят:

- 1) средства диспетчерского и технологического управления в совокупности с АСУ ТП (датчики информации, устройства телемеханики и передачи информации, каналы связи);
- 2) средства обработки и отображения информации: компьютерная техника оперативных информационно-управляющих комплексов и вычислительных комплексов, устройства печати, дисплеи, цифровые и аналоговые приборы;
- 3) устройства связи с объектом управления;
- 4) вспомогательные системы (гарантированного электропитания, кондиционирования воздуха, противопожарные).

1046. Все устройства и комплекс программно-технических средств АСДУ поддерживаются в исправном состоянии и постоянно находятся в работе. Изменения первичных схем сети своевременно вносятся в документацию для отображения на диспетчерских щитах и дисплеях.

Вывод в ремонт отдельных элементов АСДУ производится по оперативной заявке с разрешения диспетчера, в ведении которого они находятся.

1047. Исправность систем электропитания периодически проверяется по графику, утвержденному техническим руководителем, главным диспетчером или начальником диспетчерской службы электрической сети, энергообъекта.

1048. Техническое состояние помещения, в которых располагаются элементы АСДУ, обеспечиваются в соответствии с требованиями технических условий на оборудование и технических средств, а способ выполнения цепей ввода и вывода информации, защитные заземления и заземления экранов информационных цепей обеспечивать помехозащищенность систем.

1049. Устройства АСДУ проходят периодические проверки.

1050. На оборудовании АСДУ, коммутационной аппаратуре выполняются надписи, указывающие оперативное назначение и положение.

Параграф 10. Средства диспетчерского и технологического управления

1051. Электростанции, электрические и тепловые сети, электрические подстанции оснащаются средствами диспетчерского и технологического управления (далее – СДТУ). Эксплуатация СДТУ обеспечивает постоянное их функционирование и готовность к действию при установленном качестве передачи информации в нормальных и аварийных режимах энергосистем.

1052. Ведомственные диспетчерские пункты электрифицированных железных дорог, газо- и нефтепроводов, промышленных предприятий оборудуются необходимыми средствами связи и телемеханики с диспетчерскими пунктами энергосистем в объеме, согласованном с этими энергосистемами. Информация с абонентских подстанций напряжением 35 кВ и выше передается в зависимости от конкретных условий, как на ведомственные диспетчерские пункты, так и на диспетчерские пункты энергоснабжающих организаций. Объемы и направления передаваемой информации с абонентских подстанций согласуются с РДЦ, НДЦ СО Казахстана.

1053. Аппаратура СДТУ, установленная на диспетчерских пунктах энергообъектов, закрепляется за службами телемеханики и связи или службами СДТУ соответствующего уровня управления. Аппаратура связи и телемеханики высшего уровня управления, установленная на объектах низшего уровня управления, эксплуатируются персоналом, обслуживающим СДТУ данного энергообъекта.

1054. Эксплуатация оборудования высокого напряжения высокочастотных каналов телефонной связи и телемеханики по линиям электропередачи (конденсаторы связи, реакторы высокочастотных заградителей, заземляющие ножи, устройства антенной

связи, проходные изоляторы, разрядники элементов настройки и фильтров присоединения) осуществляется персоналом, обслуживающим установки высокого напряжения.

1055. Техническое обслуживание и поверка датчиков (преобразователей) телеизмерений, включаемых в цепи вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения, производятся персоналом соответствующих служб РЗА (ЭТЛ) и метрологического обеспечения.

1056. Перечень устройств и оборудования, обслуживаемых производственными подразделениями СДТУ, с указанием границ обслуживания, утверждается соответственно руководством НДЦ СО Казахстана, РДЦ и энергообъекта. Взаимоотношения между службами, границы обслуживания СДТУ указываются в положениях о службах СДТУ, составленных для конкретных энергообъектов.

1057. Оперативное и техническое обслуживание СДТУ обеспечиваются:

1) центральными узлами средств управления (далее – ЦУСУ) НДЦ СО Казахстана, РДЦ;

2) местными узлами средств управления (далее – МУСУ) электрических сетей и электростанций;

3) лабораториями, входящими в состав служб (энергообъектов) СДТУ. В целях обеспечения бесперебойной работы СДТУ на центральных и местных узлах средств управления организуется круглосуточное дежурство оперативно-диспетчерского персонала, ЦУСУ и МУСУ оснащаются вводно-коммутационными, измерительными и проверочными устройствами, обеспечиваются инструментом, материалами, запасными частями. Автотранспорт, закрепленный за службами СДТУ, приравнивается по режиму работы к оперативно-диспетчерскому и выделяется без предварительной заявки.

1058. Средства диспетчерского и технологического управления обеспечиваются гарантированным электропитанием.

1059. Сетевые предприятия, службы и участки СДТУ имеют в наличии и ведут эксплуатационно-технические документы в соответствии с типовыми положениями о службах СДТУ.

1060. Устройства проводной связи защищаются от опасных и мешающих влияний электроустановок высокого напряжения.

1061. Порядок и периодичность измерений уровня мешающих воздействий и помех, а также порядок действия персонала узлов связи, при превышении допустимых значений мешающих влияний или помех устанавливаются производственными инструкциями.

1062. Обеспечивается соответствие измеренных значений напряженности поля радиопомех, создаваемых ВЛ и электрическими подстанциями, нормам допускаемых промышленных радиопомех.

1063. На линиях электропередачи, по которым организованы высокочастотные каналы связи и телемеханики, при работах, требующих наложения заземления, применяются переносные заземляющие высокочастотные заградители.

1064. Вывод из работы средств диспетчерской связи и систем телемеханики оформляется оперативной заявкой.

1065. Устройства телеуправления исключают возможность ложного отключения (включения) управляемого оборудования при повреждении любого одного элемента этих устройств. На сборках зажимов устройств и панелей телемеханики зажимы, случайное соединение которых может вызвать отключение или включение оборудования, не располагаются рядом.

1066. Способ выполнения и режим эксплуатации электрических цепей от датчиков (преобразователей) телеизмерений и телесигнализации до устройств приема и обработки информации исключают помехи, приводящие к искажению этой информации.

1067. Сопротивление изоляции электрически связанных цепей устройств телемеханики совместно с их внешними связями (за исключением связей с компьютерной техникой и аппаратурой каналов телемеханики) относительно корпуса аппарата (земли), а также между цепями, электрически не связанными между собой, измеряется мегаомметром 250-500 В и быть не ниже 0,5 МОм. При проверке изоляции цепей устройств телемеханики, содержащих полупроводниковые элементы, применяются меры к предотвращению их повреждения. В устройствах с заземленным нулевым проводом перед проверкой изоляции этот провод отсоединяется от земли. Сопротивление изоляции выходных цепей телеуправления и цепей питания напряжением 220 В измеряется мегаомметром 1000-2500 В и быть не ниже 10 МОм.

1068. Для вывода из работы выходных цепей телеуправления на электростанциях, подстанциях и диспетчерских пунктах применяются специальные общие ключи или отключающие устройства. Отключение цепей телеуправления и телесигнализации отдельных присоединений производится на разъемных зажимах либо на индивидуальных отключающих устройствах. Все операции с общими ключами телеуправления и индивидуальными отключающими устройствами в цепях телеуправления и телесигнализации выполняются по указанию или с разрешения диспетчера.

1069. На лицевой и оборотной сторонах устройств, панелей и пультов СДТУ выполняются надписи, указывающие их назначение в соответствии с диспетчерскими наименованиями, а на установленной на них аппаратуре – надписи или маркировка. Провода внешних цепей устройств телемеханики маркируются, в соответствии с исполнительными схемами.

1070. Персоналу производственных подразделений, обслуживающего СДТУ, необходимо периодически осматривать аппаратуру в соответствии с

производственными инструкциями, обращая особое внимание на правильность положения переключающих устройств и состояние сигнализации неисправностей.

1071. Полные и частичные проверки и ремонт СДТУ выполняются по утвержденному графику, согласованному с диспетчерской службой и вышестоящей службой СДТУ.

1072. Все неисправности и неправильные действия СДТУ немедленно устраняются, учитываются и анализируются в установленном порядке.

При неправильном действии устройств, их повреждении или отклонении параметров от нормированных показателей проводятся дополнительная проверка и устранение указанных нарушений с уведомлением диспетчера и вышестоящей службы СДТУ.

Параграф 11. Оперативно-диспетчерский персонал

1073. К оперативно-диспетчерскому персоналу РДЦ и энергообъектов относятся:

1) оперативный персонал – персонал, непосредственно воздействующий на органы управления энергоустановок и осуществляющий управление и обслуживание энергоустановок в смене;

2) оперативно-ремонтный персонал – ремонтный персонал с правом непосредственного воздействия на органы управления;

3) оперативные руководители – персонал, осуществляющий оперативное руководство в смене работой закрепленных за ним объектов (электрических сетей, тепловых сетей, электростанции, энергообъекта) и подчиненного ему персонала.

1074. Оперативно-диспетчерский персонал ведет безопасный, надежный и экономичный режим работы оборудования энергообъекта, электрической и тепловой сети, в соответствии с производственными и должностными инструкциями и оперативными распоряжениями вышестоящего оперативного персонала.

Комплектация оперативно-диспетчерского персонала по численности и квалификации осуществляется в соответствии с отраслевыми нормативными документами.

Совмещение рабочих мест оперативно-диспетчерского персонала при его работе в смене неполным составом разрешается по письменному указанию технического руководителя энергообъекта, электрической или тепловой сети.

1075. Оперативно-диспетчерский персонал электроустановок во время смены несет ответственность за правильную эксплуатацию закрепленного за ним оборудования, в соответствии с настоящими Правилами, инструкциями завода-изготовителя и местными инструкциями, утверждаемыми техническим руководителем организации, а также за безусловное выполнение распоряжений вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала.

1076. При нарушениях режимов работы, повреждении оборудования, а также при возникновении пожара оперативно-диспетчерский персонал немедленно принимает меры к восстановлению нормального режима работы или ликвидации аварийного положения и предотвращению развития технологического нарушения, а также сообщает о происшедшем соответствующему оперативно-диспетчерскому и руководящему административно-техническому персоналу по утвержденному списку.

1077. Оперативно-диспетчерский персонал обеспечивает исполнения распоряжение вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала по вопросам, входящим в его компетенцию.

1078. Оборудование, находящееся в оперативном управлении или оперативном ведении вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала, не может быть включено в работу или выведено из работы без разрешения вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала, за исключением случаев явной опасности для людей и оборудования.

1079. Оперативное распоряжение вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала дается в четкой и краткой форме.

Выслушав распоряжение, подчиненный оперативно-диспетчерский персонал дословно повторяет текст распоряжения и получает подтверждение, что распоряжение понято правильно.

Распоряжения вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала выполняются незамедлительно и точно.

Оперативно-диспетчерский персонал, отдав или получив распоряжение или разрешение, записывает его в оперативный журнал. При наличии записи на записывающем устройстве, объем записи в оперативный журнал определяется соответствующим административно-техническим руководством.

1080. Оперативные переговоры ведутся технически грамотно. Все энергооборудование, присоединения, устройства релейной и технологической защиты и автоматики называются полностью согласно установленным диспетчерским наименованиям. Отступление от технической терминологии и диспетчерских наименований не допускается.

Оперативные переговоры на всех уровнях диспетчерского управления и оперативные переговоры начальников смен электростанций и крупных подстанций автоматически фиксируются на записывающем устройстве.

1081. Электрической и тепловой сети указывается необходимое значение изменяемого режимного параметра и время, к которому должно быть достигнуто указанное значение параметра, а также время отдачи распоряжения.

1082. Оперативно-диспетчерский персонал, получив распоряжение руководящего административно-технического персонала по вопросам, входящим в компетенцию

вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала, выполняет его с согласия последнего.

1083. В случае, если распоряжение вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала представляется подчиненному оперативно-диспетчерскому персоналу ошибочным, он немедленно докладывает об этом лицу, давшему распоряжение. При подтверждении распоряжения оперативно-диспетчерский персонал выполняет его.

Распоряжения вышестоящего персонала, содержащие нарушения законодательства Республики Казахстан в области электроэнергетики, а также распоряжения, которые могут привести к повреждению оборудования, потере питания СН электростанции, подстанции или обесточению потребителей непрерывного электроснабжения (потребителями, имеющими аварийную бронь), выполнять не допускается. О своем отказе выполнить такое распоряжение оперативно-диспетчерский персонал немедленно докладывает вышестоящему оперативно-диспетчерскому персоналу, отдавшему распоряжение, и соответствующему административно-техническому руководителю, а также записывает в оперативный журнал.

1084. Лица оперативно-диспетчерского персонала, находящиеся в резерве, могут быть привлечены к выполнению работ по обслуживанию энергоустановки в рамках должностной инструкции и с разрешения соответствующего руководящего оперативно-диспетчерского персонала, находящегося в смене с записью в соответствующих документах.

1085. Замена одного лица из числа оперативно-диспетчерского персонала другим в случае необходимости допускается с разрешения соответствующего административно-технического персонала, подписавшего график, и с уведомлением вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала.

Работа в течение двух смен подряд не допускается.

1086. Каждый работник из числа оперативно-диспетчерского персонала, заступая на рабочее место, принимает смену от предыдущего работника, а после окончания работы сдает смену следующему по графику работнику.

Уход с дежурства без сдачи смены не допускается.

1087. При приемке смены работник из числа оперативно-диспетчерского персонала производит следующие действия:

1) знакомится с состоянием, схемой и режимом работы энергоустановок, находящихся в его оперативном управлении и ведении, в объеме, определяемом соответствующими инструкциями;

2) получает сведения от сдавшего смену об оборудовании, за которым необходимо вести особо тщательное наблюдение для предупреждения нарушений в работе, и об оборудовании, находящемся в резерве и ремонте;

3) выясняет, какие работы выполняются по заявкам, нарядам и распоряжениям на закрепленном за ним участке;

- 4) проверяет и принимает инструмент, материалы, ключи от помещений, оперативную документацию и документацию рабочего места;
- 5) знакомится со всеми записями и распоряжениями за время, прошедшее с его предыдущего дежурства;
- 6) принимает рапорт от подчиненного персонала и доложить непосредственному начальнику по смене о вступлении в дежурство и недостатках, выявленных при приемке смены;
- 7) оформляет приемку-сдачу смены записью в журнале или ведомости за его подписью и подписью сдающего смену.

1088. Оперативно-диспетчерский персонал периодически в соответствии с местной инструкцией тестирует действие устройств автоматики, сигнализации, средств связи и телемеханики (СДТУ), а также проверять правильность показаний часов на рабочем месте.

1089. Оперативно-диспетчерский персонал по утвержденным графикам осуществляет переход с рабочего оборудования на резервное, производит опробование и профилактические осмотры оборудования.

1090. Оперативные и административно-технические руководители имеют право снять с рабочего места подчиненный ему оперативно-диспетчерский персонал, не выполняющий свои обязанности, и произвести соответствующую замену или перераспределение обязанностей в смене.

При этом делается запись в оперативном журнале или выпускается письменное распоряжение и уведомляется по соподчиненности персонал соответствующих уровней оперативно-диспетчерского управления.

Сноска. Пункт 1090 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

1091. Оперативно-диспетчерский персонал по разрешению вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала может кратковременно привлекаться к ремонтным работам и испытаниям с освобождением на это время от исполнения обязанностей на рабочем месте и записью в оперативном журнале.

Приложение 1
к Правилам технической эксплуатации
электрических станций и сетей

Оперативная документация дежурного персонала

Дежурный персонал	Документ						
Диспетчер Национальн о г о диспетчерск			Журнал или картотека заявок на вывод из				

ого центра Системного оператора Диспетчер региональн о г о диспетчерск ого центра	Оперативна я исполнител ьная схема (схема-макет)	Оперативны й журнал	работы оборудован и я , находящего с я в управлении и в ведении диспетчера	Журнал релейной защиты, автоматики и телемехани ки	Карты установок релейной защиты и автоматики	Журнал распоряжен ий	
Начальник смены электростан ции	Суточная оперативная исполнител ьная схема и л и схема-макет	То же	Журнал или картотека заявок диспетчеру на вывод из работы оборудован и я , находящего ся в ведении диспетчера	Журнал заявок главному инженеру на вывод из работы оборудован ия, не находящего ся в ведении диспетчера	Журнал распоряжен ий		
Начальник смены электроцеха	То же	То же	Журнал релейной защиты, автоматики и телемехани ки	Карты установок релейной защиты и автоматики	То же	Журнал учета работы по нарядам и распоряжен иям	Журнал или картотека дефектов и неполадок с оборудован ием
Начальник смен тепловых цехов	Оперативна я исполнител ьная схема основных трубопрово дов	То же	Журнал распоряжен ий	Журнал учета работы по нарядам и распоряжен иям	Журнал или картотека дефектов и неполадок с оборудован ием		
Начальник смены цеха тепловой автоматики	Оперативны й журнал	Журнал технологиче ских защит и автоматики и журнал технически х средств автоматичес к о й системы управления	Карта установок технологиче ских защит и сигнализаци и и карты заданий авторегулят орам	Журнал распоряжен ий	Журнал учета работы по нарядам и распоряжен иям	Журнал или картотека дефектов и неполадок с оборудован ием	
Начальник смены химического о цеха	Оперативна я исполнител ьная схема химводоочи стки	Оперативны й журнал	Журнал распоряжен ий	Журнал учета работы по нарядам и распоряжен иям	Журнал или картотека дефектов и неполадок с оборудован ием		

Диспетчер электросети	Суточная оперативная исполнительная схема (схема-макет)	Оперативный журнал	Журнал или картотека заявок на вывод из работы оборудования, находящегося в управлении и в ведении диспетчера энергосистемы	Журнал релейной защиты, автоматики и телемеханики	Карты установок релейной защиты и автоматики	Журнал распоряжений	
Дежурный подстанции с постоянным дежурством, диспетчер районной электросети	Суточная оперативная исполнительная схема и ли схема-макет	То же	Журнал заявок на вывод из оборудования	То же	То же	То же	Журнал дефектов и неполадок с оборудованием
Диспетчер теплосети	Оперативная исполнительная схема трубопроводов	То же	То же	Температурные и пьезометрические графики работы сетей	Журнал распоряжений	Журнал дефектов и неполадок с оборудованием	
Дежурный инженер района тепловой сети	Суточная оперативная исполнительная схема	То же	То же			То же	Журнал учета работ по нарядам и распоряжениям

Приложение 2

к Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей

Допустимые значения вибрации при длительной работе гидроагрегата

1. В зависимости от частоты вращения ротора размах горизонтальной вибрации (двойная амплитуда) корпуса турбинного подшипника, а также размах горизонтальной вибрации верхней и нижней крестовин генератора, если на них расположены направляющие подшипники:

Частота вращения ротора	60 и менее	150	300		600
-------------------------	------------	-----	-----	--	-----

гидроагрегата, об/мин				428	
Допустимое значение вибрации, мм	0,18	0,16	0,12	0,10	0,08

2. В зависимости от частоты вибрации
размах вертикальной вибрации крышки турбины, опорного конуса
или грузонесущей крестовины генератора:

Частота вибрации, Гц	менее 3	6	10	16	30	более 30
Допустимый размах вибрации, мм	0,18	0,15	0,12	0,08	0,06	0,04

3. Биение вала гидроагрегата не должно превышать значений,
указанных в инструкции по эксплуатации гидроагрегата.

Приложение 3
к Правилам технической эксплуатации
электрических станций и сетей

Температура пылегазовоздушной смеси, °С

Топливо	Установка с прямым вдуванием, за сепаратором при сушке				Установка с пылевым бункером, при сушке	
	Воздухом		Дымовыми газами		Воздухом*	Дымовыми газами**
	Системы с молотковыми мельницами	Системы со среднеходными и мельницами	Системы с молотковыми мельницами	Системы с мельницами – вентиляторам и		
Экибастузский уголь	210	150	-	-	130	150
Другие каменные угли	130	130	180	-	70	130
Бурые угли	100	-	180	220	70	120
Сланцы	100	-	180	-	-	-
Лигниты	-	-	-	220	-	-
Антрацитовый штыб	не нормируется					

* При сушке воздухом – температура смеси за мельницей.

** При сушке дымовыми газами при работе шаровых барабанных мельниц – температура смеси за мельницей, при других типах мельниц – за сепаратором.

Приложение 4
к Правилам технической эксплуатации
электрических станций и сетей

Присосы воздуха в системы пылеприготовления, %

Расход сушильного агента, тыс. м ³ /ч	Системы пылеприготовления с бункером пыли при сушке				Системы пылеприготовления прямого вдувания с мельницами-вентиляторами при газовоздушной сушке
	Воздушной и газовоздушной в случае установки перед мельницами дымососов рециркуляции		Газовоздушной с забором газов из газоходов за счет разрежения, создаваемого мельничным вентилятором		
	с шаровыми барабанными мельницами	с мельницами других типов	с шаровыми барабанными мельницами	с мельницами других типов	
До 50	30	25	40	35	40
51-100	25	20	35	30	35
101-150	22	17	32	27	30
свыше 150	20	15	30	25	25

Приложение 5
к Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей

Температурный режим барабана котла

Скорость прогрева при растопке котла, °С/10 мин.....30

Скорость охлаждения при останове котла, °С/10 мин.....20

Перепад температур при растопке котла, °С.....60

Перепад температур при останове котла, °С.....80

Приложение 6
к Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей

Показатели температуры воздуха, °С, поступающего в воздухоподогреватель

Вид топлива	Воздухоподогреватель	
	трубчатый	регенеративный
Бурые угли ($S_{пр} \leq 0,4\%$), торф, сланцы	50	55
Бурые угли ($S_{пр} \leq 0,4\%$), торф, сланцы	30	30
Экибастузский уголь ($S_{пр} \leq 0,4\%$)	50	55
Бурый уголь ($S_{пр} > 0,4\%$)	80	60
Каменный уголь ($S_{пр} > 0,4\%$)	60	50
Мазут с содержанием серы более 0,5	110	70
Мазут с содержанием серы 0,5 % и менее	90	50

**Параметры эксплуатируемых турбин, выпущенных ранее
1 января 1991 г. (в том числе, иностранных фирм)**

Степень неравномерности регулирования частоты вращения (при номинальных параметрах пара)¹, %4-5

Местная степень неравномерности по частоте вращения, %
минимальная в любом диапазоне нагрузок, не ниже2,5
максимальная:

в диапазоне нагрузок до 15% $N_{\text{НОМ}}$, не более.....10

в диапазоне нагрузок от 15% $N_{\text{НОМ}}$ до максимальной, не более.....6

Степень нечувствительности² по частоте вращения, %, не более.....0,3

Степень нечувствительности² регулирования давления пара в отборах и противодавления:

при давлении в отборе (противодавлении) менее 2,5 кгс/см² (0,25 МПа), кПа, не более.....5%

при давлении в отборе (противодавлении) 2,5 кгс/см² (0,25 МПа) и выше, %, не более.....2

Примечание:

1. Для турбин Р степень неравномерности допускается 4,5-6,5 %
2. Для турбин выпуска до 1950 года степень неравномерности допускается 0,5 %

**Нормы качества пара и воды
прямоточных котлов**

1. Качество пара

Соединения натрия, мкг/дм³ не более5

Кремниевая кислота, мкг/дм³ не более15

Удельная электрическая проводимость, мкСм/см, не более0,3
рН, (показатель концентрации водородных ионов), не менее....7,5

При нейтрально-кислородном водно-химическом режиме
допускается значение рН не менее 6,5

2. Качество питательной воды

Общая жесткость, мкг-экв/дм ³ , не более	0,2
Соединения натрия, мкг/дм ³ , не более	5
Кремниевая кислота, мкг/дм ³ , не более	15
Соединения железа, мкг/дм ³ , не более	10
Растворенный кислород при кислородных режимах, мкг/дм ³ ..	100-400
Удельная электрическая проводимость, мкСм/см, не более.....	0,3
Соединения меди в воде перед деаэратором, мкг/дм ³ , не более....	5
Растворенный кислород в воде после деаэратора, мкг/ дм ³ , не более.....	10
Значения рН при режиме:	
гидразинно-аммиачном.....	9,1 _{±0} ,
гидразинном.....	7,7 _{±0,2}
кислородно-аммиачном.....	8,0 _{±0,5}
нейтрально-кислородном.....	7,0 _{±0,5}
Гидразин, мкг/дм ³ , при режиме:	
гидразинно-аммиачном.....	20-60
гидразинном.....	80-100
пуска и остановадо.....	3000
Содержание нефтепродуктов (до конденсатоочистки), мкг/дм ³ , не более.....	0,1

Приложение 9
к Правилам технической эксплуатации
электрических станций и сетей

Качество насыщенного пара (в том числе и перегретого) котлов с естественной циркуляцией

Номинальное давление за котлом,

кгс/см² (МПа) 40 (3,9) 100 (9,8) 140 (13,8)

Содержание соединений натрия,

мкг/дм³, не более:

для государственной районной

электростанции 60 15 5

для теплоэлектроцентралей 100 25 5

Содержание кремниевой кислоты для котлов давлением 70 кгс/см²

(7 МПа) и выше на государственной районной электростанции должно быть не более 15 мкг/дм³, на теплоэлектроцентрали – не более 25 мкг/дм³.

Значение рН для котлов всех давлений должно быть не менее 7,5.

Удельная электрическая проводимость должна быть:

для котлов давлением 100 кгс/см² (9,8 МПа) не более 0,5 мкСм/см

для дегазированной пробы или 1,5 мкСм/см для Н-катионированной пробы;

для котлов давлением 140 кгс/см² (13,8 МПа) не более 0,3 мкСм/см

для дегазированной пробы или 1 мкСм/см для Н-катионированной пробы.

Приложение 10
к Правилам технической эксплуатации
электрических станций и сетей

Качество питательной воды котлов с естественной циркуляцией ¹

Номинальное давление за котлом, кгс/см ² (МПа)	40 (3,9)	100 (9,8)	140 (13,8)
Общая жесткость, мкг-эquiv/дм ³ , не более, для котлов:			
на жидком топливе	5	1	1
на других видах топлива .	10	3	1
Содержание соединений железа, мкг/дм ³ , не более, для котлов:			
на жидком топливе	50	20	20
на других видах топлива .	100	30	20
Содержание соединений меди в воде перед деаэратором, мкг/дм ³ , не более, для котлов:			
на жидком топливе	10	5	5
на других видах топлива .	Не нормируется	5	5
Содержание растворенного кислорода в воде после деаэратора, мкг/дм ³ , не более	20	10	10
Содержание нефтепродуктов, мг/дм ³ , не более	0,5	0,3	0,3

значение рН ¹	8,5-9,5	9,1 _± 0,1	9,1 _± 0,1
..			
Номинальное давление за котлом, кгс/см ² (МПа)	70-100(7,0-9,8)		140 (13,8)
..			
Содержание кремниевой кислоты, мкг/дм ³ , не более:			
для государственной районной электростанции и отопительных теплоэлектростанций....		80	30
.....			
д л я теплоэлектростанций с производственным отбором пара	Устанавливается теплотехническими испытаниями		60

Примечание:

¹При восполнении потерь пара и конденсата химически очищенной водой допускается повышение значения рН до 10,5.

При применении новых реагентов для корректировки воднохимического режима (ВХР) значение рН устанавливается специализированной технической организацией, определенной центральным

Приложение 11
к Правилам технической эксплуатации
электрических станций и сетей

Качество конденсата турбин

Сноска. Приложение 11 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Номинальное давление за котлом, кгс/см ² (Мпа)	40 (3,9)	100 (9,8)	140(13,8)
Общая жесткость, мкг-экв/дм ³ , не более, для котлов:			
на жидком топливе	5	1	1
на других видах топливах	10	3	1

Содержание растворенного кислорода после конденсаторных насосов составляет не более 20 мкг/кг. Для турбин, работающих в режиме ухудшенного вакуума с подогревом сетевой воды в конденсаторе, корректируется согласно нормативной характеристике оборудования.

Качество обессоленной воды для подпитки котлов

1. Прямоточных:

Общая жесткость, мкг-экв/дм ³	не более 0,2
Содержание кремниевой кислоты, мкг/дм ³	не более 20
Содержание соединений натрия, мкг/дм ³	не более 15
Удельная электрическая проводимость, мкСм/см	не более 0,5

2. С естественной циркуляцией:

Качество обессоленной воды для подпитки котлов с естественной циркуляцией давлением 140 кгс/см² (13,8 МПа) должно удовлетворять следующим нормам, не более:

Общая жесткость, мкг-экв/дм ³	1
Содержание кремниевой кислоты, мкг/дм ³	100
Содержание соединений натрия, мкг/дм ³	80
Удельная электрическая проводимость, мкСм/см	2,0

Качество питательной воды испарителей

Общая жесткость, мкг-экв/дм ³ , не более	30
Общая жесткость при солесодержании исходной воды более 2000 мг/дм ³ , мкг-экв/дм ³ , не более	75
Содержание кислорода, мкг/дм ³ , не более	30
Содержание свободной угольной кислоты	0

Качество конденсата

Общая жесткость, мкг-экв/дм ³	50
Содержание соединений железа, мкг/дм ³	100
Содержание соединений меди, мкг/дм ³	20
Содержание кремниевой кислоты, мкг/дм ³	100
рН	8,5-9,5

Перманганатная окисляемость, мг $O_2/дм^3$ 5

Содержание нефтепродуктов, мг/ $дм^3$ 0,3

Приложение 15
к Правилам технической эксплуатации
электрических станций и сетей

Качество воды для подпитки тепловых сетей

Содержание свободной угольной кислоты.....0

Значение рН для систем теплоснабжения:

открытых8,3-9,0²

закрытых8,3-9,5²

Содержание растворенного кислорода, мкг/ $дм^3$, не более50

Количество взвешенных веществ, мг/ $дм^3$, не более5

Содержание нефтепродуктов, мг/ $дм^3$, не более.....0,3

Приложение 16
к Правилам технической эксплуатации
электрических станций и сетей

Качество сетевой воды

Содержание свободной угольной кислоты0

Значение рН для систем теплоснабжения:

открытых¹8,3-9,0¹

закрытых.....8,3-9,5¹

Содержание соединений железа, мг/ $дм^3$, не более,
для систем теплоснабжения:

открытых0,3²

закрытых.....0,5

Содержание растворенного кислорода, мкг/ $дм^3$, не более.....20

Количество взвешенных веществ, мг/ $дм^3$, не более.....5

Содержание нефтепродуктов, мг/ $дм^3$, не более,
для систем теплоснабжения:

открытых0,1

закрытых.....1

Приложение 17
к Правилам технической эксплуатации
электрических станций и сетей

Нормативные значения I_k воды для подпитки тепловых сетей

Тип оборудования	Температура нагрева сетевой воды, °С	И _к (мг-экв/дм ³) ² для системы теплоснабжения не более	
		Открытой	Закрытой
Водогрейные котлы, установленные на электростанциях и в отопительных котельных *	70-100	3,2	3,0
	101-120	2,0	1,8
	121-130	1,5	1,2
	131-140	1,2	1,0
	141-150	0,8	0,5
Сетевые подогреватели	70-100	4,0	3,5
	101-120	3,0	2,5
	121-140	2,5	2,0
	141-150	2,0	2,0
	151-200	1,0	0,5

Приложение 18
к Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей

Внутристанционные потери пара и конденсата

На конденсационных электростанциях.....не более 1,0

На теплоэлектроцентралях с чисто отопительной нагрузкой.....не более..1,2

На теплоэлектроцентралях с производственной или производственной отопительной нагрузками.....не более 1,6

Приложение 19
к Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей

Допустимая кратность перегрузки генераторов и синхронных компенсаторов по току статора

Продолжительность перегрузки, мин, не более	Косвенное охлаждение обмотки статора	Непосредственное охлаждение обмотки статора	
		Водой	Водородом
60	1,1	1,1	-
15	1,15	1,15	-
10	-	-	1,1
6	1,2	1,2	1,15
5	1,25	1,25	-
4	1,3	1,3	1,2
3	1,4	1,35	1,25
2	1,5	1,4	1,3
1	2,0	1,5	1,5

Приложение 20
к Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей

Допустимая кратность перегрузки турбогенераторов по току ротора

Продолжительность перегрузки, мин, не более	Турбогенераторы	
	Турбогенератор с форсированным водородным охлаждением ротора, кроме турбогенератора с форсированным водородным охлаждением ротора - 120-2	Турбогенератор с водородно-водяным охлаждением обмоток, Турбогенератор с водородно-водяным охлаждением (до 500 МВт включительно), Турбогенератор с форсированным водородным охлаждением ротора - 120-2
60	1,06	1,06
4	1,2	1,2
1	1,7	1,5
0,5	2,0	-
0,33	-	2,0

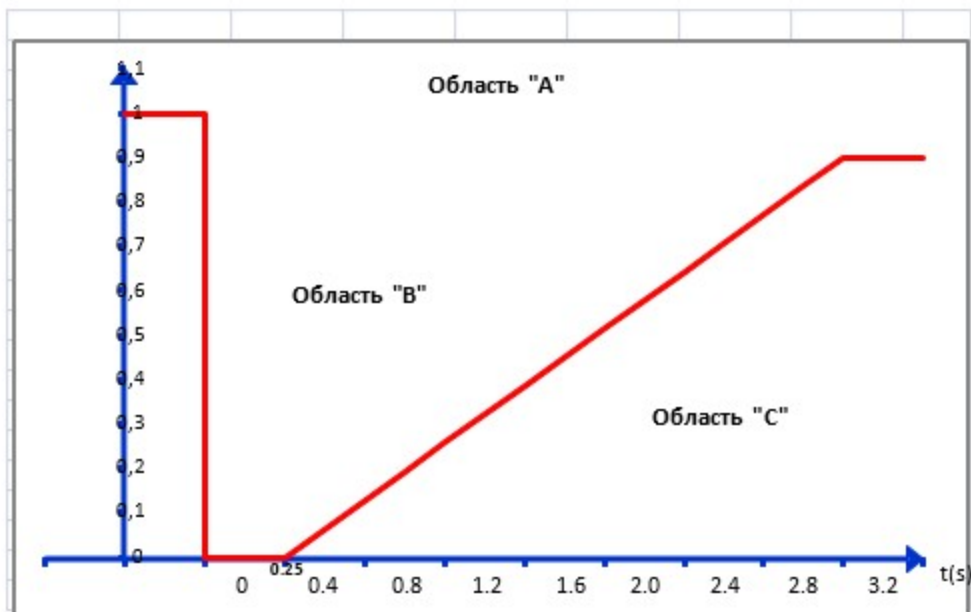
Приложение 21 к Правилам технической эксплуатации электрических станций и сетей

Минимальные периоды времени, в которых генерирующий модуль должен быть способен работать без отключения от сети

Сноска. Приложение 21 - в редакции приказа Министра энергетики РК от 28.09.2020 № 335 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Частотный диапазон	Минимальное время работы
47,0 Гц – 49,0 Гц	120 минут
49,0 Гц – 51,0 Гц	Не ограничено
51,0 Гц – 51,5 Гц	90 минут

Рисунок 1. Условия устойчивой работы ВЭС определены характеристикой "напряжение-время".

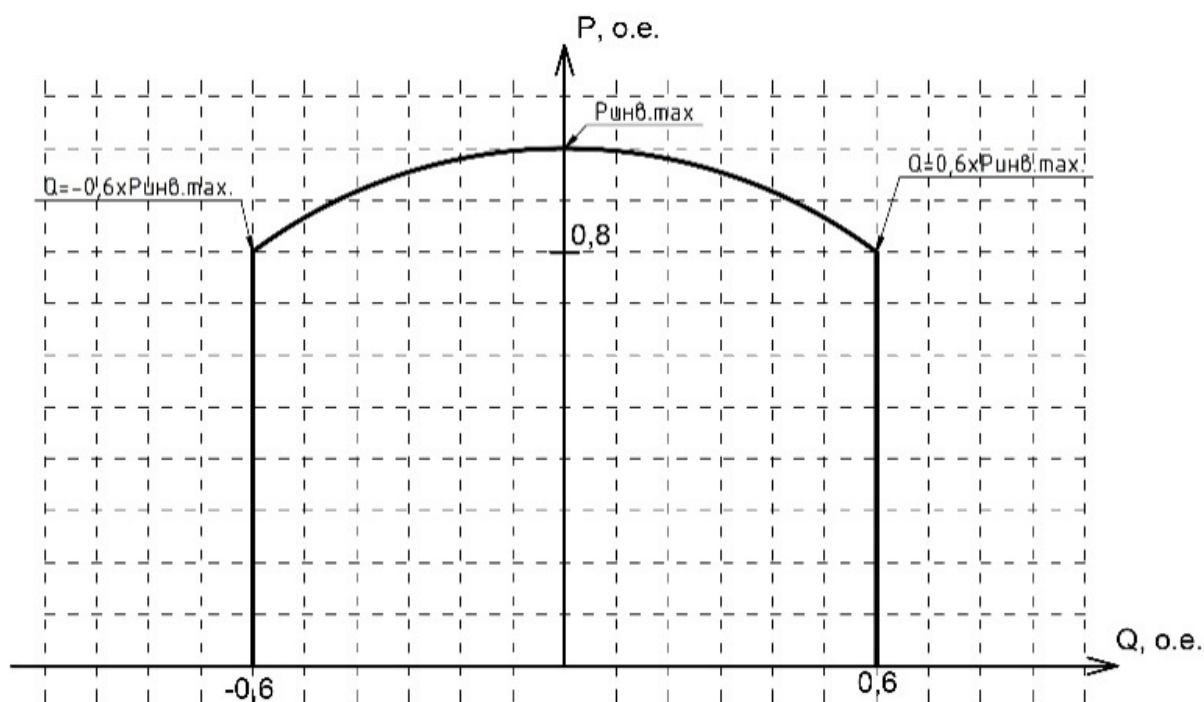


Область "А" - ГУВИЭ должна оставаться подключенной к сети и устойчиво функционировать;

Область "В" - ГУВИЭ должна оставаться подключенной к сети и обеспечивать максимальную поддержку напряжения путем генерирования контролируемого объема реактивной мощности;

Область "С" - разрешено отключение ГУВИЭ от сети.

Рисунок 2. Зависимость регулировочного диапазона по реактивной мощности СЭС от ее фактической генерации.

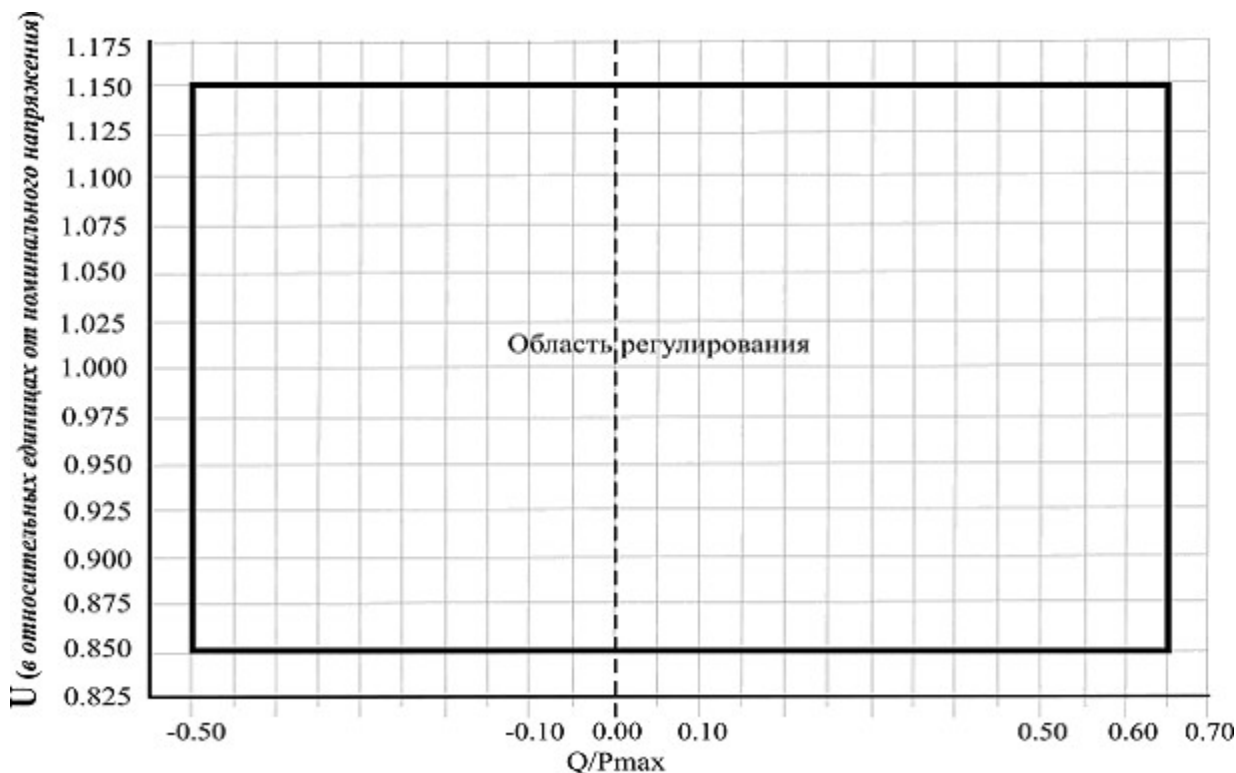


где,

$P_{инв.мах}$ – суммарная максимальная активная мощность всех инверторных преобразователей СЭС;

Q – генерируемая/потребляемая реактивная мощность.

Рисунок 3. Зависимость регулировочного диапазона по реактивной мощности СЭС от фактического напряжения в точке подключения.



Приложение 22
к Правилам технической эксплуатации
электрических станций и сетей

Вертикальная и поперечная составляющие вибрации, измеренные на подшипниках электродвигателей, сочлененных с механизмами

1. Нормы вибрации:

Синхронная частота вращения, об/мин	3000	1500	1000	и менее 750
Удвоенная амплитуда колебаний подшипников, мкм	30	60	80	не выше 95

2. Нормы повышенной вибрации при удвоенной амплитуде колебаний:

Синхронная частота вращения, об/мин	3000	1500	1000	и менее 750
Удвоенная амплитуда колебаний подшипников, мкм	50	100	130	не выше 160

Приложение 23
к Правилам технической эксплуатации
электрических станций и сетей

Нормы кратковременной перегрузки трансформаторов сверх номинального тока

Масляные трансформаторы					
Перегрузка по току, %	30	45	60	75	100
Длительность перегрузки, мин	120	80	45	20	10
Сухие трансформаторы					
Перегрузка по току, %	20	30	40	50	60
Длительность перегрузки, мин	60	45	32	18	5

Допустимые перегрузки сухих трансформаторов устанавливаются заводской инструкцией.

Приложение 24
к Правилам технической эксплуатации
электрических станций и сетей

Осмотры кабельных линий (периодичность осмотра кабельных линий, не реже одного раз в ___ месяцев)

Напряжение кабеля, кВ	до 35	110-500
Трассы кабелей, проложенных в земле.....	3	1
Трассы кабелей, проложенных под усовершенствованным покрытием на территории городов.....	12	-
Трассы кабелей, проложенных в коллекторах, туннелях, шахтах и по железнодорожным мостам.....	6	3

Подпитывающие пункты при наличии
 сигнализации давления масла (при -
 отсутствии сигнализации – по
 местным
 инструкциям)
 Кабельные колодцы..... 24

1

3

Приложение 25
 к Правилам технической эксплуатации
 электрических станций и сетей

Компенсация емкостного тока

Номинальное напряжение сети, 6 кВ	10	15-20	35 и выше
Емкостный ток замыкания на землю 30 , Ампер	20	15	10

Приложение 26
 к Правилам технической эксплуатации
 электрических станций и сетей

Допустимое повышение напряжения промышленной частоты оборудования в электросетях 110-750 кВ

Оборудование	Номинальное напряжение, кВ	Допустимое повышение напряжения при длительности воздействия, секунд			
		1200	20	1	0,1
Силовые трансформаторы и автотрансформаторы ¹	110-150	<u>1,10</u>	<u>1,25</u>	<u>1,90</u>	<u>2,00</u>
		1,10	1,25	1,50	1,58
Шунтирующие реакторы и электромагнитные трансформаторы	110-330	<u>1,15</u>	<u>1,35</u>	<u>2,00</u>	<u>2,10</u>
		1,15	1,35	9,00	1,58
напряжения	500	<u>1,15</u>	<u>1,35</u>	<u>2,00</u>	<u>2,08</u>
		1,15	1,35	1,50	1,58
Коммутационные аппараты ² , емкостные трансформаторы напряжения, трансформаторы тока,	110-500	<u>1,15</u>	<u>1,60</u>	<u>2,20</u>	
		1,15	1,60	1,70	

конденсаторы связи и шинные опоры					<u>2,40</u> 1,80
Вентильные разрядники всех типов	110-220	1,15	1,35	1,38	-
Вентильные разрядники типа РВМГ	330-500	1,15	1,35	1,38	-
Вентильные разрядники типа РВМК	330-500	1,15	1,35	1,45	-
Вентильные разрядники типа РВМК-П	330-500	1,15	1,35	1,70	-
Силовые трансформаторы и автотрансформа торы ¹	750	1,10	1,25	1,67	1,76
Шунтирующие реакторы, коммутационны е аппараты ² , трансформаторы напряжения и тока, конденсаторы связи и шинные опоры	750	1,10	1,30	1,88	1,98
Вентильные разрядники	750	1,15	1,36	1,40	-
Ограничители перенапряжений нелинейные	110-220 330-750	1,39 1,26	1,50 1,35	1,65 1,52	- -

¹ Независимо от значений, указанных в таблице, по условию нагрева магнитопровода повышение напряжения в долях номинального напряжения установленного ответвления обмотки должно быть ограничено при 1200 с до 1,15, при 20 с - до 1,3.

² Независимо от значений, указанных в таблице, собственное восстанавливающееся напряжение на контактах выключателя должно быть ограничено: по условию отключения неповрежденной фазы линии при несимметричном КЗ - до 2,4 или 2,8 (в зависимости от исполнения выключателя, указанного в технических условиях) для оборудования 110-220 кВ и до 3,0 – для оборудования 330-750 кВ, по условию отключения ненагруженной линии – до 2,8 для оборудования 330-750 кВ.

В числителях приложения 26 к настоящим Правилам указаны значения для изоляции "фаза-земля" в долях амплитуды наибольшего рабочего фазного напряжения, в знаменателях – для изоляции "фаза-фаза" в долях амплитуды наибольшего рабочего междуфазного напряжения.

Значения для изоляции "фаза-фаза" относятся только к трехфазным силовым трансформаторам, шунтирующим реакторам и электромагнитным трансформаторам напряжения, а также к аппаратам в трехполюсном исполнении при расположении трех полюсов в одном баке или на одной раме. При этом для аппаратов значения 1,6; 1,7 и 1,8 относятся только к внешней междуфазной изоляции аппаратов 110, 150 и 220 кВ.

При длительности температуры (t) повышения напряжения, промежуточной между двумя значениями, приведенными в приложении 26 к настоящим Правилам, допустимое повышение напряжения равно указанному для большего из этих двух значений длительности. При $0,1 < t < 0,5$ с допускается повышение напряжения, равное $U_{1c} + 0,3(U_{0,1c} - U_{1c})$, где $U_{0,1c}$ и U_{1c} допустимые повышения напряжения при длительности соответственно 1 и 0,1 секунды.

При одновременном воздействии повышения напряжения на несколько видов оборудования допустимым для электроустановки в целом является значение, наименьшее из нормированных для этих видов оборудования.

Количество повышений напряжения продолжительностью 1200 секунд должно быть не более 50 в течение 1 года. Количество повышений напряжения продолжительностью 20 секунд должно быть не более 100 за срок службы электрооборудования, указанный в государственном стандарте, или за 25 лет, если срок службы не указан. При этом количество повышений напряжения длительностью 20 секунд должно быть не более 15 в течение 1 года и не более 2 в течение 1 суток.

Промежуток времени между двумя повышениями напряжения длительностью 1200 секунд и 20 секунд должен быть не менее 1 часа.

Если повышение напряжения длительностью 1200 секунд имело место два раза (с часовым интервалом), то в течение ближайших 24 часов повышение напряжения в третий раз допускается лишь в случае, если это требуется ввиду аварийной ситуации, но не ранее чем через 4 часа.

Количество повышений напряжения длительностью 0,1 и 1 секунда не регламентировано. Не регламентировано также количество повышений напряжения для вентильных разрядников.

Для предотвращения повышения напряжения сверх допустимых значений в местных инструкциях должен быть указан порядок операций по включению и отключению каждой линии электропередачи 330-750 кВ и линий 110-220 кВ большой

длины. Для линий 330-750 кВ и линий 110-220 кВ, где возможно повышение напряжения более 1,1 наибольшего рабочего, должна быть предусмотрена релейная защита от повышения напряжения.

В схемах, в том числе пусковых, в которых при плановых включениях линии возможно повышение напряжения более 1,1, а при автоматических отключениях более 1,4 наибольшего рабочего, рекомендуется предусматривать автоматику, ограничивающую до допустимых значение и продолжительность повышения напряжения.

Приложение 27
к Правилам технической
эксплуатации электрических
станций и сетей

Уровни напряжения для системы накопления энергии, подключенной к сети

Сноска. Правила дополнены приложением 27 в соответствии с приказом Министра энергетики РК от 14.10.2024 № 367 (вводится в действие по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования).

Номинальная мощность системы хранения энергии	Уровень напряжения доступа	Режим доступа
До 8 кВт	220/0,4 кВ	Однофазный или трехфазный
8,1 кВт - 1000 кВт	0,4 кВ	Трехфазный
1001 кВт - 5000 кВт	6 кВ - 10 кВ	Трехфазный
5001 кВт – 100 000 кВт	35 кВ -110 кВ	Трехфазный
Более 100 001 кВт	220 кВ и выше	Трехфазный