

О внесении изменений в некоторые приказы Министерства энергетики Республики Казахстан

Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 30 июня 2023 года № 248.
Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 30 июня 2023 года № 32976

Примечание ИЗПИ!

Порядок введения в действие см. п. 4.

ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Утвердить прилагаемый перечень некоторых приказов, в которые вносятся изменения, согласно приложению к настоящему приказу.

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

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

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

3) 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 1) и 2) настоящего пункта.

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

4. Настоящий приказ вводится в действие с 1 июля 2023 года, за исключением пунктов 3 и 6 прилагаемого перечня некоторых приказов, утверждаемого настоящим приказом, которые вводятся в действие после дня его первого официального опубликования.

*Министр энергетики
Республики Казахстан*

А. Саткалиев

Приложение к приказу
Министра энергетики
Республики Казахстан
от 30 июня 2023 года № 248
Утвержден приказом
Министра энергетики
Республики Казахстан
от " " ____ 2023 года № ____

Перечень некоторых приказов Министра энергетики Республики Казахстан, в которые вносятся изменения

1. В приказе Министра энергетики Республики Казахстан от 2 февраля 2015 года № 58 "Об утверждении Правил по предотвращению аварийных нарушений в единой электроэнергетической системе Казахстана и их ликвидации" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10552) следующие изменения и дополнения:

преамбулу приказа изложить в следующей редакции:

"В соответствии с подпунктом 14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике" **ПРИКАЗЫВАЮ:**";

в Правилах по предотвращению аварийных нарушений в единой электроэнергетической системе Казахстана и их ликвидации, утвержденных указанным приказом:

заголовок главы 1 изложить в следующей редакции:

"Глава 1. Общие положения";

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Правила по предотвращению аварийных нарушений в единой электроэнергетической системе Казахстана и их ликвидации (далее – Правила) разработаны в соответствии с подпунктом 14) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике" (далее – Закон) и определяют порядок предотвращения аварийных нарушений в единой электроэнергетической системе Казахстана и их ликвидации.";

заголовок главы 2 изложить в следующей редакции:

"Глава 2. Порядок предотвращения и ликвидации аварийных нарушений";

пункт 17 изложить в следующей редакции:

"17. Противоаварийное управление на снижение генерации осуществляется устройствами автоматической разгрузки электростанций, воздействующими на отключение генераторов на блочных электростанциях, гидроэлектростанциях, электростанциях на основе возобновляемых источников энергии или разгрузки турбин. Противоаварийное управление на аварийное увеличение генерации осуществляется устройствами автоматической загрузки генераторов.";

пункт 24 изложить в следующей редакции:

"24. Системный оператор осуществляет мониторинг объема нагрузки, подключенной к специальной автоматике отключения нагрузки. Для обеспечения мониторинга весь объем нагрузки, подключенной к специальной автоматике отключения нагрузки, оснащается устройствами телеметрии, обеспечивающими автоматическую передачу данных в порядке, предусмотренном пунктом 191 приказа Министра энергетики Республики Казахстан от 18 декабря 2014 года № 210 "Об

утверждении Электросетевых правил" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10899), по согласованным протоколам передачи данных и перечням обмена телеметрии, на диспетчерский пункт системного оператора.";

пункт 29 изложить в следующей редакции:

"29. Разгрузка гидрогенераторов осуществляется отключением выключателя генератора с последующим закрытием направляющего аппарата.

Вид и объем автоматической разгрузки электростанций определяются на основании условий обеспечения динамической и статической устойчивости, исключения токового перегруза оборудования при аварийных отключениях, возникающих в электроэнергетической системе или ее отдельных узлах.

Автоматическая разгрузка электростанции выполняется на блочных электростанциях, гидроэлектростанциях и электростанциях на основе возобновляемых источников энергии, независимо от вида собственности, работающих в составе единой электроэнергетической системы.

Применение автоматической разгрузки электростанций в единой электроэнергетической системе определяется системным оператором."

2. В приказе Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 111 "Об утверждении Правил организации и функционирования розничного рынка электрической энергии, а также предоставления услуг на данном рынке" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов № 10533) следующие изменения:

в Правилах организации и функционирования розничного рынка электрической энергии, а также предоставления услуг на данном рынке, утвержденных указанным приказом:

пункт 2 изложить в следующей редакции:

"2. В настоящих Правилах используются следующие понятия и определения:

1) расчетный период – отрезок времени, определяемый договором электроснабжения, за который производится расчет за оказанные услуги и/или поставку электрической энергии;

2) фактический баланс – документ, составленный энергопередающей организацией, эксплуатирующей электрические сети регионального уровня, устанавливающий адресное распределение объемов поставленной и потребленной электрической энергии субъектами на розничном рынке электрической энергии за расчетный период;

3) электрические сети регионального уровня – совокупность подстанций, распределительных устройств и соединяющих их линий электропередачи, предназначенных для передачи электрической энергии между районами внутри одной области либо между районами разных областей;

4) технические условия – технические требования, необходимые для исполнения подключения к электрическим сетям;

5) договор электроснабжения – соглашение, заключаемое на основе типового договора электроснабжения, согласно которому энергоснабжающая организация обязуется подавать потребителю через присоединенную сеть электрическую энергию, а потребитель обязуется оплачивать принятую электрическую энергию, а также соблюдать предусмотренный договором режим ее потребления, обеспечить безопасность эксплуатации находящихся в его ведении электрических сетей и исправность используемых им приборов и оборудования, связанных с потреблением электрической энергии.

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

параграф 1 главы 2 исключить;

пункт 8 исключить;

пункт 11 изложить в следующей редакции:

"11. Зона обслуживания энергоснабжающей организации определяется границами сетей энергопередающих организаций, к сетям которых присоединены потребители, в соответствии с заключенными ими договорами электроснабжения, а также точкой подключения розничных потребителей к шинам электростанций энергопроизводящих организаций.";

пункт 12 изложить в следующей редакции:

"12. Гарантирующий поставщик электрической энергии определяется из числа энергоснабжающих организаций, которые регулируются в соответствии с подпунктом 14) пункта 3 статьи 116 Предпринимательского Кодекса Республики Казахстан.";

пункт 13 изложить в следующей редакции:

"13. Зоной ответственности гарантирующих поставщиков электрической энергии являются территория, на которую распространяется действие оперативно-диспетчерского управления энергопередающей организации, и все потребители, получающие электрическую энергию через электрические сети энергопередающей организации в соответствии с заключенными энергоснабжающими организациями договорами на передачу электрической энергии, а также подключенные к шинам электростанций энергопроизводящих организаций.";

пункт 23 изложить в следующей редакции:

"23. Купля-продажа и передача электрической энергии, совершаемые на розничном рынке электрической энергии, производится в соответствии с данными энергопередающих и энергопроизводящих организации к чьим сетям подключены розничные потребители согласно показаниям систем коммерческого учета электрической энергии.";

пункт 24 изложить в следующей редакции:

"24. Энергоснабжающая организация формирует заявки на предстоящие сутки по информации о потреблении, предоставленной потребителями, а также с учетом потребителей, к которым не предъявляются требования по соблюдению режимов электропотребления.";

пункт 25 исключить;

пункты 26 и 27 изложить в следующей редакции:

"26. Энергопередающая организация формирует собственный суточный график, с учетом потребления субъектов оптового и розничного рынков электрической энергии, подключенных к ее сетям, на основе представленных ежесуточно заявок энергоснабжающих организаций и оптовых потребителей.

27. Суточный график энергопередающей организации, согласованный и утвержденный системным оператором, передается энергопередающей организации, энергоснабжающим организациям и оптовым потребителям для исполнения.";

пункт 28 изложить в следующей редакции:

"28. Отклонение от заявленных объемов электрической энергии энергоснабжающей организацией, утвержденных в суточном графике, регулируется на балансирующем рынке электрической энергии.";

подпункт 1) пункта 29 изложить в следующей редакции:

"1) заявленные в суточный график с учетом корректировок объемы поставки (потребления) электрической энергии на розничном рынке электрической энергии по договорам купли-продажи электрической энергии с энергоснабжающими организациями по каждому из субъектов розничного рынка электрической энергии;"

пункт 32 изложить в следующей редакции:

"32. Фактический расход электрической энергии (фактические потери электрической энергии) на ее передачу по электрическим сетям энергопередающих организаций либо иных владельцев сетей определяется как разница между суммарным объемом электрической энергии, вошедшей в электросети от генерирующих источников и других энергопередающих организаций по данным систем коммерческого учета, установленных в точках поставки электрической энергии за минусом объемов электрической энергии, полученной потребителями и переданной в сети другой энергопередающей организаций.";

пункт 33 изложить в следующей редакции:

"33. Определение величины нормативного расхода электрической энергии в электрических сетях энергопередающих организаций осуществляется в порядке, установленном согласно Методике расчета нормативной величины потерь электрической энергии в электрических сетях утвержденных согласно приложению 30 к Приказу Министра энергетики Республики Казахстан от 30 декабря 2016 года № 580 "Об утверждении нормативных технических документов в области электроэнергетики"

(зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов № 14771).";

пункт 35 изложить в следующей редакции:

"35. Затраты энергопередающих организации, связанные с компенсацией нормативных технологических потерь электрической энергии в ее сетях, учитываются в тарифе энергопередающих организаций оплачиваются потребителями энергопередающей организации, заключившими договор на передачу электрической энергии с данной энергопередающей организацией в порядке, установленном согласно подпункту 2) пункта 2 статьи 16 и подпункту 2) пункта 2 статьи 17 Закона о естественных монополиях."

3. В приказе Министра энергетики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года № 147 "Об утверждении Правил утверждения предельного тарифа на электрическую энергию, предельного тарифа на балансирующую электроэнергию и предельного тарифа на услугу по поддержанию готовности электрической мощности" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов № 10627):

заголовок приказа изложить в следующей редакции:

"Об утверждении Правил утверждения предельного тарифа на электрическую энергию и предельного тарифа на услугу по поддержанию готовности электрической мощности";

в Правилах утверждения предельного тарифа на электрическую энергию и предельного тарифа на услугу по поддержанию готовности электрической мощности утвержденных, указанным приказом;

пункт 1 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящие Правила утверждения предельного тарифа на электрическую энергию и предельного тарифа на услугу по поддержанию готовности электрической мощности (далее – Правила) разработаны в соответствии с подпунктом 70-5) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике" (далее – Закон) и определяют порядок утверждения предельного тарифа на электрическую энергию и предельного тарифа на услугу по поддержанию готовности электрической мощности.";

в пункте 2:

подпункты 1) и 2) исключить;

подпункт 5) изложить в следующей редакции:

"5) отпускная цена электрической энергии от энергопроизводящей организации – цена продажи электрической энергии энергопроизводящей организации, включенной в соответствующую группу энергопроизводящих организаций, реализующих электрическую энергию, не превышающая ее предельного тарифа на электрическую энергию, умноженного на соответствующие часовые ставки, определяемые в порядке, установленном уполномоченным органом согласно подпункту 70-5) статьи 5 Закона.";

заголовок главы 2 изложить в следующей редакции:

"Глава 2. Порядок утверждения предельного тарифа на электрическую энергию.";

пункт 3 изложить в следующей редакции:

"3. Предельный тариф на электрическую энергию утверждается по группам энергопроизводящих организаций, реализующих электрическую энергию, каждые семь лет с разбивкой по годам и при необходимости корректируются";

пункты 7, 8 и 9 изложить в следующей редакции:

"7. Энергопроизводящая организация реализует электрическую энергию не выше ее отпускной цены.

8. Для определения предельного тарифа на электрическую энергию на первые семь лет их действия используются максимальные затраты на производство электрической энергии, сложившиеся в соответствующей группе энергопроизводящих организаций, реализующих электрическую энергию, в течение года, предшествовавшего году введения предельного тарифа на электрическую энергию.

По результатам формирования групп энергопроизводящих организаций, реализующих электрическую энергию, при включении одной или несколько энергопроизводящих организаций в группы, отличающиеся от групп, в которых они находились в течение года, предшествовавшего году введения предельного тарифа на электрическую энергию, то для определения предельного тарифа на электрическую энергию на первые семь лет их действия используются максимальные затраты на производство электрической энергии, сложившиеся среди энергопроизводящих организаций, соответствующих сформированным группам энергопроизводящих организаций, реализующих электрическую энергию, в течение года, предшествовавшего году введения предельного тарифа на электрическую энергию.

В предельный тариф на электрическую энергию для группы энергопроизводящих организаций, реализующих электрическую энергию, на первые семь лет действия данного тарифа также дополнительно включается норма прибыли, определяемая в соответствии с Методикой определения нормы прибыли, учитываемой при утверждении предельных тарифов на электрическую энергию, утвержденной приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2020 года № 205 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов № 20700) (далее – Методика определения нормы прибыли, учитываемой при утверждении предельных тарифов на электрическую энергию) (далее – норма прибыли).

9. Формула расчета предельного тарифа на электрическую энергию на первые семь лет действия:

$$\text{ПТЭ} = \frac{\text{МЗПЭ}_{\square}}{\text{ОЭ}_{\square}} + \frac{\text{НП}}{(\text{Раттест} - \text{Рвыбытия} + \text{Рввод}) \times 24 \times 365}, \text{ где}$$

ПТЭ – предельный тариф на электрическую энергию, в тенге на киловатт*час (тенге/кВт*ч);

МЗПЭ – максимальные за расчетный год затраты на производство электрической энергии среди энергопроизводящих организаций, включенных в группу энергопроизводящих организаций, реализующих электрическую энергию, в тенге;

НП – норма прибыли, в тенге;

ОЭ – объем отпуска электрической энергии за расчетный год с шин электростанций энергопроизводящей организации, чьи затраты на производство электрической энергии являются максимальными в группе энергопроизводящих организаций, реализующих электрическую энергию, в киловатт*часах (кВт*ч);

Раттест – аттестованная электрическая мощность энергопроизводящей организации, проведенная в соответствии с Правилами проведения аттестации электрической мощности генерирующих установок, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 3 декабря 2015 года № 686 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 12489), в году, предшествующем году введения предельного тарифа на электрическую энергию, в тысячах киловатт (тыс. кВт);

24 – количество часов сутках;

365 – количество дней в году.

На первые семь лет действия предельного тарифа на электрическую энергию аттестованная электрическая мощность энергопроизводящей организации, принимается на год введения в действие параграфа 1 главы 2 Методики определения нормы прибыли, учитываемой при утверждении предельных тарифов на электрическую энергию.

При этом, энергопроизводящим организациям, не прошедшим аттестацию электрической мощности генерирующих установок, значение Раттест приравнивается к установленной мощности;

Рввод – установленная мощность, введенных в расчетном году в эксплуатацию, генерирующих установок, в тысячах киловатт (тыс. кВт);

Рвыбытия – установленная мощность генерирующих установок, выведенных в расчетном году из эксплуатации, в тысячах киловатт (тыс. кВт).";

пункт 10 изложить в следующей редакции:

"10. Значения максимальных затрат энергопроизводящих организаций, реализующих электрическую энергию, на производство электрической энергии,

которые используются уполномоченным органом для определения предельного тарифа на электрическую энергию на первые семь лет их действия, определяются уполномоченным органом на основе фактических и прогнозных данных на производство электрической энергии, представленных энергопроизводящими организациями в соответствии с подпунктом 4) пункта 3 статьи 12 Закона и (или) по запросу уполномоченного органа.";

пункт 11 изложить в следующей редакции:

"11. В соответствии с пунктом 3 настоящих Правил, при необходимости корректировки предельного тарифа на электрическую энергию на последующие годы, энергопроизводящие организации в срок до 1 сентября представляют в уполномоченный орган информацию о прогнозируемом увеличении основных затрат на производство электрической энергии с приложением подтверждающих документов, финансовую отчетность за предшествующий год, а также расчеты с учетом прогнозируемого уровня инфляции, предусмотренного среднесрочными планами социально-экономического развития Республики Казахстан.

При необходимости корректировки предельного тарифа на электрическую энергию на последующие годы, при изменении нормы прибыли, учитываемой при утверждении предельных тарифов на электрическую энергию, энергопроизводящие организации в срок до 1 сентября представляют в уполномоченный орган в произвольной форме заявку на корректировку предельного тарифа на электрическую энергию с приложением расчетов согласно Методике определения нормы прибыли, учитываемой при утверждении предельных тарифов на электрическую энергию.

Скорректированные уполномоченным органом предельные тарифы на электрическую энергию и предельные тарифы на балансирующую электроэнергию вводятся в действие с 1 января года, следующего за годом, в котором была осуществлена корректировка предельных тарифов на электрическую энергию, за исключением года введения в действие параграфа 1 главы 2 Методики определения нормы прибыли, учитываемой при утверждении предельных тарифов на электрическую энергию.

При фактическом увеличении затрат на производство электрической энергии в текущем году энергопроизводящие организации не более одного раза представляют в уполномоченный орган информацию об увеличении затрат на производство электрической энергии с приложением подтверждающих документов за два месяца до предполагаемой даты ввода измененных предельных тарифов на электрическую энергию.

Введение в действие измененных предельных тарифов на электрическую энергию осуществляется с первого числа месяца, следующего за месяцем их утверждения.

При отсутствии подтверждающих документов, уполномоченный орган отказывает в корректировке предельных тарифов на электрическую энергию, с уведомлением энергопроизводящей организации."

4. В приказе Министра энергетики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года № 152 "Об утверждении Правил организации и функционирования рынка электрической мощности" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10612) следующие изменения и дополнения:

в пункте 2:

подпункт 13) изложить в следующей редакции:

"13) система балансирующего рынка – аппаратно-программный комплекс, предназначенный для подачи субъектами оптового рынка электрической энергии заявок на покупку и заявок на продажу, формирования суточного графика производства-потребления электрической энергии, определения объемов централизованных торгов электрической энергией для цифровых майнеров, определения объемов централизованных торгов электрической энергией для энергопроизводящих организаций, внесения согласованных системным оператором корректировок утвержденного суточного графика, формирования фактических значений производства-потребления электрической энергии субъектов оптового рынка электрической энергии, расчета почасовых дисбалансов электрической энергии, расчета почасовых цен купли-продажи электрической энергии на оптовом рынке электрической энергии, а также почасовых цен покупки (продажи) балансирующей электроэнергии и покупки (продажи) отрицательных дисбалансов;"

подпункт 24) исключить;

пункт 24 изложить в следующей редакции:

"24. Энергопроизводящая организация осуществляет реализацию услуги по поддержанию и услуги по обеспечению готовности электрической мощности после проведения аттестации электрической мощности генерирующих установок (далее – Аттестация) проводимой в соответствии с Правилами проведения аттестации.";

подпункт 5) пункта 25 исключить;

пункт 26 изложить в следующей редакции:

"26. В качестве указанной в подпункте 2) пункта 25 настоящих Правил электрической мощности генерирующих установок, вводимых в эксплуатацию в рамках инвестиционного соглашения на модернизацию, расширение, реконструкцию и (или) обновление используется (используются) объем (объемы) услуги по поддержанию готовности электрической мощности по договору (договорам) о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности, заключенному (заключенным) в соответствии с подпунктом 3) пункта 11 настоящих Правил.

В качестве указанной в подпункте 3) пункта 25 настоящих Правил электрической мощности генерирующих установок, вводимых в эксплуатацию в рамках реализации

мероприятий по модернизации, реконструкции и (или) расширению со строительством генерирующих установок с использованием газа в качестве альтернативного типа топлива используется (используются) объем (объемы) услуги по поддержанию готовности электрической мощности по договору (договорам) о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности, заключенному (заключенным) в соответствии с подпунктом 3) пункта 11 настоящих Правил.

В указанную в подпункте 4) пункта 25 настоящих Правил максимальную в расчетном году электрическую мощность экспорта также включается максимальная в расчетном году электрическая мощность экспорта через энергоснабжающую (энергоснабжающие) организацию (организации).";

пункт 27 изложить в следующей редакции:

"27. Энергопроизводящая организация заключает с единым закупщиком договор (договоры) о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности в соответствии с пунктом 11 настоящих Правил.

Для заключения договора (договоров), указанного (указанных) в части первой настоящего пункта, энергопроизводящая организация до 1 ноября направляет единому закупщику информацию о следующих параметрах данных договоров: о максимальном в расчетном году значении электрической мощности собственного потребления и максимальной в расчетном году электрической мощности экспорта.";

в пункте 28:

подпункт 2) исключить;

подпункт 3) изложить в следующей редакции:

"3) ежедневную подачу системному оператору заявок на участие в балансировании на повышение и на понижение на балансирующем рынке электрической энергии;"

дополнить подпунктом 3-1) следующего содержания:

"3-1) исполнение заявок на участие в балансировании на повышение и на понижение на балансирующем рынке электрической энергии;"

подпункт 5) изложить в следующей редакции:

"5) ежедневное, до 08:00 часов текущих суток (по времени города Астана), предоставление системному оператору информации о значениях рабочих электрических мощностей генерации, технологических и технических минимумов электрических станций, входящих в состав энергопроизводящей организации, на предстоящие сутки планирования, при этом, в течение предстоящих суток допускается однократная (один раз в сутки) корректировка данной информации в случае вывода из ремонта генерирующего оборудования данных электрических станций (при условии наличия соответствующей заявки системному оператору на вывод оборудования в ремонт), а также дополнительная корректировка данной информации в случае предоставления системному оператору копии распоряжения об изменении водного режима данных электрических станций, поступившего в течение соответствующих

суток от бассейновых инспекций по регулированию использования и охране водных ресурсов расходов воды, в соответствии со статьей 40 Водного кодекса Республики Казахстан;";

подпункт 7) изложить в следующей редакции:

"7) почасовое планирование режима генерации в пределах технической возможности, определяемой по информации о значениях рабочих электрических мощностей генерации, технологических и технических минимумов электрических станций, входящих в состав энергопроизводящей организации, предоставленной системному оператору на соответствующие сутки планирования;";

подпункт 8) изложить в следующей редакции:

"8) ежемесячное, до последнего числа месяца предшествующего расчетному, предоставление системному оператору информации о значениях возможной электрической мощности генерации на каждые сутки предстоящего расчетного периода (календарного месяца) и согласование данной информации с системным оператором (для энергопроизводящих организаций, которые заключили с единым закупщиком договор о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности согласно подпункту 6) пункта 11 настоящих Правил, а также для энергопроизводящих организаций (в состав которых входят только теплоэлектроцентрали, осуществляющие централизованное теплоснабжение городов в период прохождения осенне-зимнего периода), входящих в группу лиц, включенную в реестр групп лиц).

Предоставленные системному оператору и согласованные с системным оператором согласно подпункту 8) настоящего пункта значения возможной электрической мощности генерации энергопроизводящей организации не подлежат корректировке в течение расчетного периода (календарного месяца), на который они предоставлены, кроме месяца начала (завершения) отопительного периода, в течение которого допускается одноразовая корректировка указанных значений, при этом, данная корректировка осуществляется на основании соответствующего письма энергопроизводящей организации (на имя системного оператора) и соответствующего согласования системного оператора, и применяется только для той части указанного месяца, которая начинается со дня начала (завершения) отопительного периода.

В случае не предоставления энергопроизводящей организацией системному оператору информации о значениях возможной электрической мощности генерации на каждые сутки предстоящего расчетного периода (календарного месяца) в срок, указанный в подпункте 8) настоящего пункта, либо не согласования указанной информации (после ее предоставления системному оператору) с системным оператором в срок, указанный в подпункте 8) настоящего пункта, системный оператор включает значения возможной электрической мощности генерации энергопроизводящей организации (для предстоящего календарного месяца) в ведомость рабочих электрических мощностей генерации, технологических и

технических минимумов равными значению суммы суммарной электрической мощности и договорного объема услуги по обеспечению электрической мощностью соответствующего календарного года энергопроизводящей организации.

В случае не предоставления энергопроизводящей организацией системному оператору информации о значениях рабочей электрической мощности генерации электрических станций, входящих в ее состав, на предстоящие сутки в срок, указанный в подпункте 5) настоящего пункта, либо не согласования данной информации системным оператором (после ее предоставления системному оператору), системный оператор включает значения рабочей электрической мощности генерации электрических станций энергопроизводящей организации (на предстоящие сутки) в ведомость рабочих электрических мощностей генерации, технологических и технических минимумов равными значению суммы суммарной электрической мощности и договорного объема услуги по обеспечению электрической мощностью соответствующего календарного года энергопроизводящей организации."

пункты 29, 30, 31, 32 и 33 исключить;

пункт 34 изложить в следующей редакции:

"34. В случае невыполнения энергопроизводящей организацией трех и более заявок на участие в балансировании на повышение и понижение подряд в течение расчетного периода (календарного месяца), либо по инициативе энергопроизводящей организации, системный оператор проводит внеочередные аттестации электрических станций энергопроизводящей организации в соответствии с Правилами проведения аттестации."

;

пункт 40 изложить в следующей редакции:

"40. Энергопроизводящая организация ежедневно подает системному оператору заявку на участие в балансировании на повышение на балансирующем рынке электрической энергии (далее – заявка на повышение) в соответствии с Правилами функционирования балансирующего рынка электрической энергии, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 112 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10532) (далее – Правила функционирования балансирующего рынка).

При этом, минимально допустимая величина балансирования на повышение, указываемая в заявке на повышение, определяется в МВт отдельно для каждого часа операционных суток по формуле:

$$OZ_{\text{повыш}} = \min((P_{\Sigma} + P_{\text{обеспеч.}}); P_{\text{раб}}; P_{\text{заяв}}) - P_{\text{ген}} - P_{\text{втор.рег}}, \text{ где:}$$

$OZ_{\text{повыш}}$ – минимально допустимая величина балансирования на повышение для соответствующего часа операционных суток, в МВт;

$\min((P_{\Sigma} + P_{\text{обеспеч.}}); P_{\text{раб}})$ – минимальное из значений $(P_{\Sigma} + P_{\text{обеспеч.}})$ и $P_{\text{раб}}$, в МВт;

$(P_{\Sigma} + P_{\text{обеспеч.}})$ – сумма P_{Σ} и $P_{\text{обеспеч.}}$, в МВт;

P_{Σ} – суммарная электрическая мощность соответствующего календарного года, в МВт;

$P_{\text{обеспеч}}$ – договорной объем услуги по обеспечению электрической мощностью, в МВт;

$P_{\text{заяв}}$ – объем, заявленный энергопроизводящей организацией к продаже на оптовом рынке электрической энергии

$P_{\text{раб}}$ – значение рабочей электрической мощности генерации электрических станций энергопроизводящей организации на соответствующий час текущих суток, согласно ведомости рабочих электрических мощностей генерации, технологических и технических минимумов, в МВт;

$P_{\text{ген}}$ – плановое за соответствующий час операционных суток совокупное значение электрической мощности генерации электрических станций энергопроизводящей организации, в МВт;

$P_{\text{втор.рег}}$ – объем вспомогательных услуг по вторичному регулированию частоты и мощности, в том числе посредством автоматизированного регулирования частоты и мощности, оказываемый энергопроизводящей организацией системному оператору, в МВт.

При отрицательном значении объема заявки на повышение по результатам его определения, значение объема заявки на повышение приравнивается к нулю.";

пункт 41 изложить в следующей редакции:

"41. Энергопроизводящая организация ежедневно подает системному оператору заявку на участие в балансировании на понижение на балансирующем рынке электрической энергии (далее – Заявка на понижение) в соответствии с Правилами функционирования балансирующего рынка.

При этом, величина балансирования на понижение, указываемая в заявке на понижение, определяется отдельно для каждого часа операционных суток по формуле:

$$OZ_{\text{пониж}} = P_{\text{ген}} - P_{\Sigma\text{мин}} - P_{\text{втор.рег}}, \text{ где}$$

$OZ_{\text{пониж}}$ – величина балансирования на понижение для соответствующего часа операционных суток, в МВт;

$P_{\text{ген}}$ – плановое за соответствующий час операционных суток совокупное значение электрической мощности генерации электрических станций энергопроизводящей организации, в МВт.

$P_{\Sigma\text{мин}}$ – сумма наибольших из средних за соответствующий час операционных суток значений технологического и технического минимумов электрических станций

энергопроизводящей организации с учетом снабжения паром промышленных потребителей данными электрическими станциями, в МВт;

$P_{\text{втор.рег}}$ – объем вспомогательных услуг по вторичному регулированию частоты и мощности, в том числе посредством автоматизированного регулирования частоты и мощности, оказываемый энергопроизводящей организацией системному оператору, в МВт.";

пункт 42 изложить в следующей редакции:

"42. Активизированная системным оператором Заявка на повышение энергопроизводящей организацией считается не выполненной, при величине положительной разницы объема балансирования, указанного в заявке на момент активации заявки на повышение, и отрицательного дисбаланса, совершенного энергопроизводящей организацией в процессе исполнения данной заявки, более 1 % от объема балансирования, указанного в заявке.

Активизированная системным оператором Заявка на понижение энергопроизводящей организацией считается не выполненной, при величине положительной разницы объема балансирования, указанного в заявке на момент активации заявки на понижение, и положительного дисбаланса, совершенного энергопроизводящей организацией в процессе исполнения данной заявки, более 1 % от объема балансирования, указанного в заявке.

Не исполнение энергопроизводящими организациями активизированных системным оператором заявок на повышение и заявок на понижение фиксируется в оперативных журналах дежурного персонала системного оператора и соответствующих энергопроизводящих организаций.";

пункт 43 изложить в следующей редакции:

"43. Фактически оказанный энергопроизводящей организацией за расчетный период (календарный месяц) объем услуги по поддержанию готовности электрической мощности (далее – фактический объем услуги по поддержанию) по всем действующим договорам о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности энергопроизводящей организации рассчитывается с точностью до десятых по следующим формулам:

для энергопроизводящих организаций, не входящих в группу лиц, включенную в реестр групп лиц:

$ФП = ДП * k_1 * k_2 * \min(k_3; k_4) * k_8 * k_9$, где:

ФП – фактический объем услуги по поддержанию по всем действующим договорам о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности энергопроизводящей организации, в МВт;

ДП – договорной объем услуги по поддержанию, в МВт;

$k_1, k_2, k_3, k_4, k_8, k_9$ – безразмерные коэффициенты, определяемые системным оператором по итогам расчетного периода (календарного месяца) согласно приложению 2 к настоящим Правилам для каждой энергопроизводящей организации, заключившей с единым закупщиком договор (договоры) на покупку услуги по поддержанию готовности электрической мощности или заключившей договор (договоры) на оказание услуги по обеспечению электрической мощностью;

$\min(k_3; k_4)$ – минимальный из коэффициентов k_3 и k_4 по итогам расчетного периода (календарный месяц);

для энергопроизводящих организаций, входящих в группу лиц, включенную в реестр групп лиц:

$\text{ФП} = \text{ДП} - (\text{ДП} + \text{ДПг}) * (1 - k_2 * \min(k_3; k_4) * k_6 * k_8 * k_9)$, где:

ФП – фактический объем услуги по поддержанию по всем действующим договорам о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности энергопроизводящей организации, в МВт;

ДП – договорной объем услуги по поддержанию, в МВт;

ДПг – договорной объем услуги по обеспечению электрической мощностью, в МВт;

1 – коэффициент выражающий договорной объем;

$k_2, k_3, k_4, k_6, k_8, k_9$ – безразмерные коэффициенты, определяемые системным оператором по итогам расчетного периода (календарного месяца) согласно приложению 2 к настоящим Правилам для каждой энергопроизводящей организации, заключившей с единым закупщиком договор (договоры) на покупку услуги по поддержанию готовности электрической мощности или заключившей договор (договоры) на оказание услуги по обеспечению электрической мощностью;

$\min(k_3; k_4)$ – минимальный из коэффициентов k_3 и k_4 по итогам расчетного периода (календарный месяц).

Значения коэффициентов $k_1, k_2, k_3, k_4, k_6, k_8, k_9$ предоставляются системным оператором:

1) единому закупщику в течение 15 (пятнадцати) рабочих дней со дня завершения соответствующего расчетного периода (календарного месяца) в виде соответствующего акта по форме согласно приложению 3 к настоящим Правилам вместе с подтверждающими расчетами;

2) энергопроизводящей организации, заключившей с единым закупщиком договор (договоры) на покупку услуги по поддержанию готовности электрической мощности или заключившей договор (договоры) на оказание услуги по обеспечению электрической мощностью, в виде информации о соответствующих ей значениях коэффициентов $k_1, k_2, k_3, k_4, k_6, k_8, k_9$ вместе с подтверждающими расчетами, на основании соответствующего запроса данной энергопроизводящей организации.

При необходимости, фактический объем услуги по поддержанию по всем действующим договорам о покупке услуги по поддержанию готовности электрической

мощности энергопроизводящей организации корректируется в соответствии с пунктом 62 настоящих Правил.";

пункт 59 изложить в следующей редакции:

"59. Фактически оказанный потребителю рынка мощности единым закупщиком за расчетный период (календарный месяц) объем услуги по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки (далее – фактический объем услуги по обеспечению) рассчитывается с точностью до десятых по следующим формулам:

для энергоснабжающих, энергопередающих организаций и потребителей, являющихся субъектами оптового рынка электрической энергии и не входящих в группы лиц, включенные в реестр групп лиц:

$FO = (DO + no * (DO - 0,05 * DO))$, где:

ФО – фактический объем услуги по обеспечению, в МВт;

ДО – договорной объем услуги по обеспечению, в МВт;

no – безразмерный коэффициент, зависящий от Do:

1) no = 0, в случае если Do не превышает 5,0 процента от договорного объема услуги по обеспечению;

2) no = 1,3, в случае если Do находится в диапазоне значений от 5,1 до 20,0 процента от договорного объема услуги по обеспечению;

3) no = 1,5, в случае если Do находится в диапазоне значений от 20,1 до 40,0 процента от договорного объема услуги по обеспечению;

4) no = 1,7, в случае если Do находится в диапазоне значений от 40,1 до 50,0 процента от договорного объема услуги по обеспечению;

5) no = 2,0, в случае если Do превышает 50,0 процента от договорного объема услуги по обеспечению;

Do – значение превышения фактического максимального за расчетный период (календарный месяц) значения электрической мощности потребления потребителя рынка мощности над соответствующим договорным объемом услуги по обеспечению, в МВт;

0,05 – диапазон отклонения для потребителя рынка мощности;

для потребителей, являющихся субъектами оптового рынка электрической энергии и входящих в группы лиц, включенные в реестр групп лиц:

$FO = DO + n1 * D1$, где:

ФО – фактический объем услуги по обеспечению, в МВт;

ДО – договорной объем услуги по обеспечению, в МВт;

n1 – безразмерный коэффициент, зависящий от D 1, где:

1) n1 = 0, в случае если D1 не превышает 5,0 процента от договорного объема услуги по обеспечению;

2) n1 = 1,3, в случае если D1 находится в диапазоне значений от 5,1 до 20,0 процента от договорного объема услуги по обеспечению;

3) $n1 = 1,5$, в случае если $D1$ находится в диапазоне значений от 20,1 до 40,0 процента от договорного объема услуги по обеспечению;

4) $n1 = 1,7$, в случае если $D1$ находится в диапазоне значений от 40,1 до 50,0 процента от договорного объема услуги по обеспечению;

5) $n1 = 2,0$, в случае если $D1$ превышает 50,0 процента от договорного объема услуги по обеспечению;

$D1$ – значение превышения фактического максимального за расчетный период (календарный месяц) значения электрической мощности потребления потребителя, являющегося субъектом оптового рынка электрической энергии и входящего в группу лиц, включенную в реестр групп лиц, над суммой соответствующего договорного объема услуги по обеспечению и фактически оказанных ему энергопроизводящими организациями, входящими с ним в одну группу лиц, включенную в реестр групп лиц, объемов услуги по обеспечению электрической мощностью по действующим двусторонним договорам по обеспечению электрической мощностью между ними, в МВт, рассчитываемое по следующей формуле:

$$\Delta_1 = \Phi M - (DO + \sum_{i=1}^n \frac{\Phi \Pi_{r,i}}{1.1} * \frac{D_i}{D \Pi_{r,i}}), \text{ где:}$$

ΦM – фактическое максимальное за расчетный период (календарный месяц) значение электрической мощности потребления потребителя, являющегося субъектом оптового рынка электрической энергии и входящего в группу лиц, включенную в реестр групп лиц, в МВт;

DO – договорной объем услуги по обеспечению, в МВт;

$\Phi \Pi_{r,i}$ – фактически оказанный i -той энергопроизводящей организацией за расчетный период (календарный месяц) объем услуги по обеспечению электрической мощностью по всем действующим двусторонним договорам по обеспечению электрической мощностью данной энергопроизводящей организации, определяемый согласно пункту 91 настоящих Правил, в МВт;

$D \Pi_{r,i}$ – договорной объем услуги по обеспечению электрической мощностью i -той энергопроизводящей организации, в МВт;

D_i – объем услуги по обеспечению электрической мощностью, установленный в двустороннем договоре по обеспечению электрической мощностью, заключенном с i -той энергопроизводящей организацией потребителем, являющимся субъектом оптового рынка электрической энергии и входящим в группу лиц, включенную в реестр групп лиц, в МВт;

n – количество энергопроизводящих организаций, с которыми потребитель, являющийся субъектом оптового рынка электрической энергии и входящий в группу

лиц, включенную в реестр групп лиц, заключил двусторонние договоры по обеспечению электрической мощностью;

i – порядковый номер, от 1 до n ;

$$\sum_{i=1}^n$$

– сумма по i .

При отрицательном значении коэффициента $D1$, его значение принимается равным нулю.

подпункт 4) пункта 85 изложить в следующей редакции:

"4) максимальное значение электрической мощности собственного потребления (в том числе максимальное значение электрической мощности собственных нужд электрических станций) и максимальная электрическая мощность экспорта энергопроизводящей организации в течение срока действия договора.";

подпункт 2) пункта 87 исключить;

пункт 88 изложить в следующей редакции:

"88. В указанную в подпункте 1) пункта 87 настоящих Правил максимальную в расчетном году электрическую мощность экспорта также включается максимальная в расчетном году электрическая мощность экспорта через энергоснабжающую (энергоснабжающие) организацию (организации).

В качестве максимального значения электрической мощности, указанной в подпункте 4) пункта 87 настоящих Правил, используется значение соответствующего договорного объема услуги по обеспечению электрической мощностью."

в пункте 89

подпункт 2) исключить;

дополнить подпунктом 3-1) следующего содержания:

"3-1) исполнение заявок на участие в балансировании на повышение и на понижение на балансирующем рынке электрической энергии;"

подпункт 7) исключить.;

приложение 2 изложить в новой редакции согласно приложению 1 к перечню;

приложение 3 изложить в новой редакции согласно приложению 2 к перечню.

5. В приказе Министра энергетики Республики Казахстан от 3 декабря 2015 года № 686 "Об утверждении Правил проведения аттестации электрической мощности генерирующих установок" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 12489) следующие изменения и дополнения:

в пункте 2:

подпункт 8) изложить в следующей редакции:

"8) период фиксации максимума – отрезок времени, указанный в письме системного оператора, в течение которого фиксируется электрическая мощность отпуска в сеть генерирующих установок электрической станции энергопроизводящей организации,";
дополнить подпунктом 8-1) следующего содержания:

8-1) период фиксации минимума – отрезок времени, указанный в письме системного оператора, в течение которого фиксируется минимальная электрическая мощность генерации генерирующих установок электрической станции энергопроизводящей организации,";

подпункт 9) исключить;

подпункты 13), 14) и 15) изложить в следующей редакции:

"13) аттестованная электрическая мощность электрической станции – среднее за период фиксации максимума значение электрической мощности отпуска в сеть генерирующих установок электрической станции энергопроизводящей организации, в МВт;

14) аттестованная скорость уменьшения электрической мощности – среднее значение скорости уменьшения электрической мощности электрической станцией энергопроизводящей зафиксированное между временем начала фиксации значения скорости уменьшения электрической мощности генерации и временем его окончания, в МВт/минут;

15) аттестованная скорость увеличения электрической мощности – среднее значение скорости увеличения электрической мощности генерирующих установок электрической станции энергопроизводящей организации между временем начала фиксации значения скорости увеличения электрической мощности генерации и временем его окончания, в МВт/минут,";

пункт 4 изложить в следующей редакции:

"4. Энергопроизводящая организация ежегодно до тридцать первого января направляет системному оператору информацию о планируемой дате прохождения аттестации по каждой станции, входящей в состав энергопроизводящей организации. При этом указанная планируемая дата прохождения аттестации назначается не позднее 10 октября текущего года.

За 5 (пять) рабочих дней до планируемой даты прохождения аттестации энергопроизводящая организация по каждой входящей в ее состав электрической станции, с использованием которой она планирует оказывать услугу по поддержанию готовности электрической мощности, подает системному оператору на своем официальном бланке заявку на проведение аттестации электрической мощности генерирующих установок, оформленную по форме согласно приложению 1 к настоящим Правилам.";

дополнить пунктом 4-1 следующего содержания:

"4-1. Основное генерирующее оборудование, вводимое в соответствии со статьями 15-4, 15-6 и 15-8 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике", подлежит аттестации электрической мощности со дня ввода в эксплуатацию данного оборудования.";

пункт 5 изложить в следующей редакции:

"5. Системный оператор осуществляет аттестацию электрической мощности генерирующих установок (далее – аттестация) по заявке энергопроизводящей организации в согласованные с ней сроки, но не позднее двадцати календарных дней после получения заявки.

Аттестация проводится системным оператором при условии наличия у электрической станции энергопроизводящей организации автоматизированной системы коммерческого учета электрической энергии, приборов телеметрии, обеспечивающих автоматическую передачу данных в порядке, согласно пункту 191 приказа Министра энергетики Республики Казахстан от 18 декабря 2014 года № 210 "Об утверждении электросетевых правил" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10899), по согласованным протоколам передачи данных и перечням обмена телеметрией, на диспетчерский пункт системного оператора, с учетом пункта 16 настоящих Правил.

При изменении (ухудшении) режимной ситуации в единой электроэнергетической системе Республики Казахстан и параллельно работающих энергосистемах, а также при неисправности автоматизированной системы коммерческого учета электрической энергии и (или) приборов телеметрии энергопроизводящей организации либо автоматической трансляции на диспетчерские пункты системного оператора, допускается изменение системным оператором данного срока (даты, времени) с уведомлением об этом соответствующих энергопроизводящих организаций, при этом, определенная системным оператором дата проведения аттестации не должна приходиться на сроки планового ремонта соответствующих электрических станций (генерирующих установок).";

пункт 6 изложить в следующей редакции:

"6. Не позднее чем за 2 календарных дня до планируемой даты проведения аттестации, указанной в заявке энергопроизводящей организации системный оператор определяет и направляет энергопроизводящей организации письмом на официальном бланке профиль плановой электрической мощности генерации электрической станции энергопроизводящей организации на день прохождения аттестации, определенный на основании данных, указанных в заявке энергопроизводящей организации, требований к минимальным скоростям увеличения и уменьшения электрической мощности генерации электрической станции, а также профиля потребления электрической

мощности базовой зоны единой электроэнергетической системы Республики Казахстан, в которой находится данная электрическая станция энергопроизводящей организации за последние прошедшие операционные сутки.

В данном письме системный оператор также указывает период фиксации минимума и период фиксации максимума, а также время начала фиксации скорости увеличения и уменьшения электрической мощности генерации.";

дополнить пунктами 6-1, 6-2 и 6-3 следующего содержания:

"6-1. Энергопроизводящая организация обеспечивает соблюдение электрической станцией, проходящей аттестацию, заданного системным оператором профиля электрической мощности генерации в день прохождения аттестации электрической мощности генерирующих установок.

При осуществлении энергопроизводящей организацией, проходящей аттестацию электрической мощности генерирующих установок, продажи электрической энергии Единому закупщику, Единый закупщик приобретает электрическую энергию у данной энергопроизводящей организации в объеме, необходимом для соблюдения профиля электрической мощности генерации, заданного системным оператором, вне централизованных торгов электрической энергией.

Электрическая станция энергопроизводящей организации, осуществляющая автоматическое регулирование частоты и мощности, на время аттестации переводится на оперативное управление системного оператора.

6-2. Начало фиксации значения скорости увеличения электрической мощности генерации электрической станции начинается со времени начала фиксации скорости увеличения электрической мощности генерации, указанного в письме системного оператора, направленного в адрес энергопроизводящей организации в соответствии с пунктом 6 настоящих Правил, а конец – зафиксированным системным оператором временем поступления от электрической станции оперативной информации о достижении наибольшего значения электрической мощности, которое электрическая станция может нести длительно.

6-3. Начало фиксации значения скорости уменьшения электрической мощности генерации электрической станции начинается со времени начала фиксации скорости уменьшения электрической мощности генерации, указанного в письме системного оператора, направленного в адрес энергопроизводящей организации в соответствии с пунктом 6 настоящих Правил, а конец – зафиксированным системным оператором временем поступления от электрической станции оперативной информации о достижении наибольшего из текущих значений технологического и технического минимумов.";

часть первую пункта 9 изложить в следующей редакции:

"При необеспечении энергопроизводящей организацией соблюдения электрической станцией, проходящей аттестацию, заданного системным оператором профиля

электрической мощности генерации в день прохождения аттестации электрической мощности генерирующих установок, либо аттестованная электрическая мощность электрической станции энергопроизводящей организации, определенная по данным автоматизированной системы коммерческого учета электрической энергии составит меньше значения заявленного ею в заявке поданной системному оператору, либо аттестованная скорость увеличения (уменьшения) электрической мощности электрической станции энергопроизводящей организации оказалась меньше соответствующего ее типу минимального значения средней скорости увеличения (уменьшения) электрической мощности, указанного в приложении 2 к настоящим Правилам, аттестация считается не пройденной.";

пункт 10 изложить в следующей редакции:

"10. По повторной Заявке энергопроизводящей организации, поданной в срок не позднее четырех рабочих дней после дня не пройденной аттестации, проводится повторная (один раз) аттестация электрической станции энергопроизводящей организации в том же году. Сроки проведения повторной аттестации системный оператор определяет самостоятельно, но не позднее пятидесяти календарных дней после дня не пройденной аттестации и не позднее 10 октября текущего года, и уведомляет об этом энергопроизводящую организацию в течение трех рабочих дней после дня получения Заявки.";

пункт 13 изложить в следующей редакции:

"13. Внеочередная аттестация электрической мощности генерирующих установок проводится системным оператором в следующих случаях:

- 1) при выявлении системным оператором несоответствия фактической величины электрической мощности и параметров генерирующих установок аттестованным (далее – несоответствие);
- 2) по инициативе энергопроизводящей организации (далее – инициатива).

Несоответствием является невыполнение энергопроизводящей организацией в течение расчетного периода (календарного месяца) трех заявок на участие в балансировании подряд, активируемых системным оператором согласно Правилам организации и функционирования балансирующего рынка электрической энергии, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 112 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10532).

Инициатива реализуется в случаях изменения установленной электрической мощности электрических станций энергопроизводящей организации посредством подачи данной энергопроизводящей организацией системному оператору на своем официальном бланке заявки по каждой входящей в ее состав электрической станции, с использованием которой она планирует оказывать услугу по поддержанию готовности электрической мощности.

Системный оператор проводит внеочередную аттестацию электрических станций энергопроизводящей организации в течение пяти рабочих дней со дня последней невыполненной команды по активации заявки на участие в балансировании, либо со дня получения заявки на проведение внеочередной аттестации по инициативе энергопроизводящей организации. При этом дата и время проведения внеочередной аттестации может быть скорректирована системным оператором с учетом режимной ситуации в единой электроэнергетической системе Республики Казахстан и параллельно работающих энергосистемах.

Внеочередные аттестации проводятся в соответствии с пунктами 6, 6-1, 6-2, 6-3, 7, 8 и 9 настоящих Правил.";

пункт 15 изложить в следующей редакции:

"15. Электрическая энергия, дополнительно отпущенная или недоотпущенная с шин электрических станций энергопроизводящей организации в рамках аттестаций относительно соответствующих плановых величин суточного графика производства-потребления электрической энергии (далее – отклонение), финансово урегулируется на балансирующем рынке электрической энергии.

При работе балансирующего рынка электрической энергии в имитационном режиме, отклонения физически урегулируются системным оператором в течение текущего расчетного периода (календарного месяца).";

приложения 1, 2, 3 и 4 изложить согласно приложениям 3, 4, 5 и 6 к перечню.

6. В приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 22 мая 2020 года № 205 "Об утверждении Методики определения нормы прибыли, учитываемой при утверждении предельных тарифов на электрическую энергию, а также фиксированной прибыли за балансирование, учитываемой при утверждении предельных тарифов на балансирующую электроэнергию" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов № 20700):

заголовок приказа изложить в следующей редакции:

"Об утверждении Методики определения нормы прибыли, учитываемой при утверждении предельных тарифов на электрическую энергию";

в Методике определения нормы прибыли, учитываемой при утверждении предельных тарифов на электрическую энергию, утвержденной указанным приказом:

пункты 1 и 2 изложить в следующей редакции:

"1. Настоящая Методика определения нормы прибыли, учитываемой при утверждении предельных тарифов на электрическую энергию (далее – Методика) разработана в соответствии с подпунктом 70-9) статьи 5 Закона Республики Казахстан "Об электроэнергетике" (далее – Закон) и определяет механизм определения нормы прибыли, учитываемой при утверждении предельных тарифов на электрическую энергию, а также надбавки за балансирование.

2. Методика применяется с целью обоснованного расчета и возможности учета уровня нормы прибыли, при утверждении предельных тарифов на электрическую энергию, обеспечивающей эффективное функционирование электрических станций, осуществляющих выработку и реализацию электрической энергии, а также надбавки за балансирование.

При этом, энергопроизводящая организация не менее 50 (пятидесяти) процентов от фактически получаемой прибыли по методу доходности на инвестированный капитал направляет на модернизацию, реконструкцию, расширение и (или) обновление основных активов, в том числе на покрытие расходов по финансированию по привлеченным кредитам, которые не учитываются в затратах на производство электрической энергии.";

заголовок главы 3 изложить в следующей редакции:

"Глава 3. Определение надбавки за балансирование, учитываемой при определении предельных тарифов на балансирующую электроэнергию";

пункты 33, 34 и 35 изложить в следующей редакции:

"33. Надбавка за балансирование, учитываемая при утверждении предельных тарифов на балансирующую электроэнергию, является составной частью предельного тарифа на балансирующую электроэнергию.

34. Надбавка за балансирование равна самому высокому предельному тарифу энергопроизводящей организации в данной зоне единой электроэнергетической системы Республики Казахстан умноженному на средневзвешенную стоимость капитала (WACC) (11,79 %), определяемой согласно приложению к настоящей Методике.

Надбавка за балансирование определяется по следующей формуле:

$$N = T_{max} \times 11,79 \%$$

где,

N – надбавка за балансирование;

T_{max}

– самый высокий предельный тариф энергопроизводящей организации в данной зоне единой электроэнергетической системы Республики Казахстан.

35. Максимальные затраты на производство электрической энергии среди энергопроизводящих организаций, включенных в группы энергопроизводящих организаций, реализующих электрическую энергию, определяются уполномоченным органом на основе фактических и прогнозных данных на производство электрической энергии, представленных энергопроизводящими организациями и (или) по запросу уполномоченного органа.";

в приложении правый верхний угол изложить в следующей редакции:

"Приложение
к Методике определения
нормы прибыли, учитываемой
при утверждении предельных
тарифов на электрическую
энергию".

Приложение 1 к перечню
Приложение 2
к Правилам организации
и функционирования рынка
электрической мощности

Определение коэффициентов k1, k2, k3, k4, k6, k8, k9

1. Определение коэффициента k1.

Коэффициент k1 определяется по формуле:

$$k1 = 1 - \frac{n \times D}{ДП}, \text{ где:}$$

, где:

ДП – договорной объем услуги по поддержанию, в МВт;

D – значение превышения фактического среднего за все контрольные периоды расчетного периода (календарного месяца) совокупного значения электрической мощности собственного потребления и электрической мощности экспорта энергопроизводящей организации над суммарной вычитаемой электрической мощностью энергопроизводящей организацией, в МВт;

n – безразмерный коэффициент, зависящий от D;

1) n = 0, в случае если D не превышает 5,0 процента от суммарной вычитаемой электрической мощности;

2) n = 1,3, в случае если D находится в диапазоне значений от 5,1 до 20,0 процента от суммарной вычитаемой электрической мощности;

3) n = 1,5, в случае если D находится в диапазоне значений от 20,1 до 40,0 процента от суммарной вычитаемой электрической мощности;

4) n = 1,7, в случае если D находится в диапазоне значений от 40,1 до 50,0 процента от суммарной вычитаемой электрической мощности;

5) n = 2,0, в случае если D превышает 50,0 процента от суммарной вычитаемой электрической мощности.

При этом, в случае отрицательного значения коэффициента k1, его значение принимается равным нулю.

Значения электрической мощности, используемые при определении фактического максимального за расчетный период (календарный месяц) совокупного значения электрической мощности собственного потребления, электрической мощности

поставок субъектам розничного рынка и электрической мощности экспорта энергопроизводящей организации, определяются по данным автоматизированной системы коммерческого учета электрической энергии (далее – АСКУЭ), обеспечивающей передачу данных почасового учета из базы данных АСКУЭ по согласованным протоколам в центральную базу данных АСКУЭ Системного оператора. При отсутствии данных АСКУЭ у Системного оператора, значения электрической мощности, определяются по региональному профилю нагрузки.

2. Определение коэффициента k_2 .

Коэффициент k_2 :

1) после введения балансирующего рынка электрической энергии в режиме реального времени определяется по формуле:

$k_2 = \min [k_{пов}; k_{пон}]$, где:

$k_{пов}$ – понижающий коэффициент участия в балансировании на повышение;

$k_{пон}$ – понижающий коэффициент участия в балансировании на понижение;

$\min [k_{пов}; k_{пон}]$ – наименьший из коэффициентов $k_{пов}$ и $k_{пон}$.

Коэффициент $k_{пов}$ определяется по формуле:

$$k_{пов} = \frac{\chi_{мес} - \chi_{пов}}{\chi_{мес}}, \text{ где:}$$

$\chi_{мес}$ – количество часов в расчетном периоде (календарный месяц), в часах;

$\chi_{пов}$ – количество часов в расчетном периоде (календарный месяц), в течение которых заявка энергопроизводящей организации на участие в балансировании на повышение отсутствовала либо была подана Системному оператору в неполном объеме, в часах;

Коэффициент $k_{пон}$ определяется по формуле:

$$k_{пон} = \frac{\chi_{мес} - \chi_{пон}}{\chi_{мес}}, \text{ где:}$$

$\chi_{мес}$ – количество часов в расчетном периоде (календарный месяц), в часах;

$\chi_{пон}$ – количество часов в расчетном периоде (календарный месяц), в течение которых заявка энергопроизводящей организации на участие в балансировании на понижение отсутствовала либо была подана Системному оператору в неполном объеме, в часах.

3. Определение коэффициента k_3 .

Коэффициент k_3 рассчитывается по следующей формуле:

$$k_3 = \frac{R_{\text{исп}}}{R_{\Sigma}}, \text{ где:}$$

k_3 – коэффициент учитывающий исполнение заявок на балансирование на повышение и понижение;

$$R_{\text{исп}}$$

– суммарное количество исполненных энергопроизводящей организацией заявок на балансирование на повышение и на понижение за расчетный период;

$$R_{\Sigma}$$

– суммарное количество активированных Системным оператором заявок энергопроизводящей организации на балансирование на повышение и на понижение за расчетный период.

В случае когда

$$R_{\Sigma}$$

, коэффициент k_3 приравнивается к 1.

4. Определение коэффициента k_4

Коэффициент k_4 определяется по формуле:

$$k_4 = 1 - \left(\frac{\sum_{i=1}^m P_{\text{уст.ав.}i} \times \text{Ч}_{\text{ав.}i}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{уст.}i} \times \text{Ч}_{\text{мес}}} + \frac{\sum_{i=1}^k P_{\text{уст.пр.}i} \times \text{Ч}_{\text{пр.}i}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{уст.}i} \times \text{Ч}_{\text{мес}}} + \right. \\ \left. + \frac{\sum_{i=1}^q P_{\text{огр.}i} \times \text{Ч}_{\text{огр.}i}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{уст.}i} \times \text{Ч}_{\text{мес}}} + \frac{\sum_{i=1}^t P_{\text{огр.сез.}i} \times \text{Ч}_{\text{огр.сез.}i}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{уст.}i} \times \text{Ч}_{\text{мес}}} \right), \text{ где:}$$

n – общее количество генерирующих установок электрических станций энергопроизводящей организации;

m – количество генерирующих установок электрических станций энергопроизводящей организации, находящихся в аварийном или внеплановом ремонте, или в состоянии вне резерва;

k – количество генерирующих установок электрических станций энергопроизводящей организации, длительность планового ремонта которых превысила длительность номинального планового ремонтного периода;

q – фактическое количество действовавших в течение расчетного периода (календарного месяца) ремонтных заявок от энергопроизводящей организации, поданных Системному оператору в связи с аварийными остановами корпусов котлов находящихся в работе генерирующих установок тепловых электрических станций энергопроизводящей организации либо котлов данных электрических станций;

t – фактическое количество действовавших в течение расчетного периода (календарного месяца) ремонтных заявок от энергопроизводящей организации, поданных Системному оператору в связи с сезонными ограничениями установленной электрической мощности находящихся в работе генерирующих установок тепловых электрических станций энергопроизводящей организации;

i – порядковый номер, изменяющийся, соответственно, от 1 до: k , m , n , q или t ;

$P_{\text{уст.ав.}i}$ – установленная электрическая мощность i -той генерирующей установки, находящейся в аварийном или внеплановом ремонте, или в состоянии вне резерва в неплановом порядке, в МВт;

$\text{Ч}_{\text{ав.}i}$ – фактическая за расчетный период длительность простоя i -той генерирующей установки в аварийном или внеплановом ремонте, или в состоянии вне резерва в неплановом порядке, в минутах, определяемая в соответствии с ремонтной заявкой поданной Системному оператору;

$P_{\text{уст.пр.}i}$ – установленная электрическая мощность i -той генерирующей установки, длительность планового ремонта которой превысила длительность номинального планового ремонтного периода, в МВт;

$\text{Ч}_{\text{пр.}i}$ – фактическая за расчетный период длительность превышения длительности планового ремонта i -той генерирующей установки относительно номинального планового ремонтного периода, в минутах, определяемая в соответствии с ремонтной заявкой поданной Системному оператору;

$P_{\text{огр.}i}$ – значение совокупных текущих ограничений электрической мощности генерации тепловых электрических станций энергопроизводящей организации, указанное в i -той действовавшей в течение расчетного периода (календарного месяца) ремонтной заявке от энергопроизводящей организации, поданной Системному оператору в связи с аварийными остановами корпусов котлов находящихся в работе генерирующих установок тепловых электрических станций энергопроизводящей организации либо котлов данных электрических станций, в МВт;

$\text{Ч}_{\text{огр.}i}$ – фактическая за расчетный период (календарный месяц) длительность действия i -й ремонтной заявки от энергопроизводящей организации, поданной Системному оператору в связи с аварийными остановами корпусов котлов находящихся в работе генерирующих установок тепловых электрических станций энергопроизводящей организации либо котлов данных электрических станций, в минутах;

$\text{Ч}_{\text{мес}}$ – длительность расчетного периода, в минутах;

$P_{\text{уст.}i}$ – установленная электрическая мощность i -той генерирующей установки;

$P_{огр.сез.i}$ – значение совокупных текущих ограничений электрической мощности генерации тепловых электрических станций энергопроизводящей организации, указанное в i -той действовавшей в течение расчетного периода (календарного месяца) ремонтной заявке от энергопроизводящей организации, поданной Системному оператору в связи с сезонными ограничениями установленной электрической мощности находящихся в работе генерирующих установок тепловых электрических станций энергопроизводящей организации, в МВт;

$Чогр.сез.i$ – фактическая за расчетный период (календарный месяц) длительность действия i -й ремонтной заявки от энергопроизводящей организации, поданной Системному оператору в связи с сезонными ограничениями установленной электрической мощности находящихся в работе генерирующих установок тепловых электрических станций энергопроизводящей организации, в минутах;

$\sum_{i=1}^m$ - сумма по i ;
 $\sum_{i=1}^n$ - сумма по i ;
 $\sum_{i=1}^k$ - сумма по i ;
 $\sum_{i=1}^t$ - сумма по i ;
 $\sum_{i=1}^q$ - сумма по i ;

5. Определение коэффициента k_6 .

Коэффициент k_6 определяется по формуле:

$$k_6 = 1 - \frac{n \times \Delta}{\text{ДП} + \text{ДП}_T}, \text{ где:}$$

ДП – договорной объем услуги по поддержанию, в МВт;

ДП_T – договорной объем услуги по обеспечению электрической мощностью, в МВт;

D – значение превышения фактического среднего за все контрольные периоды расчетного периода (календарного месяца) совокупного значения электрической мощности собственного потребления и электрической мощности экспорта энергопроизводящей организации над суммарной вычитаемой электрической мощностью энергопроизводящей организации, в МВт;

n – безразмерный коэффициент, зависящий от D :

1) $n = 0$, в случае если D не превышает 5,0 процента от суммарной вычитаемой электрической мощности;

2) $n = 1,3$, в случае если D находится в диапазоне значений от 5,1 до 20,0 процента от суммарной вычитаемой электрической мощности;

3) $n = 1,5$, в случае если D находится в диапазоне значений от 20,1 до 40,0 процента от суммарной вычитаемой электрической мощности;

4) $n = 1,7$, в случае если D находится в диапазоне значений от 40,1 до 50,0 процента от суммарной вычитаемой электрической мощности;

5) $n = 2,0$, в случае если D превышает 50,0 процента от суммарной вычитаемой электрической мощности.

При этом, в случае отрицательного значения коэффициента k_6 , его значение принимается равным нулю.

Значения электрической мощности, используемые при определении фактического максимального за расчетный период (календарный месяц) совокупного значения электрической мощности собственного потребления и электрической мощности экспорта энергопроизводящей организации, определяются по данным АСКУЭ, обеспечивающей передачу данных почасового учета из базы данных АСКУЭ по согласованным протоколам в центральную базу данных АСКУЭ Системного оператора. При отсутствии данных АСКУЭ у Системного оператора, значения электрической мощности, определяются по региональному профилю нагрузки.

6. Коэффициент k_8 определяется по формуле:

$$k_8 = 1 - \frac{T_{\text{превыш}}}{T_{\text{м}}}, \text{ где:}$$

$T_{\text{превыш}}$ – фактическое за расчетный период (календарный месяц) количество дней (суток), в течение каждого (каждой) из которых как минимум в рамках одного часа зафиксировано превышение соответствующего данному часу среднего значения электрической мощности генерации электрических станций энергопроизводящей организации (в МВт), определенного по данным АСКУЭ, над соответствующим данному часу значением рабочей электрической мощности генерации электрических станций энергопроизводящей организации (в МВт), указанным в ведомости рабочих электрических мощностей генерации, технологических и технических минимумов, более, чем на 1,0 % от указанного значения рабочей электрической мощности генерации (далее – Превышение);

$T_{\text{м}}$ – количество дней в расчетном периоде (календарном месяце).

Если Превышение произошло по причине исполнения энергопроизводящей организацией распоряжения (распоряжений) Системного оператора, данного (данных) в соответствии с подпунктом 11) пункта 3 статьи 12 Закона, то данное превышение не берется в учет при определении $T_{\text{превыш}}$.

Значение коэффициента k_8 до 1 января 2020 года приравнивается к единице.

7. Коэффициент k_9 определяется по формуле:

$$k9 = \left(1 - \frac{N_{б/д}}{T_{мес}}\right) \times \left(1 - \frac{N_{н/к}}{N_{общ}}\right), \text{ где}$$

$T_{б/д}$ – количество дней в месяце, в течение которых отсутствовал договор на оказание услуг по регулированию электрической мощности с Системным оператором;

$T_{мес}$ – количество дней в месяце;

$N_{н/к}$ – количество неисполненных распоряжений Системного оператора по регулированию за месяц. Распоряжение считается неисполненным, если средняя скорость набора мощности меньше, чем минимальная скорость, установленная для данного типа станции в Правилах проведения аттестации, или не достигнута заданная Системным оператором величина мощности генерации (отпуска) в рамках договорного диапазона регулирования;

$N_{общ}$ – общее количество подавших Системным оператором распоряжений по регулированию за месяц.

Согласно пункту 8 статьи 15-8 Закона, ответственность за неисполнение обязательств по договорам о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности и на оказание услуг по регулированию электрической мощности наступает посредством использования механизмов рынка электрической мощности.

Коэффициент $k9$ применяется (не равен единице) только для победителей аукционных торгов на строительство вновь вводимых в эксплуатацию генерирующих установок с маневренным режимом генерации.

Приложение 2 к перечню
Приложение 3
к Правилам организации
и функционирования рынка
электрической мощности

Акт о значениях коэффициентов $k1, k2, k3, k4, k6, k8, k9$ определенных по итогам

_____ 20 ____ года*

(указать расчетный период (календарный месяц))

№	Наименование энергопроизводящей организации	$k1$	$k2$	$k3$	$k4$	$k6$	$k8$	$k9$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Энергопроизводящие организации, заключившие с единым закупщиком договор (договоры) на покупку услуги по поддержанию готовности электрической мощности (не входящие в группы лиц, включенные в реестр групп лиц)								
1.						н/р**		

2.						н/р**		
3.						н/р**		
Энергопроизводящие организации, заключившие с единым закупщиком договор (договоры) на покупку услуги по поддержанию готовности электрической мощности, а также заключившие двусторонний договор (двусторонние договоры) по обеспечению электрической мощности (входящие в группы лиц, включенные в реестр групп лиц).								
1.		н/р**						
2.		н/р**						
3.		н/р**						
Энергопроизводящие организации, не заключившие с единым закупщиком договор (договоры) на покупку услуги по поддержанию готовности электрической мощности, но заключившие двусторонний договор (двусторонние договоры) по обеспечению электрической мощности (входящие в группы лиц, включенные в реестр групп лиц).								
1.		н/р**						
2.		н/р**						
3.		н/р**						

Примечание:

* - числовые значения параметров таблицы отражаются с точностью до сотых;

** - "н/р" означает "не рассчитывается": соответствующие ячейки не заполняются.

Приложение 3 к перечню
 Приложение 1
 к Правилам проведения
 аттестации электрической
 мощности установок
 Форма
 (Место указания наименования
 организации, являющейся
 Системным оператором)

Заявка

(указать наименование энергопроизводящей организации)
 на проведение аттестации электрической мощности генерирующих установок

(указать наименование электрической станции энергопроизводящей организации)

№	Параметры электрической станции	Размерность	Значение*
1	2	3	4
1.	Установленная электрическая мощность всех генерирующих установок электрической станции	МВт	
	Среднегодовая располагаемая		

2.	электрическая мощность всех генерирующих установок электрической станции	МВт	
3.	Максимальная электрическая мощность собственных нужд электрической станции	МВт	
4.	Количество действующих генерирующих установок	Единица	
5.	Станционные номера генерирующих установок, проходящих аттестацию электрической мощности генерирующих установок	-	
6.	Ожидаемое значение аттестованной электрической мощности	МВт	
7.	Ожидаемое минимальное значение электрической мощности генерации во время аттестации электрической мощности генерирующих установок	МВт	

Примечание:

* - числовые значения параметров таблицы отражаются с точностью до целых, за исключением 8 и 9 строк таблицы, числовые значения которых отражаются с точностью до десятых.

Дата проведения аттестации электрической мощности генерирующих установок:

" ____ " _____ 20__ г.

(данная дата устанавливается не позже 10 октября соответствующего календарного года).

(Место указания должности
уполномоченного лица
энергопроизводящей
организации)

(место подписи)

(Место указания Ф.И.О. (при его
наличии)
уполномоченного лица
энергопроизводящей организации)

Приложение 4 к перечню

Приложение 2

к Правилам проведения
аттестации электрической
мощности установок

Минимальные значения средней скорости увеличения электрической мощности электрических станций

МВт/мин

№	Тип электрической станции	Значение скорости
---	---------------------------	-------------------

1	2	3
1	Конденсационная электрическая станция	3,0
2	Теплоэлектроцентраль	1,4
3	Гидравлическая электрическая станция	8,0
4	Каскад деривационных малых ГЭС	2,0
5	Газотурбинная электрическая станция	6,0
6	Парогазовая электрическая станция, газопоршневая электрическая станция	4,0
7	Теплоэлектроцентраль на базе газотурбинных установок, надстроенных котлами утилизаторами	1,4

Минимальные значения средней скорости уменьшения электрической мощности электрических станций

МВт/мин		
№	Тип электрической станции	Значение скорости
1	2	3
1	Конденсационная электрическая станция	3,0
2	Теплоэлектроцентраль	1,5
3	Гидравлическая электрическая станция	8,0
4	Каскад деривационных малых ГЭС	2,0
5	Газотурбинная электрическая станция	6,5
6	Парогазовая электрическая станция, газопоршневая электрическая станция	4,0
7	Теплоэлектроцентраль на базе газотурбинных установок, надстроенных котлами утилизаторами	1,5

Приложение 5 к перечню
 Приложение 3
 к Правилам проведения
 аттестации электрической
 мощности установок

АКТ результатов аттестации

(указать наименование электрической станции)

_____,
(указать наименование энергопроизводящей организации)

город _____, " ____ " _____ 20__ г.

Аттестация проведена в соответствии с заявкой № _____.

№	П а р а м е т р ы э л е к т р и ч е с к о й с т а н ц и и	Р а з м е р н о с т ь	З н а ч е н и е *
1	2	3	4
1.	Аттестованная электрическая мощность электрической станции, в т.ч.:	МВт	
	аттестованная электрическая мощность генерирующих установок , вводимых в эксплуатацию в рамках инвестиционного соглашения на модернизацию, расширение, реконструкцию и (или) обновление	МВт	
	аттестованная электрическая мощность генерирующих установок , вводимых в эксплуатацию в рамках строительства вновь вводимых в эксплуатацию генерирующих установок с маневренным режимом генерации	МВт	
	аттестованная электрическая мощность генерирующих установок , вводимых в эксплуатацию в рамках инвестиционного соглашения на модернизацию, реконструкцию и (или) расширение со строительством генерирующих установок с использованием газа в качестве альтернативного типа топлива	МВт	

2.	Аттестованная скорость увеличения электрической мощности	МВт/мин	
3.	Аттестованная скорость уменьшения электрической мощности	МВт/мин	
4.	Максимальная электрическая мощность собственных нужд электрической станции	МВт	
5.	Минимальное значение электрической мощности генерации во время аттестации электрической мощности генерирующих установок	МВт	

Примечание:

* - числовые значения параметров таблицы отражаются с точностью до целых, за исключением 2 и 3 строк таблицы, числовые значения которых отражаются с точностью до десятых.

(Место указания должности и Ф.И.О. (при его наличии)

(место подписи)

уполномоченного лица Системного оператора)

Приложение 6 к перечню

Приложение 4

к Правилам проведения
аттестации электрической
мощности установок

АКТ результатов внеочередной аттестации

(указать наименование электрической станции)

указать наименование энергопроизводящей организации)

город _____, " ____ " _____ 20__ г.

№	Параметры электрической станции	Размерность	Значение*
1	2	3	4
1.	Аттестованная электрическая мощность электрической станции	МВт	
2.	Аттестованная скорость увеличения электрической мощности	МВт/мин	
3.	Аттестованная скорость уменьшения электрической мощности	МВт/мин	

4.	Электрическая мощность собственных нужд электрической станции	МВт	
5.	Минимальное значение электрической мощности генерации во время аттестации электрической мощности генерирующих установок	МВт	

Примечание:

* - числовые значения параметров таблицы отражаются с точностью до целых, за исключением 2 и 3 строк таблицы, числовые значения которых отражаются с точностью до десятых.

(Место указания должности и Ф.И.О. (при его наличии)

(место подписи)

уполномоченного лица Системного оператора)

© 2012. РГП на ПХВ «Институт законодательства и правовой информации Республики Казахстан»
Министерства юстиции Республики Казахстан