

О внесении изменений и дополнений в некоторые приказы Министра энергетики Республики Казахстан

Приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 23 февраля 2026 года № 87-н/к. Зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 25 февраля 2026 года № 38038

Примечание ИЗПИ!

Порядок введения в действие см. п. 4.

ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Утвердить прилагаемый перечень некоторых приказов Министра энергетики Республики Казахстан, в которые вносятся изменения и дополнения (далее – Перечень)

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 после его официального опубликования;

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 по истечении десяти календарных дней после дня его первого официального опубликования, за исключением:

1) абзацев со сорока и сорок девятого пункта 1 Перечня, которые вводятся в действие с 1 июля 2025 года;

2) пунктов 2 и 7 Перечня, которые вводятся в действие с 1 апреля 2026 года;

3) абзацев сорок десятого, сорок пятьдесят четвертого, сорок семьдесят четвертого, двести четырнадцатого, двести тридцать первого, двести тридцать второго, двести тридцать третьего, двести сорок седьмого, двести пятьдесят седьмого и двести восемьдесят второго пункта 2 Перечня, которые вводятся в действие с 1 октября 2026 года.

"СОГЛАСОВАН"

Агентство по защите и развитию
конкуренции

Республики Казахстан

"СОГЛАСОВАН"

Министерство национальной экономики

Республики Казахстан

Утвержден приказом
Министр энергетики
Республики Казахстан
от 23 февраля 2026 года
№ 87-н/к

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

1. В приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 106 "Об утверждении Правил организации и функционирования оптового рынка электрической энергии" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 10531) внести следующие изменения и дополнения:

в Правилах организации и функционирования оптового рынка электрической энергии, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Правила организации и функционирования оптового рынка электрической энергии (далее – Правила) разработаны в соответствии с подпунктом 275) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994 "Вопросы Министерства энергетики Республики Казахстан" и определяют порядок организации и функционирования оптового рынка электрической энергии при едином закупщике электрической энергии, покупки электрической энергии единым закупщиком электрической энергии у энергопроизводящих организаций и у поставщиков (производителей) электрической энергии других стран, продажи электрической энергии единым закупщиком электрической энергии внутренним субъектам оптового рынка и потребителям других стран, определения единым закупщиком электрической энергии прогнозных цен на продажу электрической энергии, осуществления единым закупщиком электрической энергии адресной поддержки для потребителей оптового рынка путем дифференциации тарифов, расчета единым закупщиком электрической энергии цен и объемов покупки электрической энергии условными потребителями и администраторами гибридной группы, получателями инвестиционного тарифа, получателями межправительственного тарифа

у единого закупщика электрической энергии, распределения единым закупщиком электрической энергии затрат на поддержку использования возобновляемых источников энергии, определения часовых ставок к предельным тарифам на электрическую энергию, порядок и сроки оплаты единому закупщику электрической энергии купленной электрической энергии субъектами оптового рынка электроэнергетики, порядок и сроки оплаты единым закупщиком электрической энергии купленной у энергопроизводящих организаций и возобновляемых источников электрической энергии, механизм определения квоты на электрическую энергию для цифровых майнеров, случаи и порядок заключения единым закупщиком электрической энергии договоров на передачу электрической энергии с энергопередающими организациями и оплаты услуги по передаче электрической энергии.";

в пункте 2:

подпункт 2) изложить в новой редакции:

"2) базовая цена – цена, по которой единый закупщик электрической энергии на соответствующий час продает электрическую энергию субъектам оптового рынка электрической энергии, за исключением субъектов, осуществляющих деятельность по цифровому майнингу, получателей инвестиционного тарифа, получателей межправительственного тарифа потребителей зеленой энергии, субъектов включенных в список получателей адресной поддержки, условных потребителей;"

подпункт 28) изложить в новой редакции:

"28) централизованные торги электрической энергией для энергопроизводящих организаций – централизованные торги электрической энергией, проводимые оператором централизованной торговли, в которых участвуют субъекты оптового рынка электрической энергии, осуществляющие продажу электрической энергии;"

дополнить подпунктами 29), 30), 31) и 32) следующего содержания:

"29) инвестиционный тариф – почасовой тариф на покупку электрической энергии от единого закупщика электрической энергии для покрытия инвестиционных обязательств по инвестиционным проектам, реализация которых началась до 1 июля 2023 года, определенный в порядке, предусмотренном Законом;

30) получатель инвестиционного тарифа – оптовый потребитель электрической энергии (промышленный объект), включенный в перечень получателей инвестиционного тарифа, утвержденный постановлением Правительства Республики Казахстан, осуществляющий покупку электрической энергии по инвестиционному тарифу в порядке, определенном Правительством Республики Казахстан и настоящими Правилами;

31) межправительственный тариф – почасовой тариф на покупку электрической энергии от единого закупщика электрической энергии по проектам, реализация которых началась до 1 июля 2023 года, определенный в порядке, предусмотренном настоящими Правилами;

32) получатель межправительственного тарифа – оптовый потребитель электрической энергии, осуществляющий покупку электрической энергии по межправительственному тарифу в порядке, определенном настоящими Правилами и включенный в перечень получателей межправительственного тарифа, утвержденный приказом уполномоченного органа, направляемый единому закупщику электрической энергии.";

пункт 4 изложить в новой редакции:

"4. Энергопроизводящие организации, энергопроизводящие организации, использующие возобновляемые источники энергии и энергопроизводящие организации, использующие вторичные энергоресурсы, энергопроизводящие организации, использующие энергетическую утилизацию отходов, осуществляют продажу электрической энергии на оптовом рынке электрической энергии субъектам оптового рынка электрической энергии.

При этом энергоснабжающие организации осуществляют продажу электрической энергии на розничном рынке электрической энергии субъектам розничного рынка электрической энергии только в пределах административно-территориальной единицы (области), на которой расположены ее электрические сети.

Энергоснабжающие организации осуществляют продажу электрической энергии на розничном рынке электрической энергии субъектам розничного рынка электрической энергии с суммарной разрешенной мощностью менее пяти мегаватт, в соответствии с пунктом 1 статьи 16 Закона.

Требование, в части суммарной разрешенной мощности менее пяти мегаватт, не распространяются на:

- 1) организации-нерезиденты Республики Казахстан;
- 2) объекты жизнеобеспечения, определяемые в соответствии с Законом Республики Казахстан "О гражданской защите", в том числе государственные-коммунальные предприятия;
- 3) организации, осуществляющие транспортировку нефти и (или) нефтепродуктов по магистральным трубопроводам.";

пункт 7 изложить в новой редакции:

"7. Субъекты оптового рынка электрической энергии осуществляют покупку электрической энергии только у единого закупщика электрической энергии и заключают соответствующий договор по форме, согласно приложениям 1 и 2 к настоящим Правилам и (или) у энергопроизводящих организаций, входящих с ними в одну группу лиц в Реестре групп лиц, и (или) у администратора гибридной группы, входящего с ними в гибридную группу и (или) у энергопроизводящих организаций, использующих возобновляемые источники энергии, и заключают с ними соответствующие договоры купли-продажи электрической энергии.

При этом, системный оператор покупает плановые объемы электрической энергии на технологические и производственные нужды национальной электрической сети у энергопроизводящей организации, использующей возобновляемые источники энергии, не менее двадцати пяти процентов голосующих акций (долей участия в уставном капитале) которой прямо или косвенно принадлежат Фонду национального благосостояния, на основании договора купли-продажи электрической энергии, заключенного в соответствии с Законом Республики Казахстан "О закупках отдельных субъектов квазигосударственного сектора", в случаях, указанных в пункте 2-2 статьи 10 Закона.

Системный оператор при отсутствии технической возможности осуществления покупки электрической энергии на технологические и производственные нужды национальной электрической сети у единого закупщика электрической энергии вследствие изолированной работы от единой электроэнергетической системы Республики Казахстан (далее – ЕЭС РК), приобретает электроэнергию из-за пределов Республики Казахстан у поставщиков электрической энергии, реализующих электрическую энергию на территории Республики Казахстан непосредственно от имени иностранного производителя.";

пункт 9 изложить в новой редакции:

"9. Энергоснабжающие организации, энергопередающие организации, потребители, в том числе получатели инвестиционного тарифа, получатели межправительственного тарифа и цифровые майнеры, являющиеся субъектами оптового рынка электрической энергии, заключают с системным оператором договор на оказание услуги по пользованию национальной электрической сетью, за исключением случаев, предусмотренных пунктом 7-1 статьи 13 Закона.";

дополнить пунктами 11-1 и 11-2 следующего содержания:

"11-1. Получатели инвестиционного тарифа покупают электрическую энергию у единого закупщика электрической энергии по инвестиционному тарифу, рассчитываемому единым закупщиком электрической энергии, в порядке, определенном Правилами формирования и установления сроков предоставления инвестиционного тарифа, утвержденными постановлением Правительства Республики Казахстан от 12 августа 2025 года № 606 (далее – Правила инвестиционного тарифа);

11-2. Получатели межправительственного тарифа покупают электрическую энергию у единого закупщика электрической энергии по межправительственному тарифу, рассчитываемому единым закупщиком электрической энергии, в порядке, определенном настоящими Правилами.";

пункт 18 изложить в новой редакции:

"18. Все энергопроизводящие организации осуществляют продажу электрической энергии, отпускаемой в сеть, только единому закупщику электрической энергии, заключая соответствующие договоры по формам, согласно приложениям 3, 4 к

настоящим Правилам, и (или) потребителям, входящим с ними в одну группу лиц, либо администратору гибридной группы, входящему с ними в одну гибридную группу и заключают с ними соответствующие договоры купли-продажи электрической энергии согласно пункту 3-1 статьи 13 Закона.

Энергопроизводящие организации, реализующие электрическую энергию потребителям, входящим с ними в одну группу лиц, и администратору гибридной группы, входящему с ними в одну гибридную группу, в соответствии с абзацем вторым пункта 3-1 статьи 13 Закона, осуществляют продажу электрической энергии вне группы лиц и гибридной группы только единому закупщику электрической энергии. При этом потребителем признается юридическое лицо, приобретающее электрическую энергию для собственных нужд без дальнейшей продажи.

При этом объем электрической энергии, не заявленный к реализации энергопроизводящей организацией согласно абзацам первому и второму настоящего пункта, не подлежит реализации путем подачи заявки на участие в балансировании на повышение.

Энергопроизводящая организация, использующая возобновляемые источники энергии, не менее двадцати пяти процентов голосующих акций (долей участия в уставном капитале) которой прямо или косвенно принадлежат Фонду национального благосостояния, осуществляет продажу электрической энергии в случаях, указанных в пункте 2-2 статьи 10 и в пункте 16 статьи 13 Закона.";

пункт 19 изложить в новой редакции:

"19. В соответствии с пунктом 3-2 статьи 13 Закона, энергопроизводящей организации запрещаются:

1) реализация (продажа) электрической энергии субъектам розничного рынка электрической энергии, а также субъектам оптового рынка электрической энергии, за исключением единого закупщика электрической энергии и (или) потребителей, входящих с ним в одну группу лиц, либо администратора гибридной группы, входящего с ним в одну гибридную группу;

2) реализация (продажа) электрической энергии при отсутствии автоматизированной системы коммерческого учета электрической энергии, обеспечивающей передачу данных почасового учета по согласованным протоколам в центральную базу данных автоматизированной системы коммерческого учета электрической энергии системного оператора;

3) реализация (продажа) электрической энергии цифровым майнерам, за исключением случаев, указанных в подпунктах 2) и 4) статьи 9-4 Закона;

4) приобретение (покупка) электрической энергии у другой энергопроизводящей организации, если иное не предусмотрено пунктом 16 статьи 13 Закона.";

в пункте 24:

подпункт 15) изложить в новой редакции:

"15) продает на краткосрочной (год) или долгосрочной (более года) основе потребителю зеленой энергии электрическую энергию, вырабатываемую объектами по использованию возобновляемых источников энергии по зеленым тарифам, определяемым в соответствии с Правилами определения тарифа на поддержку;"

дополнить подпунктом 16) следующего содержания:

"16) в случае, предусмотренном подпунктом 20) пункта 5 статьи 19-1 Закона, направляет полученные средства от получателя инвестиционного тарифа на снижение базовых цен единого закупщика электрической энергии, в порядке, определенном уполномоченным органом.";

пункты 36 и 37 изложить в новой редакции:

"36. В срок до 20 (двадцатого) числа (включительно) месяца, следующего за отчетным, национальный диспетчерский центр системного оператора публикует в системе балансирующего рынка электронную копию утвержденного фактического баланса.

Данные утвержденного фактического баланса корректируются в пределах общего срока исковой давности с момента утверждения фактического баланса за расчетный период, на основании судебного акта, вступившего в законную силу, или на основании обращения субъекта оптового рынка электрической энергии, согласованного со всеми заинтересованными сторонами.

Обращение считается согласованным всеми заинтересованными сторонами в случае, если представлены следующие документы:

1) энергопередающие (энергопроизводящие) организации, по чьим сетям осуществляется передача электрической энергии в адрес обратившегося субъекта оптового рынка электрической энергии, предоставили системному оператору скорректированный баланс по своим сетям с указанием данной корректировки;

2) субъекты оптового рынка электрической энергии, объемы производства-потребления электрической энергии которых изменены, и расчетный центр балансирующего рынка электрической энергии предоставили письма согласия на проведение такой корректировки, подписанные уполномоченными в соответствии с законодательством Республики Казахстан представителями.

В случае выявления грамматических или арифметических ошибок в утвержденном фактическом балансе, не влияющих на фактические объемы поставленной и потребленной электрической энергии за расчетный период, системный оператор самостоятельно исправляет указанные ошибки.

Системный оператор в течение 5 (пяти) рабочих дней с момента проведения корректировок и (или) исправления ошибок в утвержденном фактическом балансе письменно уведомляет все заинтересованные стороны с указанием внесенных корректировок и(или) исправлений. Данное уведомление является неотъемлемой частью утвержденного фактического баланса.

37. Оплата купленных у единого закупщика электрической энергии объемов электрической энергии осуществляется субъектом оптового рынка электрической энергии в 2 (два) этапа, следующих друг за другом:

1) ежедневная предоплата за заявленный объем покупки электрической энергии, согласно заявке на покупку, по соответствующим прогнозным ценам единого закупщика электрической энергии на продажу электрической энергии (далее – предоплата);

2) оплата по фактическому расчету по итогам расчетного периода (календарного месяца) за объемы электрической энергии, купленные у единого закупщика электрической энергии за данный период, на основании соответствующих фактических цен единого закупщика электрической энергии на продажу электрической энергии.";

пункт 40 изложить в новой редакции:

"40. Субъект оптового рынка электрической энергии (за исключением субъектов оптового рынка электрической энергии, осуществляющих деятельность по цифровому майнингу) при подаче соответствующей заявки на покупку осуществляет предоплату, не позднее 08.00 часов (по времени Астаны) суток, предшествующих операционным суткам.

Зачет предоплаты, поступившей от третьего лица за субъект оптового рынка, осуществляется Единым закупщиком электрической энергии в течение 8 (восьми) рабочих часов на основании трехстороннего дополнительного соглашения к соответствующему договору купли-продажи электрической энергии. Зачет предоплаты осуществляется в течение двух рабочих дней со дня получения письменного уведомления от третьего лица с указанием суммы предоплаты и субъекта оптового рынка, в пользу которого осуществляется предоплата.

Кроме того, основанием для взаимозачета является акт взаимозачета, подписанный всеми сторонами. Акт взаимозачета может быть получен по почте, электронной почте, либо через иные средства электронного документооборота.";

в пункте 47:

подпункт б) изложить в новой редакции:

"б) для потребителя зеленой энергии: приравнивается к фактическому значению зеленого тарифа, которое определяется в соответствии с Правилами определения тарифа на поддержку;"

дополнить подпунктами 7) и 8) следующего содержания:

"7) для получателя инвестиционного тарифа – приравнивается к фактическому значению инвестиционного тарифа на данный час суток, которое определяется согласно Правилам инвестиционного тарифа;

8) для получателя межправительственного тарифа – приравнивается к фактическому значению межправительственного тарифа на данный час суток, определяемому согласно приложению 10 к настоящим Правилам.";

пункт 48 изложить в новой редакции:

"48. Фактический за расчетный период (календарный месяц) объем оплаты субъекта оптового рынка электрической энергии в адрес единого закупщика электрической энергии за электрическую энергию, купленную у него на часы этого периода, определяется по следующей формуле:

$$S_{\text{купл.факт}}^{\text{ЕЗ}} = \left(\sum_{i=1}^{N_{\text{мес}}} \left(\text{Ц}_{\text{факт.}i}^{\text{ЕЗ(1)}} * W_{\text{купл.}i} \right) + \sum_{i=1}^{N_{\text{мес.}}} \left(\text{Ц}_{\text{факт.}i}^{\text{ЕЗ(2)}} * W_{\text{купл.(2)}i} \right) \right) * \text{ставка НДС}$$

$S_{\text{купл.факт}}^{\text{ЕЗ}}$

– фактический за расчетный период (календарный месяц) объем оплаты субъекта оптового рынка электрической энергии в адрес единого закупщика электрической энергии за электрическую энергию, купленную у него на часы этого периода, в тенге (округляется до сотых), с НДС;

$\text{Ц}_{\text{факт.}i}^{\text{ЕЗ(1)}}, \text{Ц}_{\text{факт.}i}^{\text{ЕЗ(2)}}$

– фактическая цена единого закупщика электрической энергии на продажу электрической энергии на i -й час расчетного периода (календарного месяца), определяемая согласно пункту 47 настоящих Правил, в тенге/кВт*ч (округляется до сотых), без НДС;

$W_{\text{купл.}i}$

– соответствующий этому часу минимально допустимый часовой объем покупки электрической энергии субъекта оптового рынка электрической энергии, согласно соответствующему утвержденному суточному графику производства-потребления электрической энергии (с учетом корректировок), к которому относится данный час расчетного периода (календарного месяца), в кВт*ч (округляется до целых);

$W_{\text{купл.(2)}i}$

– значение объема электрической энергии, который был куплен субъектом оптового рынка электрической энергии у единого закупщика электрической энергии на i -й час расчетного периода (календарного месяца) сверх соответствующего этому часу минимально допустимого часового объема покупки электрической энергии данного субъекта, согласно соответствующему утвержденному суточному графику производства-потребления электрической энергии (с учетом корректировок), к которому относится данный час расчетного периода (календарного месяца), в кВт*ч (округляется до целых);

$$\sum_{i=1}^{N_{\text{мес}}}$$

– сумма по i ;

i – порядковый номер, изменяющийся от 1 до

$N_{\text{мес}}$

;

$N_{\text{мес}}$

– безразмерный коэффициент, отражающий количество часов в соответствующем расчетном периоде (календарном месяце);

ставка НДС – ставка налога на добавленную стоимость.

Значения минимально допустимого часового объема покупки электрической энергии приравниваются к нулю для субъектов оптового рынка электрической энергии, не являющихся условными потребителями электрической энергии и администраторами гибридных групп.

Фактические цены единого закупщика электрической энергии на продажу электрической энергии на часы расчетного периода (календарного месяца) публикуются в системе балансирующего рынка в течение десяти рабочих дней после публикации на официальном интернет-ресурсе расчетного центра балансирующего рынка сформированного реестра взаимозачетов между субъектами балансирующего рынка, согласно Правилам функционирования балансирующего рынка электрической энергии, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 112 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 10532) (далее – Правила функционирования балансирующего рынка электрической энергии) за соответствующий расчетный период (календарный месяц).";

пункт 73 изложить в новой редакции:

"73. Единый закупщик электрической энергии обеспечивает наличие в системе балансирующего рынка актуальной информации о приоритетной генерации, учитываемой системным оператором при формировании суточного графика производства-потребления электрической энергии.

Информация по подпунктам 2) и 3) пункта 25 настоящих Правил предоставляется Единым закупщиком электрической энергии в разбивке по электрическим станциям.";

пункт 105 изложить в новой редакции:

"105. Услуга по передаче электрической энергии по национальной электрической сети оплачивается на основании заключенного договора с системным оператором:

1) единым закупщиком электрической энергии при осуществлении экспорта электрической энергии в соответствии с Законом;

2) субъектами оптового рынка, осуществляющими импорт электрической энергии, за исключением единого закупщика электрической энергии, в соответствии с Законом;

3) условными потребителями, потребителями гибридной группы при приобретении ими электрической энергии для объектов, входящих в их состав, как от объектов генерации, входящих в их состав, так и от единого закупщика электрической энергии (в том числе при распределении доли электрической энергии от возобновляемых источников энергии в соответствии с подпунктом 7) пункта 5 статьи 19-1 Закона) и расчетного центра балансирующего рынка;

4) субъектами оптового рынка электрической энергии при осуществлении ими покупки электрической энергии по двусторонним договорам у энергопроизводящих организаций, использующих возобновляемые источники энергии;

5) уполномоченными организациями других государств при осуществлении межгосударственной передачи электрической энергии по национальной электрической сети.

Договоры купли-продажи электрической энергии, предусматривающие поставку в сопредельные государства и покупку электрической энергии из сопредельных государств, межгосударственную передачу электрической энергии по национальной электрической сети или транзит электрической энергии по электрическим сетям сопредельных государств, подлежат согласованию с системным оператором в части технической реализации.";

пункты 114 и 115 изложить в новой редакции:

"114. Для субъекта оптового рынка электрической энергии, являющегося энергопроизводящей организацией, в состав которой входят генерирующие установки, мощность которых является предметом долгосрочных договоров о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности, заключенных в соответствии со статьями 15-4 и 15-8 Закона, часовая ставка для конкретного часа суток определяется по следующей формуле (для объемов продажи электрической энергии, создание которых планируется осуществлять за счет данных генерирующих установок):

$$C_{\text{ч}} = \frac{W_{\text{min(рм)}}}{W_{\text{ч(рм)}}} + 3,0 * \left(1 - \frac{W_{\text{min(рм)}}}{W_{\text{ч(рм)}}} \right), \text{ где}$$

$C_{\text{ч}}$

– часовая ставка для конкретного часа суток;

$W_{\text{ч(рм)}}$

– объем отпуска электрической энергии в сеть генерирующих установок, мощность которых является предметом долгосрочных договоров о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности, заключенных в соответствии со статьями 15-4 и 15-8 Закона, который на данный час суток продал единому закупщику электрической энергии субъекта оптового рынка электрической энергии, являющийся энергопроизводящей организацией, заключившей на рынке электрической мощности один или несколько долгосрочных договоров о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности, в соответствии со статьями 15-4 и 15-8 Закона, в кВт*ч (округляется до целых);

$W_{min(рм)}$

– наименьший часовой объем отпуска электрической энергии в сеть генерирующих установок, мощность которых является предметом долгосрочных договоров о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности, заключенных в соответствии со статьями 15-4 и 15-8 Закона, который на данные сутки продал единому закупщику электрической энергии субъекта оптового рынка электрической энергии, являющийся энергопроизводящей организацией, заключившей на рынке электрической мощности один или несколько долгосрочных договоров о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности, в соответствии со статьями 15-4 и 15-8 Закона, в кВт*ч (округляется до целых).

Часовая ставка, указанная в настоящем пункте, применяется (не равна нулю) только в части электрической энергии генерирующих установок, мощность которых является предметом долгосрочных договоров о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности, заключенных в соответствии со статьями 15-4 и 15-8 Закона.

Часовая ставка ($C_{ч}$) равна нулю при

$W_{ч(рм)}$

= 0 МВт (равно нулю).

До 1 июля 2027 года значения часовой ставки, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, приравниваются к 1 (единице).

115. Для субъекта оптового рынка, участвующего на централизованных торгах электрической энергией для энергопроизводящих организаций, часовая ставка для конкретного часа суток определяется следующим образом:

$C_{ч}$

= 1,0 - для часов суток, с 00:01 часов до 04:00 часов;

$C_{ч}$

= 1,15 - для часов суток, с 04:01 часов до 08:00 часов;

$C_{ч}$

= 1,30 - для часов суток, с 08:01 часов до 15:00 часов;

$C_{ч}$

= 1,45 - для часов суток, с 15:01 часов до 18:00 часов;

$C_{ч}$

= 1,6 - для часов суток, с 18:01 часов до 21:00 часов;

$C_{ч}$

= 1,45 - для часов суток, с 21:01 часов до 23:00 часов;

$C_{ч}$

= 1,3 - для часов суток, с 23:01 часов до 00:00 часов.

До 1 июля 2027 года значения часовой ставки, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, приравниваются к 1 (единице).";

пункт 121 изложить в новой редакции:

"121. В системе балансирующего рынка ежемесячно, не позднее последнего числа месяца, следующего за расчетным периодом (календарным месяцем), публикуются прогнозные цены единого закупщика электрической энергии на продажу электрической энергии на часы предстоящего расчетного периода (на каждый час), согласно пунктам 2, 4, 4-1, 4-2 и 5 Приложения 5 к настоящим Правилам.";

пункт 124 дополнить подпунктами 6-1) и 6-2) следующего содержания:

"6-1) перечень потребителей оптового рынка электрической энергии, осуществляющих покупку электрической энергии по инвестиционному тарифу, с указанием энергопроизводящей организации, к сетям которой подключен соответствующий потребитель;

6-2) перечень потребителей оптового рынка электрической энергии, осуществляющих покупку электрической энергии по межправительственному тарифу с указанием наибольшего предельного тарифа на электрическую энергию энергопроизводящей организации, включенной в перечень получателей межправительственного тарифа;"

пункт 126 изложить в новой редакции:

"126. Единый закупщик по итогам расчетного периода (календарного месяца), публикует на своем интернет-ресурсе:

- 1) фактические значения базовой цены на конкретные часы суток;
- 2) фактические значения тарифа на поддержку возобновляемых источников энергии на конкретные часы суток;
- 3) фактические значения зеленого тарифа на конкретные часы суток;
- 4) фактические значения инвестиционного тарифа на конкретные часы суток;
- 5) фактические значения межправительственного тарифа на конкретные часы суток.

”;

в приложении 1:

заголовок изложить в новой редакции:

”Договор продажи единым закупщиком электрической энергии энергопередающим, энергоснабжающим организациям, потребителям электрической энергии, цифровым майнерам, получателям инвестиционного тарифа, получателям межправительственного тарифа на оптовом рынке электрической энергии”;

в преамбуле:

подпункт 2) изложить в новой редакции:

”2) Правила организации и функционирования оптового рынка электрической энергии, утвержденные приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 106 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 10531) (далее – Правила оптового рынка), заключили настоящий договор продажи единым закупщиком электрической энергии энергопередающим, энергоснабжающим организациям, потребителям электрической энергии и цифровым майнерам на оптовом рынке электрической энергии (далее – Договор) о нижеследующем;”

дополнить подпунктом 3) следующего содержания:

”3) Правила формирования и установления сроков предоставления инвестиционного тарифа, утвержденные постановлением Правительства Республики Казахстан от 12 августа 2025 года № 606 (далее – Правила инвестиционного тарифа)”;

в пункте 1:

подпункт 8) изложить в новой редакции:

”8) суточный график производства-потребления электрической энергии - утвержденный системным оператором документ, регламентирующий почасовые величины производства и потребления электрической энергии на каждые календарные сутки в соответствии с договорами по купле-продаже электрической энергии, заключенными участниками оптового рынка на рынках децентрализованной купли-продажи электрической энергии и централизованной торговли электрической энергией;”;

дополнить подпунктами 9) и 10) следующего содержания:

”9) получатель инвестиционного тарифа – оптовый потребитель электрической энергии (промышленный объект), включенный в перечень получателей

инвестиционного тарифа, утвержденный Постановлением Правительства Республики Казахстан, осуществляющий покупку электрической энергии по инвестиционному тарифу в порядке, определенном Правительством Республики Казахстан и Правилами оптового рынка;

10) получатель межправительственного тарифа – оптовый потребитель электрической энергии, осуществляющий покупку электрической энергии по межправительственному тарифу в порядке, определенном Правилами оптового рынка и включенный в перечень получателей межправительственного тарифа, утвержденный приказом уполномоченного органа.";

дополнить пунктом 11-1 следующего содержания:

"11-1. Для Покупателя, включенного в перечень получателей инвестиционного тарифа, фактическая оплата за объемы электрической энергии, производится по фактическому инвестиционному тарифу на каждый час соответствующего расчетного периода данного субъекта, рассчитанного согласно Правилам инвестиционного тарифа;

11-2. Для Покупателя, включенного в перечень получателей межправительственного тарифа, фактическая оплата за объемы электрической энергии, производится по фактическому межправительственному тарифу на каждый час соответствующего расчетного периода данного субъекта, рассчитанного согласно Правилам оптового рынка.";

Приложения 5, 6, 8, 9 и 10 изложить в новой редакции, согласно приложениям 1, 2, 3, 4 и 7 к настоящему Перечню.

2. В приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 112 "Об утверждении правил функционирования балансирующего рынка электрической энергии" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 10532) внести следующие изменения и дополнения:

в Правилах функционирования балансирующего рынка электрической энергии, утвержденных указанным приказом:

пункт 1 изложить в новой редакции:

"1. Настоящие Правила функционирования балансирующего рынка электрической энергии (далее – Правила) разработаны в соответствии с подпунктом 260) пункта 15 Положения о Министерстве энергетики Республики Казахстан, утвержденного постановлением Правительства Республики Казахстан от 19 сентября 2014 года № 994, и определяют порядок функционирования балансирующего рынка электрической энергии, определения зон балансирования единой электроэнергетической системы Республики Казахстан, подачи субъектами балансирующего рынка электрической энергии заявок системному оператору на участие в балансировании на повышение (понижение), отбора и активации заявок субъектов балансирующего рынка электрической энергии на участие в балансировании на повышение (понижение),

определения объема балансирующей электроэнергии, расчета почасовых средневзвешенных цен на продажу балансирующей электроэнергии, порядка расчета почасовых объемов балансирующей электроэнергии и почасовых дисбалансов субъектов балансирующего рынка электрической энергии, формирования перечня провайдеров баланса, порядка формирования реестра взаимозачетов между субъектами балансирующего рынка.";

в пункте 2:

подпункт 38) изложить в новой редакции:

"38. диспетчерская команда системного оператора на повышение генерации – команда системного оператора на ввод в работу генерирующего оборудования энергопроизводящей организации, выведенного из любого вида ремонта и находящегося в состоянии холодного резерва;"

дополнить подпунктами 39) и 40) следующего содержания:

"39) получатель инвестиционного тарифа – оптовый потребитель электрической энергии (промышленный объект), включенный в перечень получателей инвестиционного тарифа, утвержденный Постановлением Правительства Республики Казахстан, осуществляющий покупку электрической энергии по инвестиционному тарифу в порядке, определенном Правительством Республики Казахстан и Правилами инвестиционного тарифа, утвержденными постановлением Правительства Республики Казахстан от 12 августа 2025 года № 606;

40) получатель межправительственного тарифа – оптовый потребитель электрической энергии, осуществляющий покупку электрической энергии по межправительственному тарифу в порядке, определенном Правилами организации и функционирования оптового рынка электрической энергии и включенный в перечень получателей межправительственного тарифа, утвержденный приказом уполномоченного органа, направляемый единому закупщику электрической энергии.";

пункт 73 изложить в новой редакции:

"73. Сумма, оплачиваемая РЦ БРЭ системному оператору за балансирующую электроэнергию, проданную в зоне балансирования за час суток, рассчитывается РЦ БРЭ по следующей формуле:

$$S_{бээ}^{CO} = \Pi_{ч(+)}^{PФ} * \Delta_{ч(+)}^{PФ} + \sum_{i=1}^n (\Pi_{ч(+)}^{ЦА} * \Delta_{ч(+)}^{ЦА}), \text{ где:}$$

$S_{бээ}^{CO}$

– сумма, оплачиваемая РЦ БРЭ системному оператору за балансирующую электроэнергию, проданную в зоне балансирования за час суток, в тенге (округляется до сотых);

$$\mathbb{C}_{\text{ч}(+)}^{\text{РФ}}$$

– цена, по которой РЦ БРЭ оплачивает системному оператору за балансирующую электроэнергию, проданную в зоне балансирования за час суток и соответствующую положительному отклонению на границе с РФ, определяемая согласно приложению 7 к настоящим Правилам, в тенге/кВт*ч (не округляется);

$$\Delta_{\text{ч}(+)}^{\text{РФ}}$$

– значение положительного отклонения на границе с РФ за данный час суток, в кВт*ч (округляется до целых);

$\sum_{i=1}^n$ – сумма по i ;

i -порядковый номер, изменяющийся от 1 до n ;

n -количество сопредельных государств ЦА, продавших РЦ БРЭ балансирующую электроэнергию в зоне балансирования за данный час суток;

$$\mathbb{C}_{\text{ч}(+)i}^{\text{ЦА}}$$

– i -я цена, по которой РЦ БРЭ оплачивает системному оператору за балансирующую электроэнергию, проданную в зоне балансирования за час суток и соответствующую положительному отклонению на границе с ЦА за данный час суток, в тенге/кВт*ч; (не округляется);

$$\Delta_{\text{ч}(+)i}^{\text{ЦА}}$$

– значение i -го положительного отклонения на границе с ЦА за данный час суток, в кВт*ч (округляется до целых).";

пункт 75 изложить в новой редакции:

"75. Сумма, оплачиваемая системным оператором РЦ БРЭ за отрицательный дисбаланс, купленный в зоне балансирования за час суток, рассчитывается РЦ БРЭ по следующей формуле:

$$S_{\text{ОД}}^{\text{СО}} = \mathbb{C}_{\text{ч}(-)}^{\text{РФ}} * \Delta_{\text{ч}(-)}^{\text{РФ}} + \sum_{i=1}^n (\mathbb{C}_{\text{ч}(-)i}^{\text{ЦА}} * \Delta_{\text{ч}(-)i}^{\text{ЦА}}), \text{ где:}$$

где:

$$S_{\text{ОД}}^{\text{СО}}$$

– сумма, оплачиваемая системным оператором РЦ БРЭ за отрицательный дисбаланс, купленный в зоне балансирования за час суток, в тенге (округляется до сотых);

$$\Psi_{\text{ч}(-)}^{\text{РФ}}$$

– цена, по которой системный оператор оплачивает РЦ БРЭ за отрицательный дисбаланс, купленный в зоне балансирования за час суток, и соответствующий отрицательному отклонению на границе с РФ за данный час суток, определяемая согласно приложению 7 к настоящим Правилам, в тенге/кВт*ч, (не округляется);

$$\Delta_{\text{ч}(-)}^{\text{РФ}}$$

- значение (модуль) отрицательного отклонения на границе с РФ, в кВт*ч (округляется до целых);

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

сумма по i;

i- порядковый номер, изменяющийся от 1 до n;

n-количество сопредельных государств ЦА, продавших РЦ БРЭ балансирующую электроэнергию в зоне балансирования за данный час суток;

$$\Psi_{\text{ч}(-)i}^{\text{ЦА}}$$

– i-я цена, по которой системный оператор оплачивает РЦ БРЭ за отрицательный дисбаланс, купленный в зоне балансирования за час суток, и соответствующий отрицательному отклонению на границе с ЦА за данный час суток, в тенге/кВт*ч (не округляется);

$$\Delta_{\text{ч}(-)i}^{\text{ЦА}}$$

– значение (модуль) i-го отрицательного отклонения на границе с ЦА за данный час суток, в кВт*ч (округляется до целых).";

пункт 78 изложить в новой редакции:

"78. Дисбаланс, совершенный субъектом балансирующего рынка электрической энергии за час операционных суток в зоне балансирования, определяется по формуле:

$$D = (\Gamma_{\text{план}} - \Pi_{\text{план}}) - (\Gamma_{\text{факт}} - \Pi_{\text{факт}}), \text{ где:}$$

Д – дисбаланс, совершенный субъектом балансирующего рынка электрической энергии за час операционных суток в зоне балансирования, в кВт*ч (округляется до целых);

$$(\Gamma_{\text{план}} - \Pi_{\text{план}})$$

– плановое сальдо генерации-потребления субъекта балансирующего рынка электрической энергии за данный час операционных суток, соответствующее его объектам генерации-потребления, расположенным в данной зоне балансирования, в кВт*ч (округляется до целых);

$$(\Gamma_{\text{факт}} - \Pi_{\text{факт}})$$

– фактическое сальдо генерации-потребления субъекта балансирующего рынка электрической энергии за данный час операционных суток, соответствующее его объектам генерации-потребления, расположенным в данной зоне балансирования, в кВт*ч (округляется до целых);

$$\Gamma_{\text{план}}$$

– значение производства электроэнергии субъекта балансирующего рынка электрической энергии, утвержденное системным оператором для данного часа операционных суток в почасовом суточном графике производства-потребления электрической энергии, соответствующее его объектам генерации-потребления, расположенным в данной зоне балансирования, в кВт*ч (округляется до целых);

$$\Pi_{\text{план}}$$

– значение потребления электроэнергии субъекта балансирующего рынка электрической энергии, утвержденное системным оператором для данного часа операционных суток в почасовом суточном графике производства-потребления электрической энергии, соответствующее его объектам генерации-потребления, расположенным в данной зоне балансирования, в кВт*ч (округляется до целых);

$$\Gamma_{\text{факт}}$$

– фактическое за данный час операционных суток значение производства электрической энергии субъекта балансирующего рынка электрической энергии, соответствующее его объектам генерации-потребления, расположенным в данной зоне балансирования, в кВт*ч (округляется до целых);

$$\Pi_{\text{факт}}$$

– фактическое за данный час операционных суток значение потребления электрической энергии субъекта балансирующего рынка электрической энергии, соответствующее его объектам генерации-потребления, расположенным в данной зоне балансирования, в кВт*ч (округляется до целых).

При этом дисбалансы субъектов, имеющих лицензию на энергоснабжение, рассчитываются отдельно по объектам генерации-потребления, участвующим в покупке электрической энергии в целях энергоснабжения (далее – дисбаланс ЭСО), и по остальным объектам генерации-потребления (далее — дисбаланс РЭК).

Дисбалансы объектов генерации-потребления субъектов, включенных в перечень получателей инвестиционного тарифа, в период действия соответствующего инвестиционного тарифа рассчитываются отдельно от дисбалансов других объектов генерации-потребления этого субъекта (далее – получателей инвестиционного тарифа).

Дисбалансы объектов генерации-потребления субъектов, включенных в перечень получателей межправительственного тарифа, в период действия соответствующего межправительственного тарифа рассчитываются отдельно от дисбалансов других объектов генерации-потребления этого субъекта (далее – получатели межправительственного тарифа).";

пункты 87, 88 и 88-1 изложить в новой редакции:

"87. Энергопроизводящие организации, работающие под управлением системы АРЧМ, а также энергопроизводящие организации использующие возобновляемые источники энергии, имеющие в своем составе системы накопления энергии, работающие под управлением системы АРЧМ, продают свои отрицательные дисбалансы, вызванные действием системы АРЧМ, РЦ БРЭ по цене, определяемой в следующем порядке:

$$Ц_{АРЧМ(-)} = Ц_{ПТВЭЭ(-)} \cdot m + Ц_{ПТ} \cdot 1,3 \cdot l, \text{ где:}$$

$Ц_{АРЧМ(-)}$

– цена продажи субъектом отрицательного дисбаланса, вызванного АРЧМ, тенге/кВт*ч, округляется до сотых;

$Ц_{ПТВЭЭ(-)}$

– предельный тариф на балансирующую электроэнергию, в тенге/кВт*ч, округляется до сотых;

$Ц_{ПТ}$

– предельный тариф энергопроизводящей организации работающей под управлением системы АРЧМ, а также энергопроизводящей организации использующей возобновляемые источники энергии, имеющую в своем составе системы накопления энергии, работающие под управлением системы АРЧМ, совершившей отрицательный дисбаланс в данный час в зоне балансирования, в тенге/кВт*ч, округляется до сотых;

m, l – безразмерный коэффициент, который принимает следующие значения:

$m=1$, если в одном или двух часах предшествующих расчетному данным субъектом не был совершен отрицательный дисбаланс, вызванный АРЧМ, а также если направление этого часа было на повышение;

$m=0$, если в предыдущие два часа предшествующих расчетному данным субъектом был совершен отрицательный дисбаланс, вызванный АРЧМ или направление действующего часа было на понижение;

$l=0$, если $m=1$;

$l=1$, если $m=0$.

Энергопроизводящие организации, работающие под управлением системы АРЧМ, а также энергопроизводящие организации использующие возобновляемые источники энергии, имеющие в своем составе системы накопления энергии, работающие под управлением системы АРЧМ, покрывают все свои положительные дисбалансы, вызванные действием системы АРЧМ, посредством покупки балансирующей электрической энергии у РЦ БРЭ по цене равной 0,01 тенге/кВт*ч.

Данный пункт не распространяется на победителей аукционных торгов по отбору проекта по строительству нового объекта по использованию возобновляемых источников энергии, системы накопления электрической энергии которых работают под управлением системы АРЧМ.

88. Энергопередающие организации продают РЦ БРЭ отрицательные дисбалансы, по ценам, определяемым по следующим формулам:

$$C_{(-)}^{РЭК} = C_{\text{прогн.ч.}}^{ЕЗ} \cdot k, \text{ где:}$$

,

$$C_{(-)}^{РЭК}$$

- цена покупки РЦ БРЭ отрицательных дисбалансов, в зоне балансирования за час суток, тенге/кВт*ч, (округляется до сотых);

$$C_{\text{прогн.ч.}}^{ЕЗ}$$

– прогнозная базовая цена единого закупщика, на данный час суток, тенге/кВт*ч;

k

– безразмерный коэффициент, который принимает следующие значения:

$$\text{если } \left| \frac{\Delta_{(-)}^{\text{РЭК}}}{(\Gamma_{\text{план}} - \Pi_{\text{план}})} \right| > 0,2, \text{ то } k=0,7;$$

$$\text{если } \left| \frac{\Delta_{(-)}^{\text{РЭК}}}{(\Gamma_{\text{план}} - \Pi_{\text{план}})} \right| \leq 0,2, \text{ то } k=1;$$

$$\text{если } (\Gamma_{\text{план}} - \Pi_{\text{план}}) = 0, \text{ то } k=0,7, \text{ где:}$$

$\Delta_{(-)}^{\text{РЭК}}$

- объем отрицательного дисбаланса, совершенный энергопередающей организацией, в зоне балансирования, кВт*ч (округляется до целых);

$(\Gamma_{\text{план}} - \Pi_{\text{план}})$

– плановое сальдо генерации-потребления энергопередающей организации за данный час операционных суток, соответствующее его объектам генерации-потребления, расположенным в данной зоне балансирования, в кВт*ч (округляется до целых).

Энергопередающие организации покрывают свои положительные дисбалансы, посредством покупки балансирующей электроэнергии у РЦ БРЭ по следующей формуле:

$$\text{Ц}_{(+)}^{\text{РЭК}} = \text{Ц}_{\text{прогн.ч.}}^{\text{ЕЗ}} \cdot k, \text{ где:}$$

$\text{Ц}_{(+)}^{\text{РЭК}}$

– цена продажи РЦ БРЭ положительных дисбалансов, в зоне балансирования за час суток, тенге/кВт*ч, (округляется до сотых);

$\text{Ц}_{\text{прогн.ч.}}^{\text{ЕЗ}}$

– прогнозная базовая цена единого закупщика, на данный час суток, тенге/кВт*ч;

k

– безразмерный коэффициент, который принимает следующие значения:

если $\left| \frac{\Delta_{(+)}^{РЭК}}{(\Gamma_{\text{план}} - \Pi_{\text{план}})} \right| > 0,2$, то $k=1,3$;
 если $\left| \frac{\Delta_{(+)}^{РЭК}}{(\Gamma_{\text{план}} - \Pi_{\text{план}})} \right| \leq 0,2$, то $k=1$;
 если $|\Gamma_{\text{план}} - \Pi_{\text{план}}| = 0$, то $k=1,3$, где:

$\Delta_{(+)}^{РЭК}$

- объем положительного дисбаланса, совершенный энергопередающей организацией, в зоне балансирования, кВт*ч (округляется до целых);

$(\Gamma_{\text{план}} - \Pi_{\text{план}})$

– плановое сальдо генерации-потребления энергопередающей организации за данный час операционных суток, соответствующее его объектам генерации-потребления, расположенным в данной зоне балансирования, в кВт*ч (округляется до целых).

Для системного оператора, энергопередающих организаций, осуществляющих эксплуатацию межрегиональных и (или) линий электропередачи, подстанций, распределительных устройств напряжением 220 киловольт и выше, построенных на основании договоров государственно-частного партнерства, концессионных соглашений, подключенным к национальной электрической сети, продают свои отрицательные дисбалансы РЦ БРЭ и покрывают свои положительные дисбалансы посредством покупки у РЦ БРЭ балансирующей электроэнергии в соответствующих объемах по прогнозной базовой цене единого закупщика, значение безразмерного коэффициента равна единице.

Данный пункт не распространяется на регулирующие дисбалансы, дисбалансы ЭСО, а также на дисбалансы энергопередающих организаций, которые заключили договор передачи ответственности с другими субъектами.

88-1. Доходы энергопередающих организаций от продажи отрицательных дисбалансов, возникшие в зоне балансирования за данный час суток, определяются по следующей формуле:

$$S_{(-)ч}^{РЭК} = |\Delta_{(-)ч}^{РЭК} * Ц_{(-)}^{РЭК}|, \text{ где:}$$

$S_{(-)ч}^{РЭК}$

– сумма, оплачиваемая РЦ БРЭ энергопередающей организации, за отрицательный дисбаланс, купленный в зоне балансирования за данный час суток, в тенге (округляется до сотых);

$$\Delta_{(-)ч}^{РЭК}$$

– отрицательный дисбаланс энергопередающей организации, в зоне балансирования за час суток, в кВт*ч;

$$\Pi_{(-)}^{РЭК}$$

– цена покупки РЦ БРЭ отрицательных дисбалансов энергопередающей организации, в зоне балансирования за час суток, согласно пункту 88 настоящих Правил, в тенге/кВт*ч, (округляется до сотых);

Затраты энергопередающих организаций, возникшие в зоне балансирования за данный час суток, определяются по следующей формуле:

$$S_{(+)\ч}^{РЭК} = |\Delta_{(+)\ч}^{РЭК} * \Pi_{(+)}^{РЭК}|, \text{ где:}$$

$$S_{(+)\ч}^{РЭК}$$

– сумма, оплачиваемая энергопередающей организацией РЦ БРЭ, за балансирующую электрическую энергию, купленную для покрытия положительного дисбаланса, в зоне балансирования за данный час суток, в тенге (округляется до сотых);

$$\Delta_{(+)\ч}^{РЭК}$$

– положительный дисбаланс энергопередающей организации, в зоне балансирования за час суток, в кВт*ч;

$$\Pi_{(+)}^{РЭК}$$

– цена продажи РЦ БРЭ положительных дисбалансов, в зоне балансирования за час суток, согласно пункту 88 настоящих Правил, тенге/кВт*ч, (округляется до сотых).

Данный пункт не распространяется на регулирующие дисбалансы, дисбалансы ЭСО, а также на дисбалансы энергопередающих организаций, которые заключили договор передачи ответственности с другими субъектами.";

дополнить пунктом 88-2 следующего содержания:

"88-2. Доходы субъектов от продажи отрицательных дисбалансов, совершенных гидроэлектростанциями в период проведения природоохранных попусков воды, в зоне балансирования за данный час суток, определяются по следующей формуле:

$$S_{(-)\ч}^{ГЭС} = |\Delta_{(-)\ч}^{ГЭС} * \Pi_{(-)}^{ГЭС}|, \text{ где:}$$

$$S_{(-)ч}^{ГЭС}$$

– сумма, оплачиваемая РЦ БРЭ субъекту за отрицательный дисбаланс, совершенный гидроэлектростанциями в период проведения природоохранных попусков воды, в зоне балансирования за данный час суток, в тенге (округляется до сотых);

$$\Delta_{(-)ч}^{ГЭС}$$

– отрицательный дисбаланс, совершенный в период проведения природоохранных попусков воды, в зоне балансирования за данный час суток, в кВт*ч;

$$Ц_{(-)}^{ГЭС}$$

– действующий на дату расчета предельный тариф субъекта, в состав которого входят гидроэлектростанции, вырабатывающие электрическую энергию в период проведения природоохранных попусков воды, в тенге/кВт*ч, (округляется до сотых);

Затраты субъектов от покупки балансирующей электрической энергии для покрытия положительных дисбалансов, совершенных гидроэлектростанциями в период проведения природоохранных попусков воды, в зоне балансирования за данный час суток, определяются по следующей формуле:

$$S_{(+)ч}^{ГЭС} = |\Delta_{(+)ч}^{ГЭС} * Ц_{(+)}^{ГЭС}|, \text{ где:}$$

$$S_{(+)ч}^{ГЭС}$$

– сумма, оплачиваемая субъектом в адрес РЦ БРЭ за балансирующую электрическую энергию, купленную для покрытия положительного дисбаланса, совершенного гидроэлектростанциями в период проведения природоохранных попусков воды, в зоне балансирования за данный час суток, в тенге (округляется до сотых);

$$\Delta_{(+)ч}^{ГЭС}$$

– положительный дисбаланс, совершенный в период проведения природоохранных попусков воды, в зоне балансирования за данный час суток, в кВт*ч;

$$Ц_{(+)}^{ГЭС}$$

– действующий на дату расчета предельный тариф субъекта, в состав которого входят гидроэлектростанции, вырабатывающие электрическую энергию в период проведения природоохранных попусков воды, в тенге/кВт*ч, (округляется до сотых);

Данный пункт не распространяется на регулирующие дисбалансы.";

пункты 90, 91, 92, 93, 94, 95 и 96 изложить в новой редакции:

"90. Цена, по которой РЦ БРЭ покупает у субъекта отрицательный дисбаланс, проданный в зоне балансирования за час суток, определенный как час на повышение, рассчитывается РЦ БРЭ по следующей формуле:

$$Ц_{(-)}^{\uparrow} = Ц_{\text{собст.}} \cdot k, \text{ где:}$$

$$Ц_{(-)}^{\uparrow}$$

- цена покупки РЦ БРЭ отрицательных дисбалансов, в зоне балансирования за час суток, определенный как час на повышение, тенге/кВт*ч, (округляется до сотых);

$$Ц_{\text{собст.}}$$

– цена продажи дисбалансов, которая определяется в следующем порядке:

1) для субъекта с утвержденным уполномоченным органом предельным тарифом на продажу электрической энергии, для провайдера баланса, являющегося субъектом с утвержденным уполномоченным органом предельным тарифом на продажу электрической энергии, а также для провайдера баланса заключившего договор передачи ответственности с субъектом с утвержденным уполномоченным органом предельным тарифом на продажу электрической энергии (за исключением единого закупщика электрической энергии) - приравнивается к утвержденному тарифу на продажу электрической энергии данной энергопроизводящей организации, тенге/кВт*ч (округляется до сотых);

1-1) для субъекта, имеющего лицензию на энергоснабжение, приравнивается к цене на покупку электрической энергии, указанной на данный час для данного субъекта в списке получателей адресной поддержки. При отсутствии субъекта, имеющего лицензию на энергоснабжение в списке получателей адресной поддержки, приравнивается к прогнозной базовой цене единого закупщика, тенге/кВт*ч (округляется до сотых);

1-2) для субъекта, являющегося получателем инвестиционного тарифа, приравнивается к прогнозному инвестиционному тарифу данного субъекта;

1-3) для субъекта, являющегося получателем межправительственного тарифа приравнивается к минимальной из величин: к прогнозному межправительственному тарифу или прогнозной базовой цене единого закупщика;

2) для всех остальных субъектов, приравнивается к прогнозной базовой цене единого закупщика, тенге/кВт*ч (округляется до сотых);

$$k$$

– безразмерный коэффициент, который принимает следующие значения:

если $\left| \frac{\Delta_{\text{Д}}^{\uparrow} - \Delta_{\text{РД}}^{\uparrow}}{(\Gamma_{\text{план}} - \Pi_{\text{план}})} \right| > 0,2$, то $k=0,7$;

если $\left| \frac{\Delta_{\text{Д}}^{\uparrow} - \Delta_{\text{РД}}^{\uparrow}}{(\Gamma_{\text{план}} - \Pi_{\text{план}})} \right| \leq 0,2$, то $k=1$;

если $|\Gamma_{\text{план}} - \Pi_{\text{план}}| = 0$, то $k=0,7$, где:

$\Delta_{\text{Д}}^{\uparrow}$

– объем положительного или отрицательного дисбаланса, совершенный субъектом, в том числе заключившим договор передачи ответственности с провайдером баланса, в зоне балансирования в часе на повышение, кВт*ч (округляется до целых);

$\Delta_{\text{РД}}^{\uparrow}$

– объем регулирующего дисбаланса, в зоне балансирования в часе на повышение, кВт*ч (округляется до целых);

$(\Gamma_{\text{план}} - \Pi_{\text{план}})$

- плановое сальдо генерации-потребления субъекта за данный час операционных суток, соответствующее его объектам генерации-потребления, расположенным в данной зоне балансирования, в кВт*ч (округляется до целых).

Данный пункт не распространяется на дисбалансы энергопередающих организаций (за исключением энергопередающих организаций, заключивших договор передачи ответственности с провайдером баланса и дисбалансы ЭСО), а также на регулирующие дисбалансы субъектов.

Цена продажи дисбаланса, сложившаяся в результате алгебраического суммирования положительных и отрицательных дисбалансов совершенных объектами энергопроизводящих организаций, использующих возобновляемые источники энергии, имеющих заключенные долгосрочные договоры купли-продажи электрической энергии и договоры передачи ответственности с единым закупщиком и (или) расчетно-финансовым центром (далее - дисбаланс единого закупщика), рассчитанная в соответствии с настоящим пунктом, корректируется с учетом пункта 98-3 настоящих Правил.

91. Сумма, оплачиваемая РЦ БРЭ субъекту за отрицательный дисбаланс, проданный в зоне балансирования за час суток, определенный как час на повышение, рассчитывается РЦ БРЭ по следующей формуле:

$$S_{\text{ч}}^{(\uparrow)} = \Pi_{(-)}^{\uparrow} \cdot \Delta_{\text{ч}(-)}^{(\uparrow)}, \text{ где:}$$

$S_{\text{ч}}^{(\uparrow)}$

– сумма, оплачиваемая РЦ БРЭ субъекту за отрицательный дисбаланс, проданный в зоне балансирования за данный час суток, определенный как час на повышение, в тенге (округляется до сотых);

 $\text{Ц}_{(-)}^{\uparrow}$

– цена покупки РЦ БРЭ отрицательных дисбалансов, в зоне балансирования за данный час суток, определенный как час на повышение, определенная в соответствии с пунктом 90 настоящих Правил, тенге/кВт*ч (округляется до сотых);

 $\Delta_{\text{ч}(-)}^{(\uparrow)}$

– значение (модуль) отрицательного дисбаланса, совершенного субъектом в зоне балансирования за данный час суток, определенный как час на повышение, в кВт*ч (округляется до целых).

Данный пункт не распространяется на энергопередающие организации (за исключением энергопередающих организаций, заключивших договор передачи ответственности с провайдером баланса и на дисбалансы ЭСО), а также на регулирующие дисбалансы.

Стоимость продажи отрицательных дисбалансов единого закупщика, рассчитанная в соответствии с настоящим пунктом, корректируется с учетом пункта 98-3 настоящих Правил.

92. Цена, по которой субъект оплачивает РЦ БРЭ за балансирующую электроэнергию для покрытия положительного дисбаланса купленную в зоне балансирования за час суток, определенный как час на повышение, рассчитывается РЦ БРЭ по следующей формуле:

$$\text{Ц}_{\text{ч}(+)}^{(\uparrow)} = \left(\frac{\sum_{i=1}^n (S_{\text{бээ},i}) + (S_{\text{бээ}}^{\text{CO}} \cdot k - S_{\text{ОД}}^{\text{CO}}) + \sum_{s=1}^r S_{\text{ч}(-)s}^{\uparrow} - S_{\text{ч}}^{\text{РЦ}}}{\Delta_{\text{ч}(+)}^{\text{РК}} - \Delta_{\text{ч}(+) \Sigma}^{\text{РЭК}} - \Delta_{\text{ч}(+) \Sigma}^{\text{АРЧМ}} - \Delta_{\text{ч}(+) \Sigma}^{\text{АВАР}} - \Delta_{\text{ч}(+) \Sigma}^{\text{ГЭС}}} \right) \cdot m + (\text{Ц}_{\text{собст.}} \cdot 1,3) \cdot n, \text{ где:}$$

 $\text{Ц}_{\text{ч}(+)}^{(\uparrow)}$

– цена, по которой субъект оплачивает РЦ БРЭ за балансирующую электроэнергию для покрытия положительного дисбаланса, купленную в зоне балансирования за час суток, определенный как час на повышение, в тенге/кВт*ч (округляется до сотых);

 $\sum_{i=1}^n$

- сумма по i ;

I – порядковый номер, изменяющийся от 1 до n ;

n – количество субъектов, продавших РЦ БРЭ балансирующую электроэнергию в зоне балансирования за данный час суток;

$S_{бээ.i}$

– сумма, оплачиваемая РЦ БРЭ i -му субъекту за балансирующую электроэнергию, проданную в зоне балансирования за данный час суток, в тенге (округляется до сотых);

$S_{бээ}^{CO}$

– сумма, оплачиваемая РЦ БРЭ системному оператору за балансирующую электроэнергию, проданную в зоне балансирования за данный час суток (округляется до сотых), в тенге (приравнивается к нулю, если за этот час системный оператор не продавал балансирующей электроэнергии);

k – безразмерный коэффициент, принимающий следующие значения:

1) $k = 3$, если рассматриваемый час является не контрольным, согласно договору о параллельной работе электроэнергетических систем Республики Казахстан и Российской Федерации;

2) $k = 1$, если рассматриваемый час является контрольным, согласно договору о параллельной работе электроэнергетических систем Республики Казахстан и Российской Федерации.

S_{OD}^{CO}

– сумма, оплачиваемая системным оператором РЦ БРЭ за отрицательный дисбаланс, купленный в зоне балансирования за данный час суток (округляется до сотых), в тенге (приравнивается к нулю, если за этот час системный оператор не покупал отрицательный дисбаланс);

$\sum_{s=1}^r S_{ч(-)s}^{\uparrow}$

– сумма по s ;

s – порядковый номер начиная с 1 до r ;

r – количество субъектов, совершивших отрицательный дисбаланс;

$S_{ч(-)s}^{(\uparrow)}$

– сумма, оплачиваемая РЦ БРЭ s -му субъекту за отрицательный дисбаланс, купленную в зоне балансирования за час суток, определенный как час на повышение, согласно пункту 91 настоящих Правил, в тенге (округляется до сотых);

$$S_{\text{ч}}^{\text{РЦ}}$$

– затраты (доходы) РЦ БРЭ, возникшие в зоне балансирования за данный час суток (округляется до сотых), в тенге (принимает как положительные, так и отрицательные значения) согласно приложению № 8 к настоящим Правилам;

$$\Delta_{\text{ч}(+)}^{\text{РК}}$$

– сумма всех положительных дисбалансов, совершенных субъектами в зоне балансирования за данный час, в кВт*ч (округляется до целых);

$$\Delta_{\text{ч}(+)\Sigma}^{\text{РЭК}}$$

– сумма всех положительных дисбалансов, совершенных энергопередающими организациями в зоне балансирования за данный час, за исключением положительных дисбалансов ЭСО и положительных дисбалансов, совершенных энергопередающими организациями, заключившими договор передачи ответственности с другими субъектами, в кВт*ч (округляется до целых);

$$\Delta_{\text{ч}(+)\Sigma}^{\text{АРЧМ}}$$

– сумма всех положительных дисбалансов субъектов, работающих под управлением системы АРЧМ, вызванных воздействием данной системы АРЧМ в зоне балансирования за данный час, в кВт*ч (округляется до целых).

$$\Delta_{\text{ч}(+)\Sigma}^{\text{АВАР}}$$

– сумма всех положительных дисбалансов, совершенных субъектами, исполнявшими команды системного оператора в зоне балансирования за данный час при режиме "Авария", в кВт*ч (округляется до целых);

$$\Delta_{\text{ч}(+)\Sigma}^{\text{ГЭС}}$$

- сумма всех положительных дисбалансов, совершенных субъектами, в состав которых входят гидроэлектростанции вырабатывающие электрическую энергию в период проведения природоохранных попусков воды в зоне балансирования за данный час, в кВт*ч (округляется до целых). В период, когда природоохранные попуски не проводятся

$$\Delta_{\text{ч}(+)\Sigma}^{\text{ГЭС}} = 0;$$

$$C_{\text{собст.}}$$

– цена покупки дисбалансов, которая определяется в следующем порядке:

1) для субъекта с утвержденным уполномоченным органом предельным тарифом на продажу электрической энергии, для провайдера баланса, являющегося субъектом с утвержденным уполномоченным органом предельным тарифом на продажу электрической энергии, а также для провайдера баланса заключившего договор передачи ответственности с субъектом с утвержденным уполномоченным органом предельным тарифом на продажу электрической энергии (за исключением единого закупщика электрической энергии) - приравнивается к утвержденному тарифу на продажу электрической энергии данной энергопроизводящей организации, тенге/кВт*ч (округляется до сотых);

1-1) для субъекта, имеющего лицензию на энергоснабжение приравнивается к цене на покупку электрической энергии, указанной на данный час для данного субъекта в списке получателей адресной поддержки. При отсутствии субъекта, имеющего лицензию на энергоснабжение в списке получателей адресной поддержки, приравнивается к прогнозной базовой цене единого закупщика, тенге/кВт*ч (округляется до сотых);

1-2) для субъекта, являющегося получателем инвестиционного тарифа, приравнивается к прогнозному инвестиционному тарифу данного субъекта;

1-3) для субъекта, являющегося получателем межправительственного тарифа, приравнивается к максимальной из величин: к прогнозному межправительственному тарифу или прогнозной базовой цене единого закупщика;

2) для всех остальных субъектов, приравнивается к прогнозной базовой цене единого закупщика, тенге/кВт*ч (округляется до сотых);

m, n – безразмерные коэффициенты, которые принимают следующие значения:

$$m=0; n=1, \text{ при } \frac{\sum_{i=1}^n (S_{бээ,i}^{CO}) + (S_{бээ}^{CO} \cdot k - S_{ОД}^{CO}) + S_{ч}^{(1)} - S_{ч}^{PЦ}}{\Delta_{ч(+)}^{PK} - \Delta_{ч(+)}^{PЭК} - \Delta_{ч(+)}^{APЧМ} - \Delta_{ч(+)}^{ABAP} - \Delta_{ч(+)}^{ГЭС}} < C_{\text{собст.}} \cdot 1,3,$$

$$m=1; n=0, \text{ при } \frac{\sum_{i=1}^n (S_{бээ,i}^{CO}) + (S_{бээ}^{CO} \cdot k - S_{ОД}^{CO}) + S_{ч}^{(1)} - S_{ч}^{PЦ}}{\Delta_{ч(+)}^{PK} - \Delta_{ч(+)}^{PЭК} - \Delta_{ч(+)}^{APЧМ} - \Delta_{ч(+)}^{ABAP} - \Delta_{ч(+)}^{ГЭС}} \geq C_{\text{собст.}} \cdot 1,3,$$

При отрицательном значении

$$C_{ч(+)}^{(1)}$$

или при значении

$$C_{ч(+)}^{(1)}$$

равной нулю, данное значение приравнивается к 0,01 тенге/кВт*ч.

Данный пункт не распространяется на энергопередающие организации (за исключением энергопередающих организаций, заключивших договор передачи ответственности с провайдером баланса и на дисбалансы ЭСО), а также на регулирующие дисбалансы.

93. Сумма, которую субъект оплачивает РЦ БРЭ за балансирующую электроэнергию для покрытия положительного дисбаланса, купленную в зоне балансирования за час суток, определенный как час на повышение, рассчитывается РЦ БРЭ по следующей формуле:

$$S_{ч(+)}^{(T)} = C_{ч(+)}^{\uparrow} \cdot \Delta_{ч(+)}^{(T)}, \text{ где:}$$

$$S_{ч(+)}^{(T)}$$

– сумма, которую субъект оплачивает РЦ БРЭ за балансирующую электроэнергию для покрытия положительного дисбаланса, купленную в зоне балансирования за час суток, определенный как час на повышение, в тенге (округляется до сотых);

$$C_{ч(+)}^{\uparrow}$$

– цена, по которой субъект оплачивает РЦ БРЭ за балансирующую электроэнергию для покрытия положительного дисбаланса, рассчитанная в соответствии с пунктом 92 настоящих Правил, в тенге/кВт*ч (округляется до сотых);

$$\Delta_{ч(+)}^{(T)}$$

– значение положительного дисбаланса, совершенного субъектом в зоне балансирования за данный час суток, определенный как час на повышение, в кВт*ч (округляется до целых).

Данный пункт не распространяется на энергопередающие организации (за исключением энергопередающих организаций, заключивших договор передачи ответственности с провайдером баланса и на дисбалансы ЭСО), а также на регулирующие дисбалансы.

94. Цена, по которой субъект оплачивает РЦ БРЭ за балансирующую электроэнергию (для покрытия положительного дисбаланса), купленную в зоне балансирования за час суток, определенный как час на понижение, рассчитывается РЦ БРЭ по следующей формуле:

$$C_{ч(+)}^{\downarrow} = C_{\text{собст.}} \cdot k, \text{ где:}$$

$$C_{ч(+)}^{\downarrow}$$

– цена покупки субъектом балансирующей электрической энергии (для покрытия положительного дисбаланса), купленную в зоне балансирования за час суток, определенный как час на понижение, тенге/кВт*ч округляется до сотых);

$C_{\text{собст.}}$

– цена покупки дисбалансов, которая определяется в следующем порядке:

1) для субъекта с утвержденным уполномоченным органом предельным тарифом на продажу электрической энергии, для провайдера баланса, являющегося субъектом с утвержденным уполномоченным органом предельным тарифом на продажу электрической энергии, а также для провайдера баланса заключившего договор передачи ответственности с субъектом с утвержденным уполномоченным органом предельным тарифом на продажу электрической энергии (за исключением единого закупщика электрической энергии) - приравнивается к утвержденному тарифу на продажу электрической энергии данной энергопроизводящей организации, тенге/кВт*ч (округляется до сотых);

1-1) для субъекта, имеющего лицензию на энергоснабжение приравнивается к цене на покупку электрической энергии, указанной на данный час для данного субъекта в списке получателей адресной поддержки. При отсутствии субъекта, имеющего лицензию на энергоснабжение в списке получателей адресной поддержки, приравнивается к прогнозной базовой цене единого закупщика электрической энергии, тенге/кВт*ч (округляется до сотых);

1-2) для субъекта, являющимся получателем инвестиционного тарифа, приравнивается к прогнозируемому инвестиционному тарифу данного субъекта;

1-3) для субъекта, являющегося получателем межправительственного тарифа, приравнивается к максимальной из величин: к прогнозируемому межправительственному тарифу или прогнозной базовой цене единого закупщика;

2) для всех остальных субъектов, приравнивается к прогнозной базовой цене единого закупщика, тенге/кВт*ч (округляется до сотых);

k

– безразмерный коэффициент, который принимает следующие значения:

если $\left| \frac{\Delta_{\text{д}}^{\downarrow} - \Delta_{\text{рд}}^{\downarrow}}{(\Gamma_{\text{план}} - \Pi_{\text{план}})} \right| > 0,2$, то $k=1,3$;

если $\left| \frac{\Delta_{\text{д}}^{\downarrow} - \Delta_{\text{рд}}^{\downarrow}}{(\Gamma_{\text{план}} - \Pi_{\text{план}})} \right| \leq 0,2$, то $k=1$;

если $|\Gamma_{\text{план}} - \Pi_{\text{план}}| = 0$, то $k=1,3$, где:

$\Delta_{\text{д}}^{\downarrow}$

– объем положительного или отрицательного дисбаланса, совершенный субъектом, в том числе заключившим договор передачи ответственности с провайдером баланса, в зоне балансирования в часе на понижение, кВт*ч (округляется до целых);

$\Delta_{\text{рл}}^{\downarrow}$

– объем регулирующего дисбаланса, в зоне балансирования в часе на понижение;

$(\Gamma_{\text{план}} - \Pi_{\text{план}})$

– плановое сальдо генерации-потребления субъекта за данный час операционных суток, соответствующее его объектам генерации-потребления, расположенным в данной зоне балансирования, в кВт*ч (округляется до целых).

Данный пункт не распространяется на энергопередающие организации (за исключением энергопередающих организаций, заключивших договор передачи ответственности с провайдером баланса и на дисбалансы ЭСО), а также на регулирующие дисбалансы.

95. Сумма, оплачиваемая субъектом РЦ БРЭ за балансирующую электроэнергию (для покрытия положительного дисбаланса), купленную в зоне балансирования за час суток, определенный как час на понижение, рассчитывается РЦ БРЭ по следующей формуле:

$$S_{\text{ч}}^{(\downarrow)} = C_{\text{ч}(+)}^{\downarrow} \cdot \Delta_{\text{ч}(+)}^{(\downarrow)}, \text{ где:}$$

$S_{\text{ч}}^{(\downarrow)}$

– сумма, оплачиваемая субъектом за балансирующую электрическую энергию (для покрытия положительного дисбаланса), купленную в зоне балансирования за час суток, определенный как час на понижение, в тенге (округляется до сотых);

$C_{\text{ч}(+)}^{\downarrow}$

– цена покупки субъекта за балансирующую электроэнергию (для покрытия положительного дисбаланса), купленную в зоне балансирования за час суток, определенный как час на понижение, рассчитанная согласно пункту 94 настоящих Правил, в тенге/кВт*ч округляется до сотых);

$\Delta_{\text{ч}(+)}^{(\downarrow)}$

– значение (модуль) положительного дисбаланса, совершенного субъектом в зоне балансирования за данный час суток, определенный как час на понижение, в кВт*ч (округляется до целых).

Данный пункт не распространяется на энергопередающие организации (за исключением энергопередающих организаций, заключивших договор передачи ответственности с провайдером баланса и на дисбалансы ЭСО), а также на регулирующие дисбалансы.

96. Цена, по которой РЦ БРЭ покупает у субъекта отрицательный дисбаланс, проданный в зоне балансирования за час суток, определенный как час на понижение, рассчитывается РЦ БРЭ по следующей формуле:

$$Ц_{ч(-)}^{(↓)} = \left(\frac{\sum_{i=1}^n (S_{одi}) + (S_{од}^{CO} - S_{бээ}^{CO}) + \sum_{s=1}^r S_{ч(+)}^s + S_{ч}^{PЦ}}{\Delta_{ч(-)}^{PK} - \Delta_{ч(-)\Sigma}^{PЭК} - \Delta_{ч(-)\Sigma}^{APЧМ} - \Delta_{ч(-)\Sigma}^{ABAP} - \Delta_{ч(-)\Sigma}^{ДК} - \Delta_{ч(-)\Sigma}^{ГЭС}} \right) \cdot m + (Ц_{собст.} \cdot 0,7) \cdot n, \text{ где:}$$

$Ц_{ч(-)}^{(↓)}$

– цена, по которой РЦ БРЭ покупает у субъекта отрицательный дисбаланс, проданный в зоне балансирования за час суток, определенный как час на понижение, в тенге/кВт*ч (округляется до сотых);

$S_{одi}$

- сумма, оплачиваемая i-м субъектом РЦ БРЭ за отрицательный дисбаланс, купленный в зоне балансирования за данный час суток, в тенге (округляется до сотых);

$\sum_i^n = 1$ – сумма по i;

i – порядковый номер, изменяющийся от 1 до n;

n – количество субъектов, купивших у РЦ БРЭ отрицательные дисбалансы в зоне балансирования за данный час суток;

$S_{од}^{CO}$

– сумма, оплачиваемая системным оператором РЦ БРЭ за отрицательный дисбаланс, купленный в зоне балансирования за данный час суток (округляется до сотых), в тенге (приравнивается к нулю, если за этот час системный оператор не покупал отрицательного дисбаланса);

$S_{бээ}^{CO}$

- сумма, оплачиваемая РЦ БРЭ системному оператору за балансирующую электроэнергию, проданную в зоне балансирования за данный час суток (округляется до сотых), в тенге (приравнивается к нулю, если за этот час системный оператор не продавал балансирующей электроэнергии);

$$\sum_{s=1}^r$$

- сумма по s;

s – порядковый номер начиная с 1 до r;

r – количество субъектов, совершивших положительный дисбаланс;

$$S_{ч(+)}^{\downarrow s}$$

– сумма, оплачиваемая s-ным субъектом РЦ БРЭ за положительный дисбаланс, купленную в зоне балансирования за час суток, определенный как час на понижение, согласно пункту 95 настоящих Правил, в тенге (округляется до сотых);

$$S_{ч}^{\text{РЦ}}$$

– затраты (доходы) РЦ БРЭ, возникшие в зоне балансирования за данный час суток (округляется до сотых), в тенге (принимает как положительные, так и отрицательные значения) согласно приложению № 8 к настоящим Правилам;

$$\Delta_{ч(-)}^{\text{РК}}$$

– модуль суммы всех отрицательных дисбалансов, совершенных субъектами в зоне балансирования за данный час, в кВт*ч (округляется до целых);

$$\Delta_{ч(-).Э}^{\text{РЭК}}$$

– модуль суммы всех отрицательных дисбалансов, совершенных энергопередающими организациями в зоне балансирования за данный час, за исключением отрицательных дисбалансов ЭСО и отрицательных дисбалансов, совершенных энергопередающими организациями, заключившими договор передачи ответственности с другими субъектами, в кВт*ч (округляется до целых);

$$\Delta_{ч(-).Э}^{\text{АРЧМ}}$$

– модуль суммы всех отрицательных дисбалансов субъектов, работающих под управлением системы АРЧМ, вызванных воздействием данной системы АРЧМ в зоне балансирования за данный час, в кВт*ч (округляется до целых);

$$\Delta_{ч(-).Э}^{\text{АВАР}}$$

– модуль суммы всех отрицательных дисбалансов, совершенных субъектами, исполнявшими команды системного оператора в зоне балансирования за данный час при режиме "Авария", в кВт*ч (округляется до целых);

$$\Delta_{ч(-).Э}^{\text{ДК}}$$

– модуль суммы всех отрицательных дисбалансов, совершенных энергопроизводящими организациями, исполнявшими диспетчерские команды системного оператора на повышение генерации в зоне балансирования за данный час, в кВт*ч (округляется до целых);

$$\Delta_{\text{ч}(-)\Sigma}^{\text{ГЭС}}$$

- модуль суммы всех отрицательных дисбалансов, совершенных субъектами, в состав которых входят гидроэлектростанции вырабатывающие электрическую энергию в период проведения природоохранных попусков воды в зоне балансирования за данный час, в кВт*ч (округляется до целых). В период, когда природоохранные попуски не проводятся

$$\Delta_{\text{ч}(-)\Sigma}^{\text{ГЭС}} = 0.$$

$C_{\text{собст.}}$

– цена покупки дисбалансов, которая определяется в следующем порядке:

1) для субъектов с утвержденным уполномоченным органом предельным тарифом на продажу электрической энергии, для провайдера баланса, являющегося субъектом с утвержденным уполномоченным органом предельным тарифом на продажу электрической энергии, а также для провайдера баланса заключившего договор передачи ответственности с субъектом с утвержденным уполномоченным органом предельным тарифом на продажу электрической энергии (за исключением единого закупщика электрической энергии) - приравнивается к утвержденному тарифу на продажу электрической энергии данного субъекта, тенге/кВт*ч (округляется до сотых);

1-1) для субъекта, имеющего лицензию на энергоснабжение приравнивается к цене на покупку электрической энергии, указанной на данный час для данного субъекта в списке получателей адресной поддержки. При отсутствии субъекта, имеющего лицензию на энергоснабжение в списке получателей адресной поддержки, приравнивается к прогнозной базовой цене единого закупщика, тенге/кВт*ч (округляется до сотых).

1-2) для субъекта, являющимся получателем инвестиционного тарифа, приравнивается к прогнозному инвестиционному тарифу данного субъекта;

1-3) для субъекта, являющегося получателем межправительственного тарифа, приравнивается к минимальной из величин: к прогнозному межправительственному тарифу или прогнозной базовой цене единого закупщика;

2) для всех остальных субъектов, приравнивается к прогнозной базовой цене единого закупщика, тенге/кВт*ч (округляется до сотых);

m, n – безразмерные коэффициенты, которые принимают следующие значения:

$$m=0; n=1, \text{ при } \frac{\sum_{i=1}^n (S_{\text{ОД}i}) + (S_{\text{ОД}}^{\text{CO}} - S_{\text{бээ}}^{\text{CO}}) + S_{\text{ч}}^{(+)} + S_{\text{ч}}^{\text{PC}}}{\Delta_{\text{ч}(-)}^{\text{PK}} - \Delta_{\text{ч}(-)\Sigma}^{\text{PЭК}} - \Delta_{\text{ч}(-)\Sigma}^{\text{APЧМ}} - \Delta_{\text{ч}(-)\Sigma}^{\text{ABAP}} - \Delta_{\text{ч}(-)\Sigma}^{\text{ДК}} - \Delta_{\text{ч}(-)\Sigma}^{\text{ГЭС}}} > \text{Ц}_{\text{собст.}} \cdot 0,7,$$

$$m=1; n=0, \text{ при } \frac{\sum_{i=1}^n (S_{\text{бээ}i}) + (S_{\text{бээ}}^{\text{CO}} \cdot k - S_{\text{ОД}}^{\text{CO}}) + S_{\text{ч}}^{(+)} - S_{\text{ч}}^{\text{PC}}}{\Delta_{\text{ч}(+)}^{\text{PK}} - \Delta_{\text{ч}(+)\Sigma}^{\text{PЭК}} - \Delta_{\text{ч}(+)\Sigma}^{\text{APЧМ}} - \Delta_{\text{ч}(+)\Sigma}^{\text{ABAP}} - \Delta_{\text{ч}(-)\Sigma}^{\text{ДК}} - \Delta_{\text{ч}(-)\Sigma}^{\text{ГЭС}}} \leq \text{Ц}_{\text{собст.}} \cdot 0,7.$$

При отрицательном значении или равной нулю $\text{Ц}_{\text{ч}(-)}^{(1)}$ приравнивается к значению 0,01 тенге/кВт*ч.

Цена продажи отрицательного дисбаланса единого закупщика, рассчитанная в соответствии с настоящим пунктом, корректируется с учетом пункта 98-3 настоящих Правил.

Значение переменной $\Delta_{\text{ч}(-)\Sigma}^{\text{ДК}}$ до 31 декабря 2024 года приравнивается к нулю;

Данный пункт не распространяется на энергопередающие организации (за исключением энергопередающих организаций, заключивших договор передачи ответственности с провайдером баланса и на дисбалансы ЭСО), а также на регулирующие дисбалансы.";

пункт 98 изложить в новой редакции:

"98. Цена, по которой субъект осуществляет операции купли-продажи дисбалансов с РЦ БРЭ в зоне балансирования за час суток, определенный как час без регулирования, рассчитывается РЦ БРЭ по следующей формуле:

$$\text{Ц}^{\sim} = \text{Ц}_{\text{собст.}} \cdot (1 + m \cdot |k|), \text{ где:}$$

Ц^{\sim}

– цена купли-продажи дисбалансов субъектов в час без регулирования в зоне балансирования, тг/кВт*ч (округляется до сотых);

$\text{Ц}_{\text{собст.}}$

– собственная цена субъекта, используемая для определения цены купли-продажи дисбалансов, которая определяется в следующем порядке:

1) для субъекта балансирующего рынка с утвержденным уполномоченным органом предельным тарифом на продажу электрической энергии, для провайдера баланса, являющегося субъектом с утвержденным уполномоченным органом предельным тарифом на продажу электрической энергии, а также для провайдера баланса заключившего договор передачи ответственности с субъектом с утвержденным уполномоченным органом предельным тарифом на продажу электрической энергии (за

исключением единого закупщика электрической энергии) - приравнивается к утвержденному тарифу на продажу электрической энергии данной энергопроизводящей организации, тг/кВт*ч (округляется до сотых);

1-1) для субъекта, имеющего лицензию на энергоснабжение, приравнивается к цене на покупку электрической энергии, указанной на данный час для данного субъекта в списке получателей адресной поддержки. При отсутствии субъекта, имеющего лицензию на энергоснабжение в списке получателей адресной поддержки, приравнивается к прогнозной базовой цене единого закупщика, тенге/кВт*ч (округляется до сотых);

1-2) для субъекта, являющимся получателем инвестиционного тарифа, приравнивается к прогнозному инвестиционному тарифу данного субъекта;

1-3) для субъекта, являющегося получателем межправительственного тарифа, приравнивается к:

- минимальной из величин: к прогнозному межправительственному тарифу или прогнозной базовой цене единого закупщика – в случае отрицательного дисбаланса;

- максимальной из вышеуказанных величин – в случае положительного дисбаланса;

2) для всех остальных субъектов, приравнивается к прогнозной базовой цене единого закупщика электрической энергии, тг/кВт*ч (округляется до сотых);

k – безразмерный коэффициент, рассчитываемый по следующей формуле:

$$k = \left(\frac{x - S_{бээ}^{CO} - |S_{ч}^{PЦ}| \cdot j}{\sum_{i=1}^n \Delta_{(-)i} \cdot Ц_{собстi}} - \frac{x - S_{од}^{CO} - |S_{ч}^{PЦ}| \cdot z}{\sum_{l=1}^m \Delta_{(+)l} \cdot Ц_{собстl}} \right) \cdot \frac{1}{2}, \text{ где:}$$

x
– среднее арифметическое значение доходов и расходов РЦ БРЭ в час без регулирования, в тенге, рассчитываемое по формуле:

$$x = (\sum_{i=1}^n \Delta_{(-)i} \cdot Ц_{собстi} + \sum_{l=1}^m \Delta_{(+)l} \cdot Ц_{собстl} + S_{бээ}^{CO} + S_{од}^{CO} + |S_{ч}^{PЦ}|) \cdot \frac{1}{2}, \text{ где:}$$

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

- сумма по n;

i – порядковый номер, изменяющийся от 1 до n;

n – количество субъектов цены которых не рассчитываются в соответствии с пунктами 88, 88-2, 98-2 и 98-3 в зоне балансирования за данный час;

$$\Delta_{(-)i}$$

– модуль отрицательного дисбаланса, совершенного i -м субъектом, в зоне балансирования за данный час, кВт*ч (округляется до целых).;

$C_{\text{собст}i}$

– цена продажи отрицательных дисбалансов i -го субъекта, которая определяется в следующем порядке:

1) для субъекта с утвержденным уполномоченным органом предельным тарифом на продажу электрической энергии, для провайдера баланса, являющегося субъектом с утвержденным уполномоченным органом предельным тарифом на продажу электрической энергии, а также для провайдера баланса заключившего договор передачи ответственности с субъектом с утвержденным уполномоченным органом предельным тарифом на продажу электрической энергии (за исключением единого закупщика электрической энергии) – приравнивается к утвержденному тарифу на продажу электрической энергии данной энергопроизводящей организации, тенге/кВт*ч (округляется до сотых);

1-1) для субъекта, имеющего лицензию на энергоснабжение, приравнивается к цене на покупку электрической энергии, указанной на данный час для данного субъекта в списке получателей адресной поддержки. При отсутствии субъекта, имеющего лицензию на энергоснабжение в списке получателей адресной поддержки, приравнивается к прогнозной базовой цене единого закупщика, тенге/кВт*ч (округляется до сотых);

1-2) для субъекта, являющимся получателем инвестиционного тарифа, приравнивается к прогнозному инвестиционному тарифу данного субъекта;

1-3) для субъекта, являющегося получателем межправительственного тарифа, приравнивается к минимальной из величин: к прогнозному межправительственному тарифу или прогнозной базовой цене единого закупщика;

2) для всех остальных субъектов, приравнивается к прогнозной базовой цене единого закупщика электрической энергии, тенге/кВт*ч (округляется до сотых);

$\sum_{l=1}^m$

- сумма по m ;

1 – порядковый номер, изменяющийся от 1 до m ;

m – количество субъектов, совершивших положительный дисбаланс в зоне балансирования за данный час;

$\Delta_{(+)}i$

– положительный дисбаланс, совершенного l -м субъектом, в зоне балансирования за данный час, кВт*ч (округляется до целых);

$C_{\text{собст}}$

– цена покупки балансирующей электрической энергии для покрытия положительных дисбалансов I-го субъекта, которая определяется в следующем порядке:

1) для субъекта с утвержденным уполномоченным органом предельным тарифом на продажу электрической энергии, а также для провайдера баланса, являющегося субъектом с утвержденным уполномоченным органом предельным тарифом на продажу электрической энергии, а также для провайдера баланса заключившего договор передачи ответственности с субъектом с утвержденным уполномоченным органом предельным тарифом на продажу электрической энергии (за исключением единого закупщика электрической энергии) - приравнивается к утвержденному тарифу на продажу электрической энергии данной энергопроизводящей организации, тг/кВт*ч (округляется до сотых);

1-1) для субъекта, имеющего лицензию на энергоснабжение, приравнивается к цене на покупку электрической энергии, указанной на данный час для данного субъекта в списке получателей адресной поддержки. При отсутствии субъекта, имеющего лицензию на энергоснабжение в списке получателей адресной поддержки, приравнивается к прогнозной базовой цене единого закупщика, тенге/кВт*ч (округляется до сотых);

1-2) для субъекта, являющимся получателем инвестиционного тарифа, приравнивается к прогнозному инвестиционному тарифу данного субъекта;

1-3) для субъекта, являющегося получателем межправительственного тарифа, приравнивается к максимальной из величин: к прогнозному межправительственному тарифу или прогнозной базовой цене единого закупщика;

2) для всех остальных субъектов, приравнивается к прогнозной базовой цене единого закупщика электрической энергии, тг/кВт*ч (округляется до сотых);

$S_{\text{бээ}}^{\text{СО}}$

– сумма, оплачиваемая РЦ БРЭ системному оператору за балансирующую электроэнергию, проданную в зоне балансирования за час суток, в тенге (округляется до сотых);

$S_{\text{ОД}}^{\text{СО}}$

– сумма, оплачиваемая системным оператором РЦ БРЭ за отрицательный дисбаланс, купленный в зоне балансирования за час суток, в тенге (округляется до сотых);

$S_{\text{ч}}^{\text{РЦ}}$

– затраты (доходы) РЦ БРЭ, возникшие в зоне балансирования за данный час суток (округляется до сотых), в тенге (принимает как положительные, так и отрицательные значения) согласно приложению № 8 к настоящим Правилам;

j, z

– безразмерные коэффициенты, принимающие следующие значения:

при $S_{\text{ч}}^{\text{РЦ}} \geq 0, j=0, z=1$

при $S_{\text{ч}}^{\text{РЦ}} < 0, j=1, z=0$

m – безразмерный коэффициент, принимающий следующие значения:

для субъектов, совершивших отрицательный дисбаланс:

при $k > 0, m=1$

при $k < 0, m=-1$

для субъектов, совершивших положительный дисбаланс:

при $k > 0, m=-1$

при $k < 0, m=1$

Данный пункт не распространяется на энергопередающие организации (за исключением энергопередающих организаций, заключивших договор передачи ответственности с провайдером баланса и на дисбалансы ЭСО), а также на регулирующие дисбалансы.

Цена дисбаланса единого закупщика, рассчитанная в соответствии с данным пунктом корректируется с учетом пункта 98-3 настоящих Правил.";

пункт 98-2 изложить в новой редакции:

"98-2. Операции по купле-продаже балансирующей электроэнергии и отрицательных дисбалансов между РЦ БРЭ и субъектами, исполнявшими распоряжения системного оператора в час балансирования, в котором был объявлен режим "Авария" производятся по следующей формуле:

$C_{\text{авар}} = C_{\text{собств}} \cdot k$, где:

$C_{\text{авар}}$

– это цена, по которой субъект осуществляет операции по купле-продаже электрической энергии с РЦ БРЭ при исполнении распоряжений системного оператора в режиме "Авария", тенге/кВт*ч, округляется до сотых;

$C_{\text{собств}}$

– цена покупки дисбалансов, которая определяется в следующем порядке:

1) для субъекта с утвержденным уполномоченным органом предельным тарифом на продажу электрической энергии - приравнивается к утвержденному тарифу на продажу электрической энергии данной энергопроизводящей организации, тенге/кВт*ч (округляется до сотых);

1-1) для субъекта, имеющего лицензию на энергоснабжение, приравнивается к цене на покупку электрической энергии, указанной на данный час для данного субъекта в списке получателей адресной поддержки. При отсутствии субъекта, имеющего лицензию на энергоснабжение в списке получателей адресной поддержки, приравнивается к прогнозной базовой цене единого закупщика, тенге/кВт*ч (округляется до сотых);

1-2) для субъекта, являющегося получателем инвестиционного тарифа, приравнивается к прогнозному инвестиционному тарифу данного субъекта;

1-3) для субъекта, являющегося получателем межправительственного тарифа, приравнивается к прогнозному межправительственному тарифу данного субъекта;

2) для всех остальных субъектов, приравнивается к прогнозной базовой цене единого закупщика, тенге/кВт*ч (округляется до сотых);

k

– безразмерный коэффициент, который приравнивается к:

0,7 при совершении субъектом положительного дисбаланса (не вызванного АРЧМ);

1,3 при совершении субъектом отрицательного дисбаланса (не вызванного АРЧМ).

Данный пункт не распространяется на цены дисбалансов объектов энергопроизводящих организаций, использующих возобновляемые источники энергии, имеющих заключенный с единым закупщиком и (или) расчетно-финансовым центром долгосрочный договор купли-продажи электрической энергии и договор передачи ответственности с единым закупщиком, которые исполняли распоряжение системного оператора в режиме "Авария", а также на дисбалансы энергопередающих организаций (за исключением дисбалансов энергопередающих организаций, заключивших договор передачи ответственности с провайдером баланса и дисбалансов ЭСО).

Сумма по купле-продаже балансирующей электроэнергии и отрицательных дисбалансов между РЦ БРЭ и субъектами исполнявшими распоряжения системного оператора в час балансирования, в котором был объявлен режим "Авария" производится по следующей формуле:

$S_{\text{авар}} = \Delta_{\text{авар}} * C_{\text{авар}}$, где:

$S_{\text{авар}}$

– затраты (доходы) субъекта, возникшие в зоне балансирования за данный час суток, при исполнении распоряжений системного оператора в режиме "Авария", в тенге (округляется до сотых);

$\Delta_{\text{авар}}$

– фактический дисбаланс, совершенный субъектом, за исключением дисбаланса, вызванного воздействием системы АРЧМ, в час, когда субъектом исполнялось распоряжение системного оператора в режиме "Авария", кВт*ч (округляется до целых);

$\Pi_{\text{авар}}$

– это цена, по которой субъект осуществляет операции по купле продаже электрической энергии с РЦ БРЭ при исполнении распоряжений системного оператора в режиме "Авария", согласно части первой настоящего пункта тенге/кВт*ч, округляется до сотых. ";

пункты 99, 100 и 101 изложить в новой редакции:

"99. Затраты (доходы) РЦ БРЭ, возникшие в зоне балансирования за час суток ($S_{\text{ч}}^{\text{РЦ}}$)

, рассчитываются по следующей формуле:

$$S_{\text{ч}}^{\text{РЦ}} = S_{\text{ч}}^{\text{РЭК}} + S_{\text{ч}}^{\text{АРЧМ}} + S_{\text{ч}}^{\text{СРП}} - S_{\text{ч}}^{\text{опер}} + S_{\text{ч}}^{\text{АВАР}} + S_{\text{ч}}^{\text{ДК}} + S_{\text{ч}}^{\text{ГЭС}}, \text{ где:}$$

$S_{\text{ч}}^{\text{РЭК}}$

- затраты (доходы) РЦ БРЭ от продажи балансирующей электроэнергии и покупки отрицательных дисбалансов у энергопередающих организаций в зоне балансирования за данный час суток, за исключением дисбалансов, совершенных энергопередающими организациями, заключившими договор передачи ответственности с другими субъектами и дисбалансов ЭСО, в тенге (округляется до десятых);

$S_{\text{ч}}^{\text{АРЧМ}}$

- затраты (доходы) РЦ БРЭ от продажи балансирующей электроэнергии и покупки отрицательных дисбалансов у субъектов, работающих под управлением системы АРЧМ, в зоне балансирования за данный час суток (округляется до десятых), в тенге;

$S_{\text{ч}}^{\text{СРП}}$

- доходы РЦ БРЭ от продажи балансирующей электроэнергии и покупки отрицательных дисбалансов у субъектов, заключивших с Правительством Республики Казахстан договор (соглашение) о разделе продукции, в зоне балансирования за данный час суток (округляется до десятых), в тенге;

$S_{\text{ч}}^{\text{опер}}$

- доходы РЦ БРЭ от деятельности по организации и проведению расчетов на балансирующем рынке в зоне балансирования за данный час суток (округляется до десятых), в тенге;

 $S_{\text{ч}}^{\text{АВАР}}$

- доходы (затраты) РЦ БРЭ от продажи балансирующей электроэнергии и покупки отрицательных дисбалансов у субъектов, исполнявших команды системного оператора при режиме "Авария" в зоне балансирования за данный час суток, в тенге (округляется до сотых);

 $S_{\text{ч}}^{\text{ДК}}$

затраты РЦ БРЭ от покупки отрицательных дисбалансов у субъектов, исполнявших диспетчерские команды системного оператора на повышение генерации в зоне балансирования за данный час суток, в тенге (округляется до сотых).

Значение переменной

 $S_{\text{ч}}^{\text{ДК}}$

до 31 декабря 2024 года приравнивается к нулю;

 $S_{\text{ч}}^{\text{ГЭС}}$

– затраты (доходы) РЦ БРЭ от продажи балансирующей электроэнергии и покупки отрицательных дисбалансов у субъекта, в состав которого входит гидроэлектростанция (гидроэлектростанции), вырабатывающая электрическую энергию в период природоохранных попусков воды согласно графику природоохранных попусков и не заключившая договор передачи ответственности с провайдером баланса, в зоне балансирования за час суток.

Значения

 $S_{\text{ч}}^{\text{РЭК}}, S_{\text{ч}}^{\text{АРЧМ}}, S_{\text{ч}}^{\text{СРП}}, S_{\text{ч}}^{\text{опер}}, S_{\text{ч}}^{\text{АВАР}}, S_{\text{ч}}^{\text{ДК}} \text{ и } S_{\text{ч}}^{\text{ГЭС}}$

рассчитываются РЦ БРЭ согласно приложению 8 к настоящим Правилам.

100. Суммарный за расчетный период (календарный месяц) объем оплаты субъекта в адрес РЦ БРЭ за балансирующую электроэнергию и отрицательные дисбалансы, купленные у него в зоне балансирования за этот период, рассчитывается РЦ БРЭ по следующей формуле:

$$S'_{\text{мес}} = S_{\text{мес}(+)} + S_{\text{од.мес}} + S_{\text{арчм.мес}(+)} + S_{\text{авар.мес}(+)} + S_{\text{гэс.мес}(+)}, \text{ где:}$$

 $S'_{\text{мес}}$

– суммарный за расчетный период (календарный месяц) объем оплаты субъекта в адрес РЦ БРЭ за балансирующую электроэнергию и отрицательные дисбалансы, купленные у него в зоне балансирования за этот период, в тенге (округляется до сотых);

$S_{\text{мес}(+)}$

– сумма, оплачиваемая субъектом РЦ БРЭ за балансирующую электроэнергию (из-за положительных дисбалансов, не вызванных воздействием системы АРЧМ), купленную в зоне балансирования за расчетный период (календарный месяц), в тенге (округляется до сотых);

$S_{\text{од.мес}}$

– сумма, оплачиваемая субъектом РЦ БРЭ за отрицательные дисбалансы, купленные в зоне балансирования за расчетный период (календарный месяц), в тенге (округляется до сотых);

$S_{\text{арчм.мес}(+)}$

– сумма, оплачиваемая субъектом, работающей под управлением системы АРЧМ, РЦ БРЭ за положительные дисбалансы, вызванные воздействием данной системы АРЧМ в зоне балансирования за расчетный период (календарный месяц) (округляется до сотых) , в тенге (приравнивается к нулю, если субъект не работает под управлением системы АРЧМ);

$S_{\text{авар.мес}(+)}$

– сумма, оплачиваемая субъектом РЦ БРЭ за положительные дисбалансы, совершенные в результате исполнения команд системного оператора в режиме "Авария" в зоне балансирования за расчетный период (календарный месяц) (округляется до сотых), в тенге (приравнивается к нулю, если субъект не совершил положительные дисбалансы, в результате исполнения команд системного оператора в режиме "Авария");

$S_{\text{гэс.мес}(+)}$

– сумма, оплачиваемая субъектом, в состав которого входит гидроэлектростанция, вырабатывающая электрическую энергию в период природоохранных попусков воды, согласно графику природоохранных попусков воды, не заключившего договор передачи ответственности с провайдером баланса, РЦ БРЭ, за положительные дисбалансы, в зоне балансирования за расчетный период (календарный месяц) (округляется до сотых), в тенге.

101. Суммарный за расчетный период (календарный месяц) объем оплаты РЦ БРЭ в адрес субъекта за балансирующую электроэнергию и отрицательные дисбалансы,

купленные у него в зоне балансирования за этот период, рассчитывается РЦ БРЭ по следующей формуле:

$$S''_{\text{мес}} = S_{\text{мес}(-)} + S_{\text{бээ.мес}} + S_{\text{арчм.мес}(-)} + S_{\text{дк.мес}(-)} + S_{\text{авар.мес}(-)} + S_{\text{гэс.мес}(-)}$$

$S''_{\text{мес}}$

– суммарный за расчетный период (календарный месяц) объем оплаты РЦ БРЭ в адрес субъекта за балансирующую электроэнергию и отрицательные дисбалансы, купленные у него в зоне балансирования за этот период, в тенге (округляется до сотых);

$S_{\text{мес}(-)}$

– сумма, оплачиваемая РЦ БРЭ субъекту за отрицательные дисбалансы (не вызванные воздействием системы АРЧМ), проданные в зоне балансирования за расчетный период (календарный месяц), в тенге (округляется до сотых);

$S_{\text{бээ.мес}}$

– сумма, оплачиваемая РЦ БРЭ субъекту за балансирующую электроэнергию, проданную в зоне балансирования за расчетный период (календарный месяц), в тенге (округляется до сотых);

$S_{\text{арчм.мес}(-)}$

– сумма, оплачиваемая РЦ БРЭ субъекту, работающему под управлением системы АРЧМ за отрицательные дисбалансы, вызванные воздействием системы АРЧМ в зоне балансирования за расчетный период (календарный месяц) (округляется до сотых), в тенге (приравнивается к нулю, если субъект не работает под управлением системы АРЧМ);

$S_{\text{дк.мес}(-)}$

– сумма, оплачиваемая РЦ БРЭ субъекту, за отрицательные дисбалансы, совершенные в результате исполнения диспетчерских команд системного оператора на повышение генерации в зоне балансирования за расчетный период (календарный месяц) (округляется до сотых), в тенге (приравнивается к нулю, если субъект не совершил отрицательные дисбалансы, в результате исполнения диспетчерских команд системного оператора на повышение генерации);

$S_{\text{авар.мес}(-)}$

– сумма, оплачиваемая РЦ БРЭ субъекту, за отрицательные дисбалансы, совершенные в результате исполнения команд системного оператора в режиме "Авария" в зоне

балансирования за расчетный период (календарный месяц) (округляется до сотых), в тенге (приравнивается к нулю, если субъект не совершил отрицательные дисбалансы, в результате исполнения команд системного оператора в режиме "Авария").

$S_{\text{гэс.мес}(-)}$

– сумма, оплачиваемая РЦ БРЭ субъекту, в состав которого входит гидроэлектростанция, вырабатывающая электрическую энергию в период природоохранных попусков воды, согласно графику природоохранных попусков воды, не заключившего договор передачи ответственности с провайдером баланса, РЦ БРЭ, за отрицательные дисбалансы, в зоне балансирования за расчетный период (календарный месяц) (округляется до сотых), в тенге.

Переменная

$S_{\text{дк.мес}(-)}$

до 31 декабря 2024 года приравнивается к нулю.";

пункты 103 и 104 изложить в новой редакции:

"103. Результаты расчетов, осуществляемых РЦ БРЭ, согласно настоящим Правилам, публикуются (являются доступными) в системе балансирующего рынка отдельно для каждого субъекта балансирующего рынка электрической энергии по форме, согласно приложению 9 к настоящим Правилам.

Публикация, указанная в части первой настоящего пункта, осуществляется расчетным центром балансирующего рынка ежемесячно, но не позднее 20 (двадцати) календарных дней после завершения соответствующего расчетного периода.

Публикация результатов расчетов, указанная в настоящем пункте, также дублируется на официальном интернет-ресурсе расчетного центра балансирующего рынка.

При выявлении несоответствия в опубликованных расчетах, в течение 2-х рабочих дней субъекты направляют письменное обращение системному оператору и РЦ БРЭ.

При принятии системным оператором и (или) РЦ БРЭ поступивших замечаний, производится повторный расчет. Обновленные расчеты подлежат опубликованию на официальном интернет-ресурсе РЦ БРЭ.

В случае отсутствия обращений или со дня повторного опубликования расчетов, РЦ БРЭ формирует реестр взаимозачетов между субъектами балансирующего рынка в соответствии с пунктом 137 Правил.

104. Оплата балансирующей электроэнергии и отрицательных дисбалансов, в рамках заключенных договоров на куплю-продажу балансирующей электроэнергии и отрицательных дисбалансов, а также договора присоединения, осуществляется участниками балансирующего рынка ежемесячно, но не позднее тридцати календарных дней после завершения месяца покупки согласно пункту 9 статьи 15-10 Закона.

Оплата, указанная в настоящем пункте, осуществляется посредством взаимозачетов по обязательствам по покупке (продаже) балансирующей электроэнергии и отрицательных дисбалансов на балансирующем рынке между участниками балансирующего рынка в рамках договора присоединения, производимых расчетным центром балансирующего рынка, согласно части третьей пункта 2 и подпункту 10) пункта 13 статьи 15-10 Закона и настоящими Правилами.

При этом, субъекты, которые заключили с Правительством Республики Казахстан договоры о разделе продукции, по итогам расчетного периода не получают оплаты на балансирующем рынке электрической энергии от РЦ БРЭ, если их суммарный за расчетный период доход от продажи отрицательных дисбалансов превышает их суммарные за расчетный период затраты на покупку балансирующей электроэнергии.

Субъекты, которые заключили с Правительством Республики Казахстан договоры о разделе продукции, безвозмездно передают положительную разницу между доходами и расходами от продажи отрицательных дисбалансов и покупки балансирующей электроэнергии в пользу РЦ БРЭ на основании заключенного соглашения/договора.

При невыполнении условий, указанных в части 4 настоящего пункта РЦ БРЭ временно размещает денежные средства от положительной разницы между доходами и расходами субъектов, которые заключили с Правительством Республики Казахстан договоры о разделе продукции, на счетах РЦ БРЭ.";

пункт 122 изложить в новой редакции:

"122. Субъекты передают ответственность за куплю-продажу балансирующей электроэнергии и отрицательных дисбалансов провайдеру баланса в рамках одной зоны балансирования по договору передачи ответственности, заключаемому в соответствии с гражданским законодательством Республики Казахстан и сроком действия не менее одного календарного месяца, с одновременным внесением соответствующих изменений в договор купли-продажи балансирующей электроэнергии и отрицательных дисбалансов, заключенный с РЦ БРЭ согласно пункту 2 статьи 15-10 Закона.

При заключении, изменении или расторжении договора передачи ответственности, внесение изменений в договор купли-продажи балансирующей электроэнергии и отрицательных дисбалансов, заключенный с РЦ БРЭ, производится с первого числа месяца, следующего за месяцем, в котором субъект обратился в адрес РЦ БРЭ.

При этом субъект, передающий ответственность за куплю-продажу балансирующей электроэнергии и отрицательных дисбалансов провайдеру баланса, обращается в РЦ БРЭ с уведомлением о заключении, изменении или расторжении договора передачи ответственности не позднее 25 числа месяца обращения.

Получатель адресной поддержки, получатель инвестиционного тарифа и получатель межправительственного тарифа не является провайдером баланса на балансирующем рынке электрической энергии и не передает ответственность за финансовое урегулирование дисбалансов провайдеру баланса.";

пункты 125 и 126 изложить в новой редакции:

"125. Дисбаланс провайдера баланса в зоне балансирования за час суток определяется как алгебраическая сумма дисбалансов, допущенных в зоне балансирования за данный час всеми субъектами балансирующего рынка электрической энергии, заключивших с провайдером баланса договор передачи ответственности, увеличенная на величину дисбаланса, допущенного в зоне балансирования за данный час самим субъектом балансирующего рынка электрической энергии, являющимся провайдером баланса (далее – алгебраическая сумма).

Для единого закупщика электрической энергии алгебраическая сумма дисбалансов определяется отдельно для энергопроизводящих организаций, использующих возобновляемые источники энергии и энергопроизводящих организаций, использующих энергетическую утилизацию отходов.

126. Регулирующий дисбаланс, совершенный субъектом, в зоне балансирования за данный час, не включаются в алгебраическую сумму.";

пункт 129 изложить в новой редакции:

"129. Провайдеры баланса включаются в перечень провайдеров, формируемом РЦ БРЭ, который публикуется на интернет-ресурсе формируемый РЦ БРЭ.

Субъект заключает договоры передачи ответственности с одним провайдером баланса в рамках одной зоны балансирования. При этом субъекты, имеющие в своем составе объекты энергопроизводящих организаций, использующих возобновляемые источники энергии и имеющие долгосрочный договор купли-продажи электрической энергии с единым закупщиком и (или) расчетно-финансовым центром, заключают договор передачи ответственности с единым закупщиком по данному объекту.

РЦ БРЭ включает провайдера баланса в перечень провайдеров при его соответствии следующим критериям:

1) субъект, являющийся энергопроизводящей организацией, не принимает ответственность за финансовое урегулирование дисбалансов производства-потребления электрической энергии другой энергопроизводящей организации;

2) две и более энергопроизводящих организации, за исключением энергопроизводящих организаций, использующих возобновляемые источники энергии, имеющие заключенный с единым закупщиком и расчетно-финансовым центром долгосрочный договор купли-продажи электрической энергии, не передают ответственность за финансовое урегулирование собственных дисбалансов производства-потребления электрической энергии одному провайдеру баланса, за исключением гибридных групп;

3) энергопередающая организация не является провайдером баланса.

Актуализация перечня провайдеров баланса осуществляется РЦ БРЭ по факту заключения (расторжения) договоров на передачу ответственности, в течение трех рабочих дней со дня соответствующего заключения.

Энергопроизводящие организации, использующие возобновляемые источники энергии, имеющие заключенный с единым закупщиком и расчетно-финансовым центром долгосрочный договор купли-продажи электрической энергии, передавшие ответственность за финансовое урегулирование собственных дисбалансов производства-потребления электрической энергии провайдеру баланса, не подают заявки на участие в регулировании на понижение или повышение.

Подпункты 1) и 2) не распространяются на промышленные комплексы, являющимся потребителем рынка мощности в объеме не менее 1 МВт среднесуточной мощности, согласно Правил организации и функционирования рынка электрической мощности, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года № 152 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 10612), на определенный период в соответствии с договором о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности, срок покупки. При этом утверждѐнный предельный тариф на продажу электрической энергии промышленного комплекса не применяется при расчете цен за дисбалансы для провайдера баланса в пунктах 90, 92, 94, 96 и 98 настоящих Правил.";

пункт 132 изложить в новой редакции:

"132. В рамках договора передачи ответственности, энергопроизводящие организации, использующие возобновляемые источники энергии:

1) покрывают все свои положительные дисбалансы посредством покупки у единого закупщика электрической энергии балансирующей электроэнергией в соответствующих объемах по цене на продажу электроэнергии, указанной в действующем договоре купли-продажи электрической энергии с единым закупщиком электрической энергии и расчетно-финансовым центром либо с субъектом оптового рынка электрической энергии, умноженной на повышающий коэффициент, рассчитываемый в порядке, определенном уполномоченным органом согласно пункту 16 статьи 15-10 Закона;

2) продают все свои отрицательные дисбалансы единому закупщику электрической энергии по цене на продажу электроэнергии, указанной в действующем договоре купли-продажи электрической энергии с единым закупщиком электрической энергии и расчетно-финансовым центром либо с субъектом оптового рынка электрической энергии, умноженной на понижающий коэффициент, рассчитываемый в порядке, определенном уполномоченным органом согласно пункту 5 статьи 15-10 Закона.

Значение повышающего коэффициента, указанного в настоящем пункте, приравнивается к единице для часа операционных суток, в котором значение положительного дисбаланса не превышает значения допустимого отклонения от планового значения отпуска электрической энергии в сеть, включенного в суточный

график производства-потребления электрической энергии, утвержденный системным оператором.

Значение понижающего коэффициента, указанного в настоящем пункте, приравнивается к единице для часа операционных суток, в котором модуль значения отрицательного дисбаланса не превышает значения допустимого отклонения от планового значения отпуска электрической энергии в сеть, включенного в суточный график производства-потребления электрической энергии, утвержденный системным оператором.

Для энергопроизводящих организаций, использующих возобновляемые источники энергии, заключивших долгосрочный договор купли-продажи электрической энергии с расчетно-финансовым центром, значение коэффициентов, указанных в частях второй и третьей настоящего пункта, приравнивается к 1 на весь период действия данных договоров.

Для энергопроизводящих организаций, использующих возобновляемые источники энергии, заключивших долгосрочный договор купли-продажи электрической энергии с единым закупщиком электрической энергии после 1 июля 2023 года значения, повышающего и понижающего коэффициентов определяются в следующем порядке:

значение повышающего коэффициента, указанного в указанных в частях второй и третьей настоящего пункта, приравнивается к 1,3 для часа операционных суток, в котором значение положительного дисбаланса превышает допустимый диапазон отклонения;

значение понижающего коэффициента, указанного в частях второй и третьей настоящего пункта, приравнивается к 0,7 для часа операционных суток, в котором модуль значения отрицательного дисбаланса превышает допустимый диапазон отклонения.

Для энергопроизводящих организаций, использующих возобновляемые источники энергии, заключивших долгосрочный договор купли-продажи электрической энергии с единым закупщиком электрической энергии после 1 июля 2023 года, значения допустимых отклонений равны диапазону $\pm 5\%$ от планового значения отпуска электрической энергии в сеть, включенного в суточный график производства-потребления электрической энергии, утвержденный системным оператором.";

пункт 134 изложить в новой редакции:

"134. РЦ БРЭ ежемесячно публикует на официальном интернет-ресурсе РЦ БРЭ следующие документы:

1) расчеты почасовых объемов балансирующей электроэнергии и почасовых дисбалансов;

2) реестр взаимозачетов между субъектами балансирующего рынка.";

пункт 137 изложить в новой редакции:

"137. Реестр взаимозачетов между субъектами балансирующего рынка формируется в течение двух рабочих дней на основании информации, отраженной в расчетах почасовых объемов балансирующей электроэнергии и почасовых дисбалансов, опубликованной в последней версии расчета на официальном интернет-ресурсе РЦ БРЭ .";

дополнить пунктами 159 и 160 следующего содержания:

"159. РЦ БРЭ утверждает ежемесячный плановый доход за деятельность по купле-продаже балансирующей электроэнергии и отрицательных дисбалансов), в тенге

160. РЦ БРЭ ежемесячно, после получения предварительных расчетов почасовых объемов балансирующей электроэнергии и почасовых дисбалансов определяет доходы за деятельность по купле-продаже балансирующей электроэнергии и отрицательных дисбалансов (

$S_{initial}^{РЦ}$

), в тенге, по следующей формуле.

$$S_{initial}^{РЦ} = S'_{мес} - S''_{мес}, \text{ где:}$$

$S'_{мес}$

- суммарный за расчетный период (календарный месяц) объем оплаты всех субъектов в адрес РЦ БРЭ за балансирующую электроэнергию и отрицательные дисбалансы, купленные у него в зоне балансирования за этот период, определяемые согласно пункту 100;

$S''_{мес}$

- суммарный за расчетный период (календарный месяц) объем оплаты РЦ БРЭ в адрес всех субъектов за отрицательные дисбалансы и балансирующую электроэнергию, купленные у него в зоне балансирования за этот период, определяемые согласно пункту 101.

В случае если за текущий расчетный период

$S_{initial}^{РЦ}$

не будет равен

$S_{plan}^{РЦ}$

, то РЦ БРЭ корректирует

$S_{мес}^{опер}$

до значения, при котором

$S_{initial}^{РЦ}$

будет равен

$S_{plan}^{РЦ}$

.";

в приложении 8:

пункт 1 изложить в новой редакции:

"1. Затраты (доходы) РЦ БРЭ от продажи балансирующей электроэнергии и покупки отрицательных дисбалансов у энергопередающих организаций, в зоне балансирования за час суток (

$S_{ч}^{РЭК}$

), в тенге (округляется до сотых), определяются по формуле:

$$S_{ч}^{РЭК} = \sum_{j=1}^z S_{(+)ч,j}^{РЭК} - \sum_{i=1}^w S_{(-)ч,i}^{РЭК}, \text{ где:}$$

\sum_j^z

– сумма по j;

j – порядковый номер, изменяющийся от 1 до z;

z – количество субъектов энергопередающих организаций, оказывающих на основе договоров услугу по передаче электрической или тепловой энергии, совершивших положительный дисбаланс в зоне балансирования за данный час;

$S_{ч(+)}^{РЭК}$

– сумма, оплачиваемая РЦ БРЭ энергопередающей организацией, за положительный дисбаланс, совершенный j-м энергопередающей организацией, купленный в зоне балансирования за данный час суток, согласно пункту 88-1 настоящих Правил, в тенге (округляется до сотых);

$\sum_{i=1}^w$

сумма по i;

i – порядковый номер, изменяющийся от 1 до w;

w – количество субъектов энергопередающих организаций, оказывающих на основе договоров услугу по передаче электрической или тепловой энергии, совершивших отрицательный дисбаланс в зоне балансирования за данный час.

$S_{ч(-).i}^{РЭК}$

– сумма, оплачиваемая РЦ БРЭ энергопередающей организации, за отрицательный дисбаланс, совершенный i-м энергопередающей организацией, купленный в зоне

балансирования за данный час суток, согласно пункту 88-1 настоящих Правил, в тенге (округляется до сотых).

Данный пункт не распространяется на дисбалансы энергопередающих организаций, заключивших договор передачи ответственности с провайдером баланса и дисбалансы ЭСО, а также на регулирующие дисбалансы субъектов.";

пункт 4 изложить в новой редакции:

"4. Операционные затраты РЦ БРЭ в зоне балансирования за данный час суток ($S_{\text{ч}}^{\text{опер}}$)

, в тенге (округляется до сотых), определяются по формуле:

$$S_{\text{ч}}^{\text{опер}} = \frac{S_{\text{мес}}^{\text{опер}}}{\Delta_{\text{ч}\Sigma(-)}^{\text{РК(б/у)}} + \Delta_{\text{ч}\Sigma(+)}^{\text{РК(б/у)}} + \Delta_{\text{ч}\Sigma(\text{б/р})}^{\text{РК(б/у)}}} \cdot \Delta_{\text{ч}(+/-)}^{\text{РК(б/у)}}, \text{ где:}$$

$S_{\text{мес}}^{\text{опер}}$

– корректировочная сумма, определяемая РЦ БРЭ за расчетный период (календарный месяц), в тенге (округляется до сотых);

$\Delta_{\text{ч}\Sigma(-)}^{\text{РК(б/у)}}$

– модуль суммы всех отрицательных дисбалансов, совершенных субъектами за часы расчетного периода (календарного месяца), определенные как часы на понижение, во всех зонах балансирования, в которую не включены отрицательные дисбалансы энергопередающих организаций и дисбалансы, вызванные воздействием системы АРЧМ, в кВт*ч (округляется до целых);

$\Delta_{\text{ч}\Sigma(+)}^{\text{РК(б/у)}}$

– сумма всех положительных дисбалансов, совершенных субъектами за часы расчетного периода (календарного месяца), определенные как часы на повышение, во всех зонах балансирования, в которую не включены положительные дисбалансы энергопередающих организаций и дисбалансы, вызванные воздействием системы АРЧМ, в кВт*ч (округляется до целых);

$\Delta_{\text{ч}\Sigma(\text{б/р})}^{\text{РК(б/у)}}$

– сумма всех положительных дисбалансов, совершенных субъектами за часы расчетного периода (календарного месяца), определенные как часы без регулирования, в зоне балансирования, в которую не включены положительные дисбалансы энергопередающих организаций и дисбалансы, вызванные воздействием системы АРЧМ, в кВт*ч (округляется до целых);

$\Delta_{\text{ч}(+/-)}^{\text{PK}(б/у)}$

– значение, принимающее одно из следующих двух значений, в зависимости от часа суток:

1) модуль суммы всех отрицательных дисбалансов, совершенных субъектами за час суток в зоне балансирования, в которую не включены отрицательные дисбалансы энергопередающих организаций и дисбалансы, вызванные воздействием системы АРЧМ, в кВт*ч (округляется до целых), – если час суток определен как час на понижение;

2) сумма всех положительных дисбалансов, совершенных субъектами за час суток в зоне балансирования, в которую не включены положительные дисбалансы энергопередающих организаций и дисбалансы, вызванные воздействием системы АРЧМ, в кВт*ч (округляется до целых), – если час суток определен как час на повышение;

3) сумма всех положительных дисбалансов, совершенных субъектами за час суток в зоне балансирования, в которую не включены положительные дисбалансы энергопередающих организаций и дисбалансы, вызванные воздействием системы АРЧМ, в кВт*ч (округляется до целых), – если час суток определен как час без регулирования.";

дополнить пунктом 6-1 следующего содержания:

"6-1. Затраты (доходы) РЦ БРЭ от продажи балансирующей электроэнергии и покупки отрицательных дисбалансов у субъекта, в состав которого входит гидроэлектростанция, вырабатывающая электрическую энергию в период природоохранных попусков воды, согласно графику природоохранных попусков воды не заключившего договор передачи ответственности с провайдером баланса, в зоне балансирования за час суток

 $(S_{\text{ч}}^{\text{ГЭС}})$

, в тенге (округляется до сотых), определяются по формуле:

$$S_{\text{ч}}^{\text{ГЭС}} = \sum_{j=1}^z S_{\text{ч},j}^{(+)\text{ГЭС}} - \sum_{i=1}^w S_{\text{ч},i}^{(-)\text{ГЭС}}, \text{ где:}$$

 \sum_j^z

- сумма по j;

j – порядковый номер, изменяющийся от 1 до z;

z – количество субъектов, в состав которого входит гидроэлектростанция, вырабатывающая электрическую энергию в период природоохранных попусков воды, согласно графику природоохранных попусков воды, не заключившего договор

передачи ответственности с провайдером баланса, совершивших положительный дисбаланс в зоне балансирования за данный час;

$$S_{ч(+).j}^{ГЭС}$$

– сумма, оплачиваемая субъектом, в состав которого входит гидроэлектростанция, вырабатывающая электрическую энергию в период природоохранных попусков воды, согласно графику природоохранных попусков воды, не заключившего договор передачи ответственности с провайдером баланса, РЦ БРЭ, за положительный дисбаланс, совершенный j-м субъектом, в состав которого входит гидроэлектростанция, вырабатывающая электрическую энергию в период природоохранных попусков воды, согласно графику природоохранных попусков воды, не заключившего договор передачи ответственности с провайдером баланса, за исключением регулирующего дисбаланса, купленный в зоне балансирования за данный час суток, согласно пункту 93 и 95 настоящих Правил, в тенге (округляется до сотых);

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

- сумма по i;

i – порядковый номер, изменяющийся от 1 до w;

w – количество субъектов, в состав которого входит гидроэлектростанция, вырабатывающая электрическую энергию в период природоохранных попусков воды, согласно графику природоохранных попусков воды, не заключившего договор передачи ответственности с провайдером баланса, совершивших отрицательный дисбаланс, в зоне балансирования за данный час.

$$S_{ч(-).i}^{ГЭС}$$

– сумма, оплачиваемая РЦ БРЭ субъекту, в состав которого входит гидроэлектростанция, вырабатывающая электрическую энергию в период природоохранных попусков воды, согласно графику природоохранных попусков воды, не заключившего договор передачи ответственности с провайдером баланса, за отрицательный дисбаланс, совершенный i-м субъектом, в состав которого входит гидроэлектростанция, вырабатывающая электрическую энергию в период природоохранных попусков воды, согласно графику природоохранных попусков воды, не заключившего договор передачи ответственности с провайдером баланса, за исключением регулирующего дисбаланса, купленный в зоне балансирования за данный час суток, согласно пункту 91 и 97 настоящих Правил, в тенге (округляется до сотых).".

3. В приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 24 февраля 2015 года № 137 "Об утверждении Правил организации централизованных торгов электрической энергией" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под №10550) внести следующее изменение:

в Правилах организации централизованных торгов электрической энергией, утвержденных указанным приказом:

пункт 43 изложить в новой редакции:

"43. Централизованные торги для цифровых майнеров считаются не состоявшимися в следующих случаях:

1) при отсутствии информации о суммах предоплаты цифровых майнеров от единого закупщика электрической энергии в установленные сроки;

2) при отсутствии поданных в электронную систему торговли цифровыми майнерами заявок на участие в торговой сессии на покупку электрической энергии."

4. В приказ 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 под №10612) внести следующее изменение:

в Правилах организации и функционирования рынка электрической мощности, утвержденных указанным приказом:

в приложении 2:

пункт 4 изложить в новой редакции:

"4. В соответствии с принятыми изменениями, коэффициент k_4 определяется по формуле:

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

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 ;

z – безразмерный коэффициент:

$z=1$, при единичном случае вывода оборудования в аварийный и (или) внеплановый ремонт, или в состоянии вне резерва внеплановом порядке;

$z=2$, при повторном выводе в аварийный и (или) неплановый ремонт, или в состоянии вне резерва внеплановом порядке одного и того же крупноблочного оборудования (котла, генератора или турбины) за расчетный период в случае, если данный вывод произошел не ранее 72 часов после ввода оборудования в эксплуатацию из аварийного и (или) непланового ремонта или в состоянии вне резерва внеплановом порядке;

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

$Ч.ав.i$ – 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;

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

$Ч.пр.i$ – 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;

$P_{огр.i}$ – 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;

$Ч_{огр.i}$ – 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;

Чмес – длительность расчетного периода, в минутах;

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

$\text{Рогр.сез.}i$ – 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;

$\text{Чогр.сез.}i$ – 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. В приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 3 декабря 2015 года № 688 "Об утверждении Правил определения объема услуги по поддержанию готовности электрической мощности для договоров о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности, заключаемых единым закупщиком с действующими энергопроизводящими организациями, в состав которых входят теплоэлектроцентрали" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 12510) внести следующие изменения и дополнение:

В Правилах определения объема услуги по поддержанию готовности электрической мощности для договоров о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности, заключаемых единым закупщиком с действующими энергопроизводящими организациями, в состав которых входят теплоэлектроцентрали, утвержденных указанным приказом:

пункты 3 и 4 изложить в новой редакции:

"3. Объем услуги по поддержанию готовности электрической мощности для договора о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности,

заключаемого единым закупщиком с действующей энергопроизводящей организацией, в состав которой входят теплоэлектроцентрали (далее – Объем услуги), определяется после получения заключения совета рынка, рекомендательного характера, по расчету объема услуги по поддержанию готовности электрической мощности для договора о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности, заключаемого единым закупщиком с действующей энергопроизводящей организацией, в состав которой входят теплоэлектроцентрали (далее – Расчет), подготовленного согласно настоящим Правилам и направленного совету рынка действующей энергопроизводящей организацией, в состав которой входят теплоэлектроцентрали, до первого октября года, предшествующего расчетному году, по форме согласно приложению к настоящим Правилам.

Заключение совета рынка осуществляется посредством получения письма о соответствии Расчета настоящим Правилам.

Заключение представляется советом рынка в течение восьми рабочих дней со дня внесения ему Расчета действующей энергопроизводящей организацией, в состав которой входят теплоэлектроцентрали в разбивке по электрическим станциям.

4. Расчет Объем услуги осуществляется по следующей формуле:

$$ОП = P_{\text{мин}}^{(\text{ЭПО})} - P_{\text{сп}}^{(\text{ЭПО})} - |\delta| - P_{\text{ист.тм}}, \text{ где}$$

ОП– Объем услуги, в МВт;

$$P_{\text{мин}}^{(\text{ЭПО})}$$

– плановое максимальное за соответствующий год значение минимальной электрической мощности генерирующих установок (при заданном уровне их тепловой нагрузки) станций ЭПО, в МВт;

$$P_{\text{сп}}^{(\text{ЭПО})}$$

– максимальное за соответствующий год значение электрической мощности собственного потребления энергопроизводящей организации, указываемое в договоре о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности, в МВт;

$$P_{\text{ист.тм}}$$

– минимальное из следующих двух значений: 1) объем услуги по поддержанию готовности электрической мощности, установленный в договоре о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности, заключенном энергопроизводящей организацией с единым закупщиком после (на основании) заключения с

уполномоченным органом в области электроэнергетики инвестиционного соглашения на модернизацию, расширение, реконструкцию и (или) обновление, согласно статье 15-4 Закона (за вычетом учтенного в данном объеме значений электрической мощности конденсационных турбин), 2) плановое максимальное за соответствующий год значение минимальной электрической мощности генерирующих установок (при заданном уровне их тепловой нагрузки) станций ЭПО, вводимых в эксплуатацию в рамках инвестиционного соглашения на модернизацию, расширение, реконструкцию и (или) обновление, и имеющих отопительные отборы и задействованных в обеспечении теплоснабжением потребителей в период прохождения осенне-зимнего периода; 3) объем услуги по поддержанию готовности электрической мощности, установленный в договоре о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности, заключенном энергопроизводящей организацией с единым закупщиком согласно статье 15-8 Закона.

$|\delta|$

– модуль

δ

, в МВт;

δ

– дельта, в МВт, рассчитываемая по следующей формуле:

$$\delta = \sum_{i=1}^n (P_{аттi}^{(ЭС)} + P_{СН.ЭС.аттi}^{(ЭС)}) - (P_{минi}^{(ЭС)} + P_{эспi}^{(ЭС)})$$

δ

– поправка, в МВт;

$P_{аттi}^{(ЭС)}$

– аттестованная электрическая мощность i -ой электрической станции энергопроизводящей организации, в МВт;

$P_{СН.ЭС.аттi}^{(ЭС)}$

– электрическая мощность собственных нужд i -ой электрической станций энергопроизводящей организации, зафиксированная по результатам соответствующих аттестаций, в МВт;

$$P_{\text{мин}i}^{(\text{ЭС})}$$

– плановое максимальное за соответствующий год значение минимальной электрической мощности генерирующих установок (при заданном уровне их тепловой нагрузки) i -ой станций ЭПО, в МВт;

$$P_{\text{эксп}i}^{(\text{ЭС})}$$

– максимальная за соответствующий год электрическая мощность экспорта i -ой электрической станции энергопроизводящей организации, указываемая в договоре о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности, в МВт;

Если в результате определения (дельты) ее значение окажется положительным (больше нуля), то значение (дельты) приравнивается к нулю.

Если в результате определения Объема услуги его значение окажется отрицательным, то значение Объема услуги приравнивается к нулю."

дополнить пунктом 5-1 следующего содержания:

"5-1. Максимальное за соответствующий год значение электрической мощности собственного потребления энергопроизводящей организации, указываемое в договоре о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности, рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{СП}}^{(\text{ЭПО})} = \sum_{i=1}^n P_{\text{СП}i}^{(\text{ЭПО})}, \text{ где}$$

$$P_{\text{СП}}^{(\text{ЭПО})}$$

– максимальное за соответствующий год значение электрической мощности собственного потребления энергопроизводящей организации, указываемое в договоре о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности, в МВт;

$$P_{\text{СП}i}^{(\text{ЭПО})}$$

- максимальное за соответствующий год значение электрической мощности собственного потребления i -ой электрической станции энергопроизводящей организации, указываемое в договоре о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности, в МВт;

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

сумма по i ;

i – порядковый номер, изменяющийся от 1 до n ;

n – общее количество теплоэлектроцентралей, входящих в состав действующей энергопроизводящей организации.";

приложение изложить в новой редакции, согласно приложению 5 к настоящему Перечню.

6. В приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 3 декабря 2015 года № 691 "Об утверждении Правил оказания услуг системным оператором, организации и функционирования рынка системных и вспомогательных услуг" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 12562) внести следующие изменения:

в Правилах оказания услуг системным оператором, организации и функционирования рынка системных и вспомогательных услуг, утвержденных указанным приказом:

пункт 9 изложить в новой редакции:

"9. Услуга по пользованию национальной электрической сетью предоставляются энергопередающим организациями, энергоснабжающим организациями, потребителям, в том числе получателям инвестиционного тарифа, получателям межправительственного тарифа и цифровым майнерам, являющимися субъектами оптового рынка электрической энергии, при покупке ими электрической энергии у единого закупщика электрической энергии и осуществлении операций купли-продажи балансирующей электрической энергии и отрицательных дисбалансов с расчетным центром балансирующего рынка электрической энергии, в том числе через провайдеров баланса в соответствии с пунктом 7-2 статьи 13 Закона.

Услуга по пользованию национальной электрической сетью не оказывается субъектам оптового рынка электрической энергии, указанным в пункте 6 настоящих Правил, за исключением других субъектов оптового рынка электрической энергии, указанных в подпункте 4) пункта 6 настоящих Правил, при покупке ими электрической энергии у единого закупщика электрической энергии и осуществлении операций купли-продажи балансирующей электрической энергии и отрицательных дисбалансов с расчетным центром балансирующего рынка электрической энергии.";

пункт 36 изложить в новой редакции:

"36. По результатам расчетного периода системный оператор формирует фактический баланс производства – потребления электрической энергии на оптовом рынке Республики Казахстан по форме, представленной в приложении к настоящим Правилам. Фактический баланс производства-потребления электрической энергии формируется в разрезе энергоузлов вне зависимости от административного деления областей, юридической принадлежности тех или иных объектов электроэнергетики определенным административным либо финансовым организациям. Отчетной информацией для составления фактического баланса являются копии актов сверок объемов производства, передачи, потребления с субъектами оптового рынка, сводные фактические балансы приема-отпуска электроэнергии энергопередающих компаний, в том числе региональных электросетевых компаний, копии актов сверок с

приграничными энергосистемами. Отчетную информацию субъекты оптового рынка направляют системному оператору до 10 числа месяца, следующего за отчетным.

Данные утвержденного фактического баланса корректируются в пределах общего срока исковой давности с момента утверждения фактического баланса за расчетный период, на основании судебного акта, вступившего в законную силу, или на основании обращения субъекта оптового рынка электрической энергии, согласованного со всеми заинтересованными сторонами.

Обращение считается согласованным всеми заинтересованными сторонами в случае, если представлены следующие документы:

1) энергопередающие (энергопроизводящие) организации, по чьим сетям осуществляется передача электрической энергии в адрес обратившегося субъекта оптового рынка электрической энергии, предоставили системному оператору скорректированный баланс по своим сетям с указанием данной корректировки;

2) субъекты оптового рынка электрической энергии, объемы производства-потребления электрической энергии которых изменены, и расчетный центр балансирующего рынка электрической энергии предоставили письма согласия на проведение такой корректировки, подписанные уполномоченными в соответствии с законодательством Республики Казахстан представителями.

В случае выявления грамматических или арифметических ошибок в утвержденном фактическом балансе, не влияющих на фактические объемы поставленной и потребленной электрической энергии за расчетный период, системный оператор самостоятельно исправляет указанные ошибки.

Системный оператор в течение 5 (пяти) рабочих дней с момента проведения корректировок и (или) исправления ошибок в утвержденном фактическом балансе письменно уведомляет все заинтересованные стороны с указанием внесенных корректировок и(или) исправлений. Данное уведомление является неотъемлемой частью утвержденного фактического баланса.";

приложение изложить в новой редакции, согласно приложению 6 к настоящему Перечню.

7. 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" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 20700) внести следующие изменения:

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

пункты 33 и 34 изложить в новой редакции:

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

34. Надбавка за балансирование приравнивается к нулю."

8. В приказ Министра энергетики Республики Казахстан от 30 апреля 2021 года № 161 "Об утверждении Правил организации и проведения аукционных торгов на строительство вновь вводимых в эксплуатацию генерирующих установок с маневренным режимом генерации" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 22727) внести следующие изменения:

в Правилах организации и проведения аукционных торгов на строительство вновь вводимых в эксплуатацию генерирующих установок с маневренным режимом генерации, утвержденных указанным приказом:

пункт 93 изложить в новой редакции:

"93. Победитель аукционных торгов в течение 30 (тридцати) календарных дней со дня получения проекта договора покупки электрической мощности подписывает указанный договор по индивидуальному тарифу на услугу по поддержанию готовности электрической мощности при строительстве вновь вводимых в эксплуатацию генерирующих установок с маневренным режимом генерации, определенному по результату аукционных торгов, на срок равный 15 (пятнадцати) годам отсчет которого начинается с первого числа месяца следующего после истечения сроков предусмотренных подпунктом 2) пункта 104 настоящих Правил, за исключением случаев, предусмотренных настоящими Правилами.

При прохождении первой аттестации генерирующих установок с маневренным режимом генерации до истечения сроков предусмотренных подпунктом 2) пункта 104 настоящих Правил, началом покупки услуги по поддержанию готовности электрической мощности является первое число месяца, следующего после истечения сроков, предусмотренных подпунктом 2) пункта 104 настоящих Правил или первое число месяца, следующего за месяцем, в котором победитель аукционных торгов прошел первую аттестацию, при условии выполнения следующих требований:

1) направление победителем аукционных торгов уведомления о планируемом досрочном вводе в эксплуатацию генерирующей установки с маневренным режимом генерации в уполномоченный орган и единому закупщику в срок не позднее 15 октября года, предшествующего году, в котором истекает срок предоставления копии акта приемки в эксплуатацию вновь вводимых в эксплуатацию генерирующих установок с маневренным режимом генерации, установленный настоящими Правилами;

2) подписание победителем аукционных торгов и единым закупщиком соответствующего дополнительного соглашения к договору покупки электрической мощности, который устанавливает дату начала покупки услуг с первого числа месяца, следующего за месяцем, в котором победитель аукционных торгов прошел первую

аттестацию, в срок не позднее 1 ноября года, предшествующего году, в котором истекает срок предоставления копии акта приемки в эксплуатацию вновь вводимых в эксплуатацию генерирующих установок с маневренным режимом генерации, установленный настоящими Правилами.

При прохождении первой аттестации генерирующих установок с маневренным режимом генерации до истечения срока, установленного договором покупки электрической мощности для предоставления копии акта приемки в эксплуатацию вновь вводимых в эксплуатацию генерирующих установок с маневренным режимом генерации, и при выполнении условий, предусмотренных подпунктами 1) и 2) части второй пункта 93 настоящих Правил, дата начала покупки услуги по поддержанию готовности электрической мощности переносится и срок покупки услуги по поддержанию готовности электрической мощности, равный 15 (пятнадцати) годам, начинается с первого числа месяца, следующего за месяцем, в котором победитель аукционных торгов прошел первую аттестацию.

При прохождении первой аттестации генерирующих установок с маневренным режимом генерации после истечения сроков, предусмотренных договором покупки электрической мощности, началом покупки услуги по поддержанию готовности электрической мощности является первое число месяца, следующего за месяцем, в котором победитель аукционных торгов прошел первую аттестацию.

При этом индивидуальный тариф на услугу по поддержанию готовности электрической мощности при строительстве вновь вводимых в эксплуатацию генерирующих установок с маневренным режимом генерации, срок покупки услуги по поддержанию готовности электрической мощности победителя аукционных торгов, предусмотренный частью первой настоящего пункта, не подлежат корректировке в сторону увеличения."

пункт 104 изложить в новой редакции:

"104. После подписания договора покупки электрической мощности победитель аукционных торгов предоставляет единому закупщику следующие документы и информацию:

1) копию уведомления о начале строительно-монтажных работ, вновь вводимых в эксплуатацию генерирующих установок с маневренным режимом генерации (обеспечивающих исполнение договора покупки электрической мощности), направленного в государственный орган, осуществляющий государственный архитектурно-строительный контроль, при этом, для газовых электростанций и гидроэлектростанции эта копия предоставляется в течение 24 (двадцати четырех) месяцев с даты подписания договора покупки электрической мощности;

2) копию акта приемки в эксплуатацию вновь вводимых в эксплуатацию генерирующих установок с маневренным режимом генерации (обеспечивающих исполнение договора покупки электрической мощности), утвержденного в порядке,

определенном Законом о строительной деятельности при этом, для газовых электростанций данная копия предоставляется в течение 48 (сорока восьми) месяцев с даты подписания договора покупки электрической мощности, для гидроэлектростанций – в течение 60 (шестидесяти) месяцев с даты подписания договора покупки электрической мощности;"

3) информацию о ходе строительства вновь вводимых в эксплуатацию генерирующих установок с маневренным режимом генерации (обеспечивающих исполнение договора покупки электрической мощности) - по запросу единого закупщика;

4) финансовое обеспечение исполнения условий договора покупки электрической мощности – согласно пункту 95 настоящих Правил.

При этом, в процессе реализации проекта строительства генерирующей установки с маневренным режимом генерации победителем аукционных торгов, допускается отклонение объема услуги по поддержанию готовности электрической мощности указанного проекта от договорного объема услуги по поддержанию готовности электрической мощности, как в сторону увеличения, так и в сторону уменьшения до 15 (пятнадцать) % (от договорного объема услуги по поддержанию готовности электрической мощности), с последующей корректировкой договора покупки электрической мощности на основании направленного победителем аукционных торгов уведомления об отклонении объема услуги по поддержанию готовности электрической мощности.

Для корректировки объема услуги по поддержанию готовности электрической мощности указанного проекта от договорного объема услуги по поддержанию готовности электрической мощности по договору покупки электрической мощности, Победитель аукционных торгов направляет уведомления об отклонении объема услуги по поддержанию готовности электрической мощности указанного проекта от договорного объема услуги по поддержанию готовности электрической мощности в уполномоченный орган и единому закупщику в срок не позднее 15 октября года, предшествующего году, в котором истекает срок предоставления копии акта приемки в эксплуатацию вновь вводимых в эксплуатацию генерирующих установок с маневренным режимом генерации, установленный настоящими Правилами."

Приложение 1 к Перечню
некоторых приказов
Министра энергетики
Республики Казахстан,
в которые вносятся изменения
и дополнения
Приложение 5
к Правилам организации
и функционирования оптового
рынка электрической энергии

Порядок определения прогнозных цен единого закупщика электрической энергии на продажу электрической энергии на конкретный час предстоящих суток

Прогнозная цена единого закупщика электрической энергии на продажу электрической энергии на конкретный час предстоящих суток определяется следующим образом:

1. Для субъекта оптового рынка электрической энергии, включенного в список получателей адресной поддержки, прогнозная цена единого закупщика электрической энергии на продажу электрической энергии на конкретный час предстоящих суток приравнивается к цене на покупку электрической энергии, указанной на данный час для данного субъекта в список получателей адресной поддержки.

2. Для субъекта оптового рынка электрической энергии, являющегося условным потребителем и администратором гибридной группы, прогнозная цена единого закупщика электрической энергии на продажу электрической энергии на конкретный час предстоящих суток (в части минимально допустимого часового объема покупки электрической энергии, указываемого на данный час суток в заявке покупки данного субъекта) приравнивается к прогнозному значению тарифа на поддержку возобновляемых источников энергии на расчетный период (календарный месяц), к которому относится данный час, определенному согласно Правилам определения тарифа на поддержку.

3. Для субъекта оптового рынка электрической энергии, являющегося условным потребителем, прогнозная цена единого закупщика электрической энергии на продажу электрической энергии на конкретный час предстоящих суток (в части часового объема покупки электрической энергии у единого закупщика электрической энергии сверх минимально допустимого часового объема покупки электрической энергии, указываемого на данный час суток в заявке на покупку данного субъекта) приравнивается к прогнозному значению базовой цены на данный час, определяемого согласно пункту 5 настоящего приложения.

4. Для субъекта оптового рынка электрической энергии, являющегося потребителем зеленой энергии, прогнозная цена единого закупщика электрической энергии на продажу электрической энергии на конкретный час предстоящих суток приравнивается к прогнозному значению зеленого тарифа на расчетный период (календарный месяц), к которому относится данный час, определенному согласно Правилам определения тарифа на поддержку.

4-1. Для субъекта оптового рынка электрической энергии, являющегося получателем инвестиционного тарифа, прогнозная цена единого закупщика электрической энергии на продажу электрической энергии на конкретный час

предстоящих суток приравнивается к прогнозному значению инвестиционного тарифа на расчетный период (календарный месяц), к которому относится данный час, определенному согласно Правилам инвестиционного тарифа.

При этом, для субъекта оптового рынка электрической энергии, являющегося получателем инвестиционного тарифа на первые два месяца с даты начала предоставления инвестиционного тарифа, прогнозная цена единого закупщика электрической энергии на продажу электрической энергии на конкретный час предстоящих суток приравнивается к прогнозному значению базовой цены на данный час.

4-2. Для субъекта оптового рынка электрической энергии, являющегося получателем межправительственного тарифа, прогнозная цена единого закупщика электрической энергии на продажу электрической энергии на конкретный час предстоящих суток приравнивается к прогнозному значению межправительственного тарифа на расчетный период (календарный месяц), к которому относится данный час, определенному согласно настоящим Правилам.

При этом, для субъекта оптового рынка электрической энергии, являющегося получателем межправительственного тарифа на первые два месяца с даты начала предоставления межправительственного тарифа, прогнозная цена единого закупщика электрической энергии на продажу электрической энергии на конкретный час предстоящих суток приравнивается к прогнозному значению базовой цены на данный час.

5. Для всех остальных субъектов оптового рынка электрической энергии прогнозная цена единого закупщика электрической энергии на продажу электрической энергии на конкретный час предстоящих суток приравнивается к прогнозному значению базовой цены на данный час.

6. Прогнозные значения базовой цены, тарифа на поддержку возобновляемых источников энергии, зеленого тарифа, инвестиционного тарифа и межправительственного тарифа рассчитываются единым закупщиком электрической энергии ежемесячно на предстоящий расчетный период (календарный месяц).

7. Прогнозные значения базовой цены на предстоящий расчетный период приравниваются к фактическим значениям базовой цены на часы расчетного периода (календарного месяца), предшествующего текущему расчетному периоду (календарному месяцу).

8. Прогнозные значения тарифа на поддержку возобновляемых источников энергии на предстоящий расчетный период приравниваются к фактическим значениям тарифа на поддержку возобновляемых источников энергии на часы расчетного периода (календарного месяца), предшествующего текущему расчетному периоду (календарному месяцу).

9. Прогнозные значения зеленого тарифа на предстоящий расчетный период приравниваются к фактическим значениям зеленого тарифа на часы расчетного периода (календарного месяца), предшествующего текущему расчетному периоду (календарному месяцу).

10. Прогнозные значения инвестиционного тарифа на предстоящий расчетный период приравниваются к фактическим значениям инвестиционного тарифа на часы расчетного периода (календарного месяца), предшествующего текущему расчетному периоду (календарному месяцу).

11. Прогнозные значения межправительственного тарифа на предстоящий расчетный период приравниваются к фактическим значениям межправительственного тарифа на часы расчетного периода (календарного месяца), предшествующего текущему расчетному периоду (календарному месяцу).

Приложение 2 к Перечню
некоторых приказов
Министра энергетики
Республики Казахстан,
в которые вносятся изменения
и дополнения
Приложение 6
к Правилам организации
и функционирования оптового
рынка электрической энергии

Порядок расчета объема приоритетной продажи электрической энергии на оптовом рынке электрической энергии на каждый час операционных суток для энергопроизводящих организации, в состав которой входят теплоэлектроцентрали, осуществляющие централизованное теплоснабжение городов и районов

1. Порядок расчета объема приоритетной продажи электрической энергии (далее – Расчет) осуществляется по следующей формуле:

$$ОП = P_{мин}^{(ЭПО)} - P_{сп}^{(ЭПО)} - |\delta| - P_{ТМ}, \text{ где}$$

ОП

– объем приоритетной продажи электрической энергии (округляется до тысячных), в МВт;

$P_{мин}^{(ЭПО)}$

– плановое максимальное за соответствующий год значение минимальной электрической мощности генерирующих установок (при заданном уровне их тепловой нагрузки) теплоэлектроцентрали, входящей в состав действующей энергопроизводящей организации (далее – станция ЭПО), в МВт;

$P_{сп}^{(ЭПО)}$

– максимальное за соответствующий год значение электрической мощности собственного потребления энергопроизводящей организации, указываемое в договоре о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности (при его наличии), в МВт;

$P_{ТМ}$

– плановое максимальное за соответствующий год значение минимальной электрической мощности генерирующих установок (при заданном уровне их тепловой нагрузки) станций ЭПО, вводимых в эксплуатацию по статьям 15-4, 15-8 Закон Республики Казахстан от 9 июля 2004 года № 588 "Об электроэнергетике", и имеющих отопительные отборы и задействованных в обеспечении теплоснабжением потребителей в период прохождения осенне-зимнего периода;

$|\delta|$

– модуль

$|\delta|$

, в МВт;

$|\delta|$

– дельта, в МВт, рассчитываемая по следующей формуле:

$$\delta = \left(P_{атт}^{(ЭПО)} + P_{сн.эс.атт}^{(ЭПО)} \right) - \left(P_{мин}^{(ЭПО)} + P_{эксп}^{(ЭПО)} \right), \text{ где}$$

δ

– поправка, в МВт;

$P_{атт i}^{(ЭС)}$

– аттестованная электрическая мощность i -ой электрической станции энергопроизводящей организации, в МВт;

$P_{\text{СН.ЭС.атт}i}^{(\text{ЭС})}$

– электрическая мощность собственных нужд i -ой электрической станций энергопроизводящей организации, зафиксированная по результатам соответствующих аттестаций, в МВт;

 $P_{\text{мин}i}^{(\text{ЭС})}$

– плановое максимальное за соответствующий год значение минимальной электрической мощности генерирующих установок (при заданном уровне их тепловой нагрузки) i -ой станций ЭПО, в МВт;

 $P_{\text{эксп}i}^{(\text{ЭС})}$

– максимальная за соответствующий год электрическая мощность экспорта i -ой электрической станции энергопроизводящей организации, указываемая в договоре о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности, в МВт;

При отсутствии у энергопроизводящей организации автоматизированной системы коммерческого учета электрической энергии, приборов телеметрии, обеспечивающих автоматическую передачу данных в порядке согласно Электросетевых правил, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 18 декабря 2014 года № 210 "Об утверждении электросетевых Правил" (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 10899) (далее – Электросетевые правила), применяется значение установленной мощности, согласно паспортным данным данной энергопроизводящей организации.

Если в результате определения (дельты) ее значение окажется положительным (больше нуля), то значение (дельты) приравнивается к нулю.

Если в результате определения предельного объема продажи электрической энергии его значение окажется отрицательным, то значение предельного объема продажи электрической энергии приравнивается к нулю.

2. Плановое максимальное за соответствующий год значение минимальной электрической мощности генерирующих установок (при заданном уровне их тепловой нагрузки) станций ЭПО определяется по следующей формуле:

$$P_{\text{мин}}^{(\text{ЭПО})} = \sum_{i=1}^n P_{\text{мин}.i}^{\text{ТЭЦ}}, \text{ где}$$

 $P_{\text{мин}}^{(\text{ЭПО})}$

– плановое максимальное за соответствующий год значение минимальной электрической мощности генерирующих установок (при заданном уровне их тепловой нагрузки) станций ЭПО, в МВт;

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

сумма по i ;

i

– порядковый номер, изменяющийся от 1 до n ;

n

– общее количество теплоэлектроцентралей, входящих в состав действующей энергопроизводящей организации;

$$P_{\text{мин.}i}^{(\text{ТЭЦ})}$$

– плановое максимальное за соответствующий год значение минимальной электрической мощности генерирующих установок (при заданном уровне их тепловой нагрузки) i -той станции ЭПО, в МВт.

2-1. Максимальное за соответствующий год значение электрической мощности собственного потребления энергопроизводящей организации, указываемое в договоре о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности, рассчитывается по формуле:

$$P_{\text{сп}}^{(\text{ЭПО})} = \sum_{i=1}^n P_{\text{сп}i}^{(\text{ЭПО})}, \text{ где}$$

$$P_{\text{сп}}^{(\text{ЭПО})}$$

– максимальное за соответствующий год значение электрической мощности собственного потребления энергопроизводящей организации, указываемое в договоре о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности, в МВт;

$$P_{\text{сп}i}^{(\text{ЭПО})}$$

- максимальное за соответствующий год значение электрической мощности собственного потребления i -ой электрической станции энергопроизводящей организации, указываемое в договоре о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности, в МВт;

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

сумма по i ;

i – порядковый номер, изменяющийся от 1 до n ;

n – общее количество теплоэлектроцентралей, входящих в состав действующей энергопроизводящей организации;

3. Плановое максимальное за соответствующий год значение минимальной электрической мощности генерирующих установок (при заданном уровне их тепловой нагрузки) станции ЭПО определяется по формуле:

$$P_{\text{мин}}^{\text{ТЭЦ}} = \sum_{j=1}^m P_{\text{мин.гу.}j}, \text{ где}$$

$$P_{\text{мин}}^{(\text{ТЭЦ})}$$

– плановое максимальное за соответствующий год значение минимальной электрической мощности генерирующих установок (при заданном уровне их тепловой нагрузки) станции ЭПО, в МВт;

$$\sum_{j=1}^m$$

сумма по j ;

$$j$$

– порядковый номер, изменяющийся от 1 до m ;

$$m$$

– общее количество действующих генерирующих установок станции ЭПО, имеющих отопительные отборы и задействованных в обеспечении теплоснабжением потребителей в период прохождения осенне-зимнего периода;

$$P_{\text{мин.гу.}j}$$

– плановое максимальное за соответствующий год значение минимальной электрической мощности j -той генерирующей установки (при заданном уровне ее тепловой нагрузки) станции ЭПО, в МВт.

3. Плановое максимальное за соответствующий год значение минимальной электрической мощности генерирующих установок (при заданном уровне их тепловой нагрузки) станции ЭПО определяется по формуле:

$$P_{\text{мин}}^{\text{ТЭЦ}} = \sum_{j=1}^m P_{\text{мин.гу.}j}, \text{ где}$$

$P_{\text{мин}}^{(\text{ТЭЦ})}$

– плановое максимальное за соответствующий год значение минимальной электрической мощности генерирующих установок (при заданном уровне их тепловой нагрузки) станции ЭПО, в МВт;

$\sum_{j=1}^m$

сумма по j ;

j

– порядковый номер, изменяющийся от 1 до m ;

m

– общее количество действующих генерирующих установок станции ЭПО, имеющих отопительные отборы и задействованных в обеспечении теплоснабжением потребителей в период прохождения осенне-зимнего периода;

$P_{\text{мин.гу.}j}$

– плановое максимальное за соответствующий год значение минимальной электрической мощности j -той генерирующей установки (при заданном уровне ее тепловой нагрузки) станции ЭПО, в МВт.

4. Плановое максимальное за соответствующий год значение минимальной электрической мощности генерирующей установки (при заданном уровне ее тепловой нагрузки) станции ЭПО определяется в следующем порядке:

1) рассчитывается максимальное за соответствующий год заданное значение мощности отпуска тепла станции ЭПО с оборотной водой:

$$Q_{\text{оборот}} = \frac{C * (t_{\text{прям}} - t_{\text{обр}}) * (G_{\text{цирк}} - G_{\text{подп}})}{1000}, \text{ где}$$

$Q_{\text{оборот}}$

– максимальное за соответствующий год заданное значение мощности отпуска тепла станции ЭПО с оборотной водой, в Гкал/ч;

C

– удельная теплоемкость воды, равная 1,0 ккал/(кг*С°);

$t_{\text{прям}}$

– температура прямой воды по действующему температурному графику станции ЭПО, соответствующая средней температуре наружного воздуха за самые холодные пятидневки пяти прошедших осенне-зимних периодов (последних), в градусах Цельсия °С;

$t_{\text{обр}}$

– температура обратной воды по действующему температурному графику станции ЭПО, соответствующая средней температуре наружного воздуха за самые холодные пятидневки пяти прошедших осенне-зимних периодов (последних), в градусах Цельсия °С;

$G_{\text{цирк}}$

– максимальное значение циркуляции воды по действующему температурному графику станции ЭПО, в тонн/час;

$G_{\text{подп}}$

– значение подпитки по действующему температурному графику станции ЭПО, в тонн/час;

2) рассчитывается максимальное за соответствующий год заданное значение мощности отпуска тепла станции ЭПО с подпиткой:

$$Q_{\text{подп}} = \frac{C * (t_{\text{прям}} - t_0) * G_{\text{подп}}}{1000}, \text{ где}$$

$Q_{\text{подп}}$

– максимальное за соответствующий год заданное значение необходимой мощности отпуска тепла станции ЭПО с подпиткой, в Гкал/ч;

C

– удельная теплоемкость воды, равная 1,0 ккал/(кг*С°);

$t_{\text{прям}}$

– температура прямой воды по действующему температурному графику станции ЭПО, соответствующая средней температуре наружного воздуха за самые холодные пятидневки пяти прошедших осенне-зимних периодов (последних), в градусах Цельсия $^{\circ}\text{C}$;

t_0

– температура исходной сырой воды, соответствующая средней температуре наружного воздуха за самые холодные пятидневки пяти прошедших осенне-зимних периодов (последних), в градусах Цельсия $^{\circ}\text{C}$;

$G_{\text{подп}}$

– значение подпитки по действующему температурному графику станции ЭПО, в тонн/час;

3) рассчитывается максимальный за соответствующий год заданный уровень тепловой нагрузки всех действующих генерирующих установок станции ЭПО, имеющих отопительные отборы, задействованных в обеспечении теплоснабжением потребителей в период прохождения осенне-зимнего периода:

$$Q = Q_{\text{обор}} + Q_{\text{подп}} - Q_{\text{пвк}} - Q_{\text{роу}}, \text{ где}$$

Q

– максимальный за соответствующий год заданный уровень тепловой нагрузки всех действующих генерирующих установок станции ЭПО, имеющих отопительные отборы и задействованных в обеспечении теплоснабжением потребителей в период прохождения осенне-зимнего периода, в Гкал/ч;

$Q_{\text{обор}}$

– максимальное за соответствующий год заданное значение необходимой мощности отпуска тепла станции ЭПО с оборотной водой, в Гкал/ч;

$Q_{\text{подп}}$

– максимальное за соответствующий год заданное значение необходимой мощности отпуска тепла станции ЭПО с подпиткой, в Гкал/ч;

$Q_{\text{пвк}}$

– средняя за самые холодные пятидневки пяти прошедших осенне-зимних периодов (последних) тепловая мощность пиковых водогрейных котлов станции ЭПО, которые

были задействованы в обеспечении теплоснабжением потребителей в течение указанных пятидневок, в Гкал/ч;

$Q_{роу}$

– средняя за самые холодные пятидневки пяти прошедших осенне-зимних периодов (последних) тепловая мощность всех типов редуционно-охладительных установок станции ЭПО, которые были задействованы в обеспечении теплоснабжением потребителей в течение указанных пятидневок, в Гкал/ч;

4) рассчитывается максимальный за соответствующий год заданный уровень тепловой нагрузки генерирующей установки станции ЭПО, имеющей (отопительный) отопительные отбор (отборы) и задействованной в обеспечении теплоснабжением потребителей в период прохождения осенне-зимнего периода (далее – заданный уровень тепловой нагрузки генерирующей установки станции ЭПО):

$$Q_{гу} = Q_{уст.гу} * \frac{Q}{Q_{уст.гу}^{(ТЭЦ)}}, \text{ где}$$

$Q_{гу}$

– заданный уровень тепловой нагрузки генерирующей установки станции ЭПО, в Гкал/ч;

$Q_{уст.гу}$

– установленная тепловая мощность генерирующей установки станции ЭПО, имеющей (отопительный) отопительные отбор (отборы) и задействованной в обеспечении теплоснабжением потребителей в период прохождения осенне-зимнего периода, в Гкал/ч;

Q

– максимальный за соответствующий год заданный уровень тепловой нагрузки всех генерирующих установок станции ЭПО, имеющих отопительные отборы и задействованных в обеспечении теплоснабжением потребителей в период прохождения осенне-зимнего периода, в Гкал/ч;

$Q_{уст.гу}^{(ТЭЦ)}$

– установленная тепловая мощность всех генерирующих установок станции ЭПО, имеющих отопительные отборы и задействованных в обеспечении теплоснабжением потребителей в период прохождения осенне-зимнего периода, в Гкал/ч.

В случае, если в рассчитанный заданный уровень тепловой нагрузки генерирующей установки станции ЭПО превышает установленную тепловую мощность генерирующей установки, то заданный уровень тепловой нагрузки генерирующей установки станции ЭПО приравнивается к ее установленной тепловой мощности. При этом, объем указанного превышения подлежит перераспределению между другими генерирующими установками станции ЭПО, у которых такого превышения нет. Обоснование перераспределения отражаются в Расчете.

Для предвключенных генерирующих установок станции ЭПО не применяются расчеты, осуществляемые в соответствии с настоящим подпунктом. При этом, к данным генерирующим установкам применяются расчеты, осуществляемые согласно подпункту 5) настоящего пункта;

5) на основании заданного уровня тепловой нагрузки генерирующей установки станции ЭПО по графику зависимости, соответствующему данной установке, определяется соответствующее плановое максимальное за соответствующий год значение минимальной электрической мощности данной генерирующей установки (при заданном уровне ее тепловой нагрузки), в МВт.

Для предвключенной генерирующей установки станции ЭПО плановое максимальное за соответствующий год значение минимальной электрической мощности определяется по соответствующему графику зависимости на основании суммы заданных уровней тепловой нагрузки генерирующих установок станции ЭПО, для которых предвключенная генерирующая установка станции ЭПО редуцирует давление пара.

5. Расчет действует с 1 января по 31 декабря года, наступающего за годом, в котором данный Расчет получил положительное заключение совета рынка.

При этом, совета рынка предоставляет заключение энергопроизводящей организаций по Расчету в разбивке по электрическим станциям.

6. Расчет предельного объема приоритетной продажи электрической энергии на оптовом рынке электрической энергии на операционные сутки для энергопроизводящих организации, в состав которой входят теплоэлектроцентрали, осуществляющие централизованное теплоснабжение городов и районов:

1. Параметры.

Таблица 1*					
№ п/п	Наименование станции ЭПО*	Параметры***			
		$t_{ср(5)}$, °C	$t_{прям}$, °C	$t_{обр}$, °C	$G_{цирк}$, тонн/час
1	2	3	4	5	6
1					
2					
3					

Продолжение таблицы

Параметры***						
$G_{\text{подп}}$	$Q_{\text{обор}}$	t_0	$Q_{\text{подп}}$	$Q_{\text{пвк}}$	$Q_{\text{роу}}$	Q
тонн/час	Гкал/ч	°С	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч	Гкал/ч
7	8	9	10	11	12	13

Примечание:

МВт – мегаватт;

Гкал/ч – гигакалории в час;

* – числовые значения параметров таблицы отражаются с точностью до десятых;

** – теплоэлектроцентраль, входящая в состав действующей энергопроизводящей организации;

*** – для параметров использованы следующие обозначения:

$t_{\text{ср}(5)}$

– средняя температура наружного воздуха за самые холодные пятидневки пяти прошедших осенне-зимних периодов (последних), в градусах Цельсия °С;

$t_{\text{прям}}$

– температура прямой воды по действующему температурному графику станции ЭПО, соответствующая средней температуре наружного воздуха за самые холодные пятидневки пяти прошедших осенне-зимних периодов (последних), в градусах Цельсия °С;

$t_{\text{обр}}$

– температура обратной воды по действующему температурному графику станции ЭПО, соответствующая средней температуре наружного воздуха за самые холодные пятидневки пяти прошедших осенне-зимних периодов (последних), в градусах Цельсия °С;

$G_{\text{цирк}}$

– максимальное значение циркуляции воды по действующему температурному графику станции ЭПО, в тонн/час;

$G_{\text{подп}}$

– значение подпитки по действующему температурному графику станции ЭПО, в тонн/час;

$Q_{\text{обор}}$

– максимальное за соответствующий год заданное значение мощности отпуска тепла станции ЭПО с оборотной водой, в Гкал/ч;

t_0

– температура исходной сырой воды, соответствующая средней температуре наружного воздуха за самые холодные пятидневки пяти прошедших осенне-зимних периодов (последних), в градусах Цельсия °С;

$Q_{\text{подп}}$

– максимальное за соответствующий год заданное значение мощности отпуска тепла станции ЭПО с подпиткой, в Гкал/ч;

$Q_{\text{пвк}}$

– средняя за самые холодные пятидневки пяти прошедших осенне-зимних периодов (последних) тепловая мощность пиковых водогрейных котлов станции ЭПО, которые были задействованы в обеспечении теплоснабжением потребителей в течение данных пятидневок, в Гкал/ч;

$Q_{\text{роу}}$

– средняя за самые холодные пятидневки пяти прошедших осенне-зимних периодов (последних) тепловая мощность всех типов редуционно-охладительных установок станции ЭПО, которые были задействованы в обеспечении теплоснабжением потребителей в течение указанных пятидневок, в Гкал/ч;

Q

– максимальный за соответствующий год заданный уровень тепловой нагрузки всех действующих генерирующих установок станции ЭПО, имеющих отопительные отборы и задействованных в обеспечении теплоснабжением потребителей в период прохождения осенне-зимнего периода, в Гкал/ч.

Таблица 2*						
№ п/п	Наименование ГУ станции ЭПО	Параметры***				
		$Q_{\text{уст.гу}}$ Гкал/ч	$Q_{\text{уст.гу}}^{(\text{ТЭЦ})}$ Гкал/ч	$Q_{\text{гу}}$ Гкал/ч	$P_{\text{мин.гу}}$ МВт	$P_{\text{мин}}^{(\text{ТЭЦ})}$ МВт
1	2	3	4	5	6	7
1						
2						
3						

Примечание:

МВт – мегаватт;

Гкал/ч – гигакалории в час;

* – заполняется отдельно по каждой теплоэлектроцентрали, входящей в состав действующей энергопроизводящей организации, при этом, числовые значения параметров таблицы отражаются с точностью до десятых;

** – генерирующая установка теплоэлектроцентрали, входящей в состав действующей энергопроизводящей организации, имеющая (отопительный) отопительные отборы (отбор) и задействованная в обеспечении теплоснабжением потребителей в период прохождения осенне-зимнего периода;

*** – для параметров использованы следующие обозначения:

$Q_{уст.гу}$

– установленная тепловая мощность генерирующей установки станции ЭПО, имеющей (отопительный) отопительные отбор (отборы) и задействованной в обеспечении теплоснабжением потребителей в период прохождения осенне-зимнего периода, в Гкал /ч;

$Q_{уст.гу}^{(ТЭЦ)}$

– установленная тепловая мощность всех генерирующих установок станции ЭПО, имеющих отопительные отборы и задействованных в обеспечении теплоснабжением потребителей в период прохождения осенне-зимнего периода, в Гкал/ч.

$Q_{гу}$

– максимальный за соответствующий год заданный уровень тепловой нагрузки генерирующей установки станции ЭПО, имеющей (отопительный) отопительные отбор (отборы) и задействованной в обеспечении теплоснабжением потребителей в период прохождения осенне-зимнего периода, в Гкал/ч;

$P_{мин.гу}$

– плановое максимальное за соответствующий год значение минимальной электрической мощности генерирующей установки (при заданном уровне ее тепловой нагрузки) станции ЭПО, в МВт;

$P_{мин}^{(ТЭЦ)}$

– плановое максимальное за соответствующий год значение минимальной электрической мощности генерирующих установок (при заданном уровне их тепловой нагрузки) станции ЭПО, в МВт.

		Таблица 3*		
		Параметры***		

№ п/п	Наименование ТЭЦ**	$P_{\text{мин}}^{(\text{ТЭЦ})}$, МВт	$P_{\text{мин}}^{(\text{ЭПО})}$, МВт	$P_{\text{сп}}^{(\text{ЭПО})}$, МВт	ОП, МВт
1	2	3	4	5	6
1					
2					
3					

Примечание:

МВт – мегаватт;

Гкал/ч – гигакалории в час;

* – числовые значения параметров таблицы отражаются с точностью до десятых;

** – теплоэлектроцентраль, входящая в состав действующей энергопроизводящей организации;

*** – для параметров использованы следующие обозначения:

$P_{\text{мин}}^{(\text{ТЭЦ})}$

– плановое максимальное за соответствующий год значение минимальной электрической мощности генерирующих установок (при заданном уровне их тепловой нагрузки) станции ЭПО, в МВт;

$P_{\text{мин}}^{(\text{ЭПО})}$

– плановое максимальное за соответствующий год значение минимальной электрической мощности генерирующих установок (при заданном уровне их тепловой нагрузки) станций ЭПО, в МВт;

$P_{\text{сп}}^{(\text{ЭПО})}$

– максимальное за соответствующий год значение электрической мощности собственного потребления i-ой электрической станции энергопроизводящей организации, указываемое в договоре о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности энергопроизводящей организации, в МВт;

ОП

– объем приоритетной продажи электрической энергии на оптовом рынке электрической энергии на операционные сутки для энергопроизводящих организации, в состав которой входят теплоэлектроцентрали, осуществляющие централизованное теплоснабжение городов и районов, в МВт.

2. Графики зависимости всех генерирующих установок, указанных в настоящем Расчете (прикладываются к Расчету).

При этом, к каждому графику зависимости прикладывается пошаговое описание процесса определения по данному графику зависимости минимальной электрической мощности соответствующей генерирующей установки (при заданном уровне ее тепловой нагрузки) с детальным обоснованием каждого указанного шага.

В случае если генерирующая установка станции ЭПО имеет несколько отборов пара, то в указанном в настоящем пункте пошаговом описании процесса также указывается обоснование используемого в Расчете распределения пара между отборами.

В случае, если для использования графика расчета использовались промежуточные расчеты с использованием значений энтальпий пара из отборов, то в указанном в настоящем пункте пошаговом описании процесса также указываются данные расчеты с детальным описанием примененных формул и использованных исходных данных.

3. Температурные графики на предстоящий осенне-зимний период, согласованные с местным исполнительным органом, всех указанных в настоящем Расчете теплоэлектроцентралей, входящих в состав действующей энергопроизводящей организации (прикладываются к Расчету).

4. Копии паспортных данных всех генерирующих установок, указанных в настоящем Расчете (прикладываются к Расчету).

5. Документы, подтверждающие (прикладываются к Расчету):

1) дни (даты) самых холодных пятидневок каждого из пяти прошедших осенне-зимних периодов (последних);

2) средние за самые холодные пятидневки каждого из пяти прошедших осенне-зимних периодов (последних) значения тепловых мощностей указанных в настоящем Расчете пиковых водогрейных котлов и всех типов редуционно-охладительных установок станций ЭПО, которые были задействованы в обеспечении теплоснабжением потребителей в течение данной пятидневки;

3) средние за самые холодные пятидневки каждого из пяти прошедших осенне-зимних периодов (последних) значения температуры наружного воздуха;

4) средние за самые холодные пятидневки каждого из пяти прошедших осенне-зимних периодов (последних) значения температуры исходной сырой воды.

6. Пошаговое описание вычислений (по формулам, указанным в Правилах организации и функционирования оптового рынка электрической энергии, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 106 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 10531), по результатам которых определены значения параметров, указанных в таблицах 1, 2 и 3 настоящего Расчета (прикладывается к Расчету).

Порядок расчета фактического значения базовой цены на конкретный час суток

1. Фактическое значение базовой цены на конкретный час суток, в тенге/кВт*ч (округляется до сотых), без НДС, определяются по формуле:

$$Ц_{\text{ост}}^{\text{ЕЗ}} = \frac{S_{\text{затр}}^{\text{ЕЗ}} - S_{\text{дох}}^{\text{ЕЗ}}}{W_{\text{ост}}^{\text{ЕЗ}}}, \text{ где:}$$

$Ц_{\text{ост}}^{\text{ЕЗ}}$

– фактическое значение базовой цены на конкретный час суток, в тенге/кВт*ч без НДС (округляется до сотых);

$S_{\text{затр}}^{\text{ЕЗ}}$

– сумма затрат единого закупщика электрической энергии на покупку электрической энергии на данный час суток, в тенге без НДС;

$S_{\text{дох}}^{\text{ЕЗ}}$

– сумма доходов единого закупщика электрической энергии от продажи электрической энергии на данный час суток, в тенге без НДС;

$W_{\text{ост}}^{\text{ЕЗ}}$

– суммарный объем электрической энергии, купленный на данный час суток у единого закупщика электрической энергии субъектами оптового рынка электрической энергии, за исключением цифровых майнеров, потребителей зеленой энергии, получателей инвестиционного тарифа, получателей межправительственного тарифа, администраторов гибридных групп, субъектов оптового рынка электрической энергии, включенных в список получателей адресной поддержки, условных потребителей (в части их общего объема покупки электрической энергии у единого закупщика электрической энергии на данный час суток сверх суммы их минимально допустимых часовых объемов покупки электрической энергии, включенных в соответствующий суточный график производства-потребления электрической энергии, утвержденный системным оператором (с учетом корректировок)), в кВт*ч (округляется до целых).

2. Сумма затрат единого закупщика электрической энергии на покупку электрической энергии на данный час суток (

$S_{затр}^{ЕЗ}$

) определяется по следующей формуле:

$$S_{затр}^{ЕЗ} = \sum_{i=1}^a (T_{рм.i} \cdot C_{ч} \cdot W_{рм.i}) + \sum_{i=1}^b (T_{тэц.i} \cdot W_{тэц.i}) + \sum_{i=1}^c (C_{цт.i} \cdot W_{цт.i}) + S_{имп}^{ЕЗ} + \text{под виз} + \text{ЕЗ доп}$$

$S_{затр}^{ЕЗ}$

– сумма затрат единого закупщика электрической энергии на покупку электрической энергии на данный час суток, в тенге без НДС;

$T_{рм.i}$

– значение предельного тарифа на электрическую энергию i-й энергопроизводящей организации, заключившей на рынке электрической мощности один или несколько долгосрочных договоров о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности в соответствии со статьями 15-4, 15-8 Закона, в тенге/кВт*ч без НДС (округляется до сотых);

$W_{рм.i}$

– объем электрической энергии, который i-я энергопроизводящая организация, заключившая на рынке электрической мощности один или несколько долгосрочных договоров о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности, в соответствии со статьями 15-4, 15-8 Закона, продала единому закупщику электрической энергии на данный час суток (объем продажи электрической энергии, создание которого планировалось за счет генерирующих установок, мощность которых является предметом данных договоров), в кВт*ч (округляется до целых);

$T_{тэц.i}$

– значение предельного тарифа на электрическую энергию i-й энергопроизводящей организации, в состав которой входят теплоэлектроцентрали, осуществляющие централизованное теплоснабжение городов и районов (за исключением теплоэлектроцентралей, электрическая энергия которых потребляется в рамках соответствующей группы лиц), в тенге/кВт*ч без НДС (округляется до сотых);

$W_{тэц,i}$

– объем электрической энергии, который на данный час суток продала единому закупщику электрической энергии i -я энергопроизводящая организация, в состав которой входят теплоэлектроцентрали, за исключением теплоэлектроцентралей электрическая энергия которых потребляется в рамках соответствующей группы лиц, осуществляющие централизованное теплоснабжение городов и районов, в кВт*ч (округляется до целых);

$Ц_{цт,i}$

– цена, по которой i -я энергопроизводящая организация продала электрическую энергию единому закупщику электрической энергии на централизованных торгах электрической энергией для энергопроизводящих организаций на данный час суток, в тенге/кВт*ч без НДС (округляется до сотых);

$W_{цт,i}$

– объем электрической энергии, который i -я энергопроизводящая организация продала единому закупщику электрической энергии на централизованных торгах электрической энергией для энергопроизводящих организаций на данный час суток, в кВт*ч (округляется до целых);

$C_{ч}$

– соответствующая часовая ставка, определяемая в соответствии с настоящими Правилами;

$\sum_{i=1}^a, \sum_{i=1}^b, \sum_{i=1}^c$

– суммы по i ;

i – порядковый номер, изменяющийся от 1 до a , c , соответственно;

a – количество энергопроизводящих организаций, заключивших на рынке электрической мощности один или несколько долгосрочных договоров о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности в соответствии со статьями 15-4 и 15-8 Закона, продавших электрическую энергию единому закупщику электрической энергии на данный час суток;

b - количество энергопроизводящих организаций, в состав которых входят теплоэлектроцентрали, за исключением теплоэлектроцентралей электрическая энергия которых потребляется в рамках соответствующей группы лиц, осуществляющие централизованное теплоснабжение городов и районов, продавших электрическую энергию единому закупщику электрической энергии на данный час суток;

с – количество энергопроизводящих организаций, продавших электрическую энергию единому закупщику электрической энергии на централизованных торгах электрической энергией для энергопроизводящих организаций на данный час суток;

$S_{\text{имп}}^{\text{ЕЗ}}$

– сумма затрат единого закупщика электрической энергии на покупку импортной электрической энергии на данный час суток, в тенге без НДС (округляется до сотых);

$\Delta_{\text{виз}}^{\text{подд}}$

– затраты на поддержку использования возобновляемых источников энергии, возникшие у единого закупщика электрической энергии при покупке им электрической энергии на данный час суток, в тенге без НДС (округляется до сотых);

$\Delta_{\text{доп}}^{\text{ЕЗ}}$

– дополнительные затраты, возникшие у единого закупщика электрической энергии в течение расчетного периода (календарного месяца) на конкретный час суток по причине оплаты услуг по передаче электрической энергии согласно подпункту 13) пункта 3 статьи 19-1 Закона, затраты, возникшие по причине оплаты услуг по передаче электрической энергии, связанной с экспортом электрической энергии, затраты единого закупщика электрической энергии перед оператором рынка централизованной торговли, затраты, возникшие в рамках осуществления договорных отношений по импортной и экспортной электрической энергии в иностранной валюте, также прямые обязательные расходы оплачиваемые в бюджет при импортной и экспортной электрической энергии, в тенге без НДС (округляется до сотых).

2.1. Сумма затрат единого закупщика электрической энергии на покупку импортной электрической энергии на данный час суток (

$S_{\text{имп}}^{\text{ЕЗ}}$

) определяется по следующей формуле:

$$S_{\text{имп}}^{\text{ЕЗ}} = \sum_{i=1}^d ((C_{\text{имп.}i} + C_{\text{дисп}}) * W_{\text{имп.}i}), \text{ где:}$$

$S_{\text{имп}}^{\text{ЕЗ}}$

– сумма затрат единого закупщика электрической энергии на покупку импортной электрической энергии на данный час суток, в тенге без НДС;

$C_{\text{имп.}i}$

– цена покупки электрической энергии, указанная в i-м договоре единого закупщика электрической энергии на покупку импортной электрической энергии на данный час суток, сконвертированная в тенге/кВт*ч без НДС по курсу, в соответствии с условиями i-го договора;

$C_{\text{дисп}}$

– тариф на услуги по технической диспетчеризации, указанная в соответствующем договоре на оказание услуг по технической диспетчеризации, заключенном между системным оператором и единым закупщиком электрической энергии, для соответствующего расчетного периода (календарного месяца)

$W_{\text{имп.}i}$

– объем электрической энергии, который единый закупщик электрической энергии купил на данный час суток по i-му договору единого закупщика электрической энергии на покупку импортной электрической энергии, в кВт*ч (округляется до целых);

$\sum_{i=1}^d$

- суммы по i;

i – порядковый номер, изменяющийся от 1 до d;

d – количество договоров единого закупщика электрической энергии на покупку импортной электрической энергии, в рамках которых единым закупщиком электрической энергии была куплена импортная электрическая энергия на данный час суток.

2.2. Затраты на поддержку использования возобновляемых источников энергии, возникшие у единого закупщика электрической энергии при покупке им электрической энергии на данный час суток (

$\Delta_{\text{ВИЭ}}^{\text{подд}}$

), определяются по следующей формуле:

$$\Delta_{\text{ВИЭ}}^{\text{подд}} = \left(\sum_{i=1}^p (C_{\text{ВИЭ}(1).i} * W_{\text{ВИЭ}(1).i}) + \frac{\sum_{i=1}^w (C_{\text{ВИЭ}(2).i} * W_{\text{ВИЭ}(2).i})}{N_{\text{мес}}} + \frac{s_{\text{ВИЭ}}^{\text{б}} + s_{\text{ВИЭ}}^{\text{брэ}} + s_{\text{опер}}^{\text{ЕЗ}} + s_{\text{рез.фонд}}^{\text{ЕЗ}}}{N_{\text{мес}}} - T_{\text{зел}} * \sum_{i=1}^e (W_{\text{ВИЭ}.i}^{\text{зел}}) \right)$$

$\Delta_{\text{ВИЭ}}^{\text{подд}}$

– затраты на поддержку использования возобновляемых источников энергии, возникшие у единого закупщика электрической энергии при покупке им электрической энергии на данный час суток, в тенге без НДС (округляется до сотых);

$C_{\text{ВИЭ}(1).i}$

– цена долгосрочного договора купли-продажи электрической энергии i -й энергопроизводящей организации, использующей возобновляемые источники энергии (энергетическую утилизацию отходов), заключенного с единым закупщиком электрической энергии, согласно законодательству о поддержке использования возобновляемых источников энергии, в тенге/кВт*ч без НДС (округляется до сотых);

$W_{\text{ВИЭ}(1).i}$

– объем электрической энергии, который i -я энергопроизводящая организация, использующая возобновляемые источники энергии (энергетическую утилизацию отходов), продала единому закупщику электрической энергии на данный час суток в рамках долгосрочного договора купли-продажи электрической энергии, заключенного с единым закупщиком электрической энергии, согласно законодательству о поддержке использования возобновляемых источников энергии, кВт*ч (округляется до целых);

$C_{\text{ВИЭ}(2).i}$

– цена долгосрочного договора купли-продажи электрической энергии i -й энергопроизводящей организации, использующей возобновляемые источники энергии (энергетическую утилизацию отходов), заключенного с расчетно-финансовым центром, согласно законодательству о поддержке использования возобновляемых источников энергии, в тенге/кВт*ч без НДС (округляется до сотых);

$W_{\text{ВИЭ}(2).i}$

– объем электрической энергии, который i -я энергопроизводящая организация, использующая возобновляемые источники энергии (энергетическую утилизацию отходов), продала единому закупщику электрической энергии за расчетный период (календарный месяц), к которому относится данный час суток, согласно фактическому балансу производства-потребления на оптовом рынке электрической энергии, в рамках долгосрочного договора купли-продажи электрической энергии, заключенного с расчетно-финансовым центром, согласно законодательству о поддержке использования возобновляемых источников энергии, кВт*ч (округляется до целых);

$S_{\text{ВИЭ}}^{\text{б/п}}$

- фактические затраты единого закупщика электрической энергии на услуги по организации балансирования производства-потребления электрической энергии за соответствующий расчетный период (календарный месяц), в тенге без НДС (округляется до сотых), определяемые по следующей формуле:

$$S_{\text{ВИЭ}}^{\text{б/п}} = T_{\text{б/п}} * W_{\text{ВИЭ.факт(мес)}}, \text{ где}$$

$T_{\text{б/п}}$

– тариф системного оператора на услуги по организации балансирования производства-потребления электрической энергии за соответствующий расчетный период (календарный месяц), в тенге/кВт*ч без НДС;

$W_{\text{ВИЭ.факт}}$

– фактический объем электрической энергии, отпуска в сеть энергопроизводящих организаций, использующих возобновляемые источники энергии (энергетическую утилизацию отходов) и имеющих заключенный с единым закупщиком электрической энергии и расчетно-финансовым центром долгосрочный договор купли-продажи электрической энергии, согласно законодательству о поддержке использования возобновляемых источников энергии, за соответствующий расчетный период (календарный месяц) в кВт*ч (округляется до целых);

$S_{\text{ВИЭ}}^{\text{брэ}}$

– фактические затраты единого закупщика электрической энергии, понесенные на балансирующем рынке электрической энергии (за вычетом доходов), за соответствующий расчетный период (календарный месяц), в тенге, без НДС;

$S_{\text{опер}}^{\text{ЕЗ}}$

– фактические затраты единого закупщика электрической энергии, связанные с осуществлением его деятельности, за соответствующий расчетный период (календарный месяц), определяемые согласно Правил определения тарифа на поддержку;

$S_{\text{рез.фонд}}^{\text{ЕЗ}}$

– фактические затраты единого закупщика электрической энергии на формирование резервного фонда за соответствующий расчетный период (календарный месяц), определяемые в соответствии с Правилами формирования и использования резервного фонда, утвержденными приказом и.о. Министра энергетики Республики Казахстан от 29 июля 2016 года № 361 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 14210), в тенге без НДС;

$N_{\text{мес}}$

– безразмерный коэффициент, отражающий количество часов в соответствующем расчетном периоде (календарном месяце)

$T_{\text{зел}}$

– фактическое значение зеленого тарифа на данный час суток, в тенге/кВт*ч (округляется до сотых), без НДС, определяемый в соответствии с Правилами определения тарифа на поддержку;

$W_{\text{виз.}i}^{\text{зел}}$

– объем электрической энергии, купленный на данный час суток у единого закупщика электрической энергии i -м потребителем зеленой энергии, в кВт*ч (округляется до целых);

$\sum_{i=1}^p, \sum_{i=1}^w, \sum_{i=1}^{\theta}$

сумма по i ;

i – порядковый номер, изменяющийся от 1 до p , w и θ соответственно;

p – количество энергопроизводящих организаций, использующих возобновляемые источники энергии (энергетическую утилизацию отходов) и имеющих заключенный с единым закупщиком электрической энергии долгосрочный договор купли-продажи электрической энергии, согласно законодательству о поддержке использования возобновляемых источников энергии, продавших электрическую энергию единому закупщику электрической энергии на данный час суток;

w – количество энергопроизводящих организаций, использующих возобновляемые источники энергии (энергетическую утилизацию отходов) и имеющих заключенный с расчетно-финансовым центром долгосрочный договор купли-продажи электрической энергии, согласно законодательству о поддержке использования возобновляемых источников энергии, продавших электрическую энергию единому закупщику электрической энергии за расчетный период (календарный месяц), к которому относится данный час суток;

θ – количество потребителей зеленой энергии, согласно законодательству об электроэнергетике, купивших электрическую энергию у единого закупщика электрической энергии за расчетный период (календарный месяц), к которому относится данный час суток.

3. Сумма доходов единого закупщика электрической энергии от продажи электрической энергии на данный час суток (

$\sum_{\text{дох}}^{\text{ЕЗ}}$

) определяется по следующей формуле:

$$S_{\text{дох}}^{\text{ЕЗ}} = T_{\text{виз}}^{\text{подд}} \sum_{i=1}^k (W_{\text{виз},i}^{\text{уп}} + W_{\text{виз},i}^{\text{гг}}) + \sum_{i=1}^l (\text{Ц}_{\text{майн},i} * W_{\text{майн},i}) \\ + \sum_{i=1}^m (\text{Ц}_{\text{дифф},i} * W_{\text{дифф},i}) + \sum_{i=1}^r (\text{Ц}_{\text{эксп},i} * W_{\text{эксп},i}) + \sum_{i=1}^z (T_{\text{ит},i} * W_{\text{ит},i}) \\ + \sum_{i=1}^p (T_{\text{мпс},i} * W_{\text{мпс},i})$$

$S_{\text{дох}}^{\text{ЕЗ}}$

– сумма доходов единого закупщика электрической энергии от продажи электрической энергии на данный час суток, в тенге, без НДС;

$T_{\text{виз}}^{\text{подд}}$

– фактическое значение тарифа на поддержку возобновляемых источников энергии на данный час суток, в тенге/кВт*ч (округляется до 4 знаков после запятой), без НДС, определяемый в соответствии с Правилами определения тарифа на поддержку;

$W_{\text{виз},i}^{\text{уп}}$

– объем электрической энергии, купленный на данный час суток у единого закупщика электрической энергии i -м условным потребителем, равный значению его минимально допустимого часового объема покупки электрической энергии для данного часа суток, включенному в соответствующий суточный график производства-потребления электрической энергии, утвержденный системным оператором (с учетом корректировок), в кВт*ч (округляется до целых);

$W_{\text{виз},i}^{\text{гг}}$

– объем электрической энергии, купленный на данный час суток у единого закупщика электрической энергии i -м администратором гибридной группы, равный значению его минимально допустимого часового объема покупки электрической энергии для данного часа суток, включенному в соответствующий суточный график производства-потребления электрической энергии, утвержденный системным оператором (с учетом корректировок), в кВт*ч (округляется до целых);

$\text{Ц}_{\text{майн},i}$

– майнинговая цена на данный час суток i -го субъекта оптового рынка электрической энергии, осуществляющего деятельность по цифровому майнингу, в тенге/кВт*ч (округляется до сотых), без НДС;

$W_{\text{майн.}i}$

– объем электрической энергии, купленный на данный час суток у единого закупщика электрической энергии i -м субъектом оптового рынка электрической энергии, осуществляющим деятельность по цифровому майнингу, в кВт*ч (округляется до целых);

$\text{Ц}_{\text{дифф.}i}$

– цена на покупку электрической энергии, указанная на данный час суток в списке получателей адресной поддержки для i -го субъекта оптового рынка электрической энергии, включенного в список получателей адресной поддержки, в тенге/кВт*ч (округляется до сотых), без НДС;

$W_{\text{дифф.}i}$

– объем электрической энергии, купленный на данный час суток у единого закупщика электрической энергии i -м только в целях энергоснабжения потребителей субъектом оптового рынка электрической энергии, включенным в список получателей адресной поддержки, в кВт*ч (округляется до целых);

$\text{Ц}_{\text{эксп.}i}$ – цена на покупку электрической энергии, указанная на данный час суток для i -го потребителя других стран (экспорт) и (или) уполномоченной организации, определяемой межправительственным соглашением, в тенге/кВт*ч (округляется до сотых), без НДС;

$\text{Ц}_{\text{эксп.}i}$

– цена на покупку электрической энергии, указанная на данный час суток для i -го потребителя других стран (экспорт) и (или) уполномоченной организации, определяемой межправительственным соглашением, в тенге/кВт*ч (округляется до сотых), без НДС; – объем электрической энергии, купленный на данный час суток у единого закупщика электрической энергии i -м потребителем других стран (экспорт) и (или) уполномоченной организации, определяемой межправительственным соглашением, в кВт*ч (округляется до целых);

$W_{\text{эксп.}i}$

– цена на покупку электрической энергии, указанная на данный час суток для i -го потребителя других стран (экспорт) и (или) уполномоченной организации,

определяемой межправительственным соглашением, в тенге/кВт*ч (округляется до сотых), без НДС; – объем электрической энергии, купленный на данный час суток у единого закупщика электрической энергии i -м потребителем других стран (экспорт) и (или) уполномоченной организации, определяемой межправительственным соглашением, в кВт*ч (округляется до целых);

$T_{ит.i}$

- фактическое значение инвестиционного тарифа на данный час суток, в тенге/кВт*ч (округляется до сотых), без НДС, определяемый в соответствии с Правилами инвестиционного тарифа;

$W_{ит.i}$

- объем электрической энергии, купленный на данный час суток у единого закупщика электрической энергии i -м получателем инвестиционного тарифа, включенным в перечень получателей инвестиционного тарифа, в кВт*ч (округляется до целых);

$T_{мпс.i}$

- фактическое значение межправительственного тарифа на данный час суток, в тенге/кВт*ч (округляется до сотых), без НДС, определяемый в соответствии с приложением 10 настоящих Правил;

$W_{мпс.i}$

- объем электрической энергии, купленный на данный час суток у единого закупщика электрической энергии i -м получателем межправительственного тарифа, включенным в перечень получателей межправительственного тарифа, в кВт*ч (округляется до целых);

$\Sigma_{i=1}^k, \Sigma_{i=1}^l, \Sigma_{i=1}^m, \Sigma_{i=1}^r, \Sigma_{i=1}^z, \Sigma_{i=1}^p$

суммы по i ;

i – порядковый номер, изменяющийся от 1 до k, l, m, r, z, p соответственно;

k – количество условных потребителей и администраторов гибридных групп, купивших электрическую энергию у единого закупщика электрической энергии на данный час суток;

l – количество субъектов оптового рынка электрической энергии, осуществляющих деятельность по цифровому майнингу, купивших электрическую энергию у единого закупщика электрической энергии на данный час суток;

m – количество субъектов оптового рынка электрической энергии, включенных в список получателей адресной поддержки, купивших электрическую энергию у единого закупщика электрической энергии на данный час суток;

г – количество потребителей других стран (экспорт) и (или) уполномоченной организации, определяемой межправительственным соглашением, купивших электрическую энергию у единого закупщика электрической энергии на данный час суток;

z – количество получателей инвестиционного тарифа, купивших электрическую энергию у единого закупщика электрической энергии на данный час суток;

р – количество получателей межправительственного тарифа, купивших электрическую энергию у единого закупщика электрической энергии на данный час суток.

4. Суммарный объем электрической энергии, купленный на данный час суток у единого закупщика электрической энергии субъектами оптового рынка электрической энергии, за исключением цифровых майнеров, потребителей зеленой энергии, получателей инвестиционного тарифа, получателей межправительственного тарифа, администраторов гибридных групп, субъектов оптового рынка электрической энергии, включенных в список получателей адресной поддержки, условных потребителей (в части их общего объема покупки электрической энергии у единого закупщика электрической энергии на данный час суток сверх суммы их минимально допустимых часовых объемов покупки электрической энергии, включенных в соответствующий суточный график производства-потребления электрической энергии, утвержденный системным оператором (с учетом корректировок), определяется по следующей формуле:

$$W_{\text{ост}}^{\text{ЕЗ}} = \sum_{i=1}^r (W_{\text{опт } i}^{\text{ЕЗ}}) + \sum_{i=1}^k (W_{\text{виз } i}^{\text{УП}} + W_{\text{виз } i}^{\text{ГГ}}) + \sum_{i=1}^l (W_{\text{майн } i}) + \sum_{i=1}^m (W_{\text{дифф } i}) + \sum_{i=1}^{\theta} (W_{\text{виз } i}^{\text{зел}}) + \sum_{i=1}^z (W_{\text{ит } i}) + \sum_{i=1}^p (W_{\text{мпс } i})$$

$W_{\text{ост}}^{\text{ЕЗ}}$

– суммарный объем электрической энергии, купленный на данный час суток у единого закупщика электрической энергии субъектами оптового рынка электрической энергии, за исключением цифровых майнеров, потребителей зеленой энергии, получателей инвестиционного тарифа, получателей межправительственного тарифа, администраторов гибридных групп, субъектов оптового рынка электрической энергии, включенных в список получателей адресной поддержки, условных потребителей (в

части их общего объема покупки электрической энергии у единого закупщика электрической энергии на данный час суток сверх суммы их минимально допустимых часовых объемов покупки электрической энергии, включенных в соответствующий суточный график производства-потребления электрической энергии, утвержденный системным оператором (с учетом корректировок)), в кВт*ч (округляется до целых);

$W_{\text{опт.}i}^{\text{ЕЗ}}$

– объем электрической энергии, купленный на данный час суток у единого закупщика электрической энергии i -м субъектом оптового рынка электрической энергии, в кВт*ч (округляется до целых);

$W_{\text{виз.}i}^{\text{УП}}$

– объем электрической энергии, купленный на данный час суток у единого закупщика электрической энергии i -м условным потребителем, равный значению его минимально допустимого часового объема покупки электрической энергии для данного часа суток, включенному в соответствующий суточный график производства-потребления электрической энергии, утвержденный системным оператором (с учетом корректировок), в кВт*ч (округляется до целых);

$W_{\text{виз.}i}^{\text{ГГ}}$

– объем электрической энергии, купленный на данный час суток у единого закупщика электрической энергии i -м администратором гибридной группы, равный значению его минимально допустимого часового объема покупки электрической энергии для данного часа суток, включенному в соответствующий суточный график производства-потребления электрической энергии, утвержденный системным оператором (с учетом корректировок), в кВт*ч (округляется до целых);

$W_{\text{майн.}i}$

– объем электрической энергии, купленный на данный час суток у единого закупщика электрической энергии i -м субъектом оптового рынка электрической энергии, осуществляющим деятельность по цифровому майнингу, в кВт*ч (округляется до целых);

$W_{\text{дифф.}i}$

– объем электрической энергии, купленный на данный час суток у единого закупщика электрической энергии i -м только в целях энергоснабжения потребителей субъектом оптового рынка электрической энергии, включенным в список получателей адресной поддержки, в кВт*ч (округляется до целых);

$W_{ит.і}$

- объем электрической энергии, купленный на данный час суток у единого закупщика электрической энергии i -м получателем инвестиционного тарифа, включенным в перечень получателей инвестиционного тарифа, в кВт*ч (округляется до целых);

$W_{мпс.і}$

- объем электрической энергии, купленный на данный час суток у единого закупщика электрической энергии i -м получателем межправительственного тарифа, включенным в перечень получателей межправительственного тарифа, в кВт*ч (округляется до целых);

$\sum_{i=1}^r, \sum_{i=1}^k, \sum_{i=1}^l, \sum_{i=1}^m, \sum_{i=1}^{\theta}, \sum_{i=1}^z, \sum_{i=1}^p$

– суммы по i ;

i – порядковый номер, изменяющийся от 1 до r, k, l, m, θ, z, p соответственно;

r – количество субъектов оптового рынка электрической энергии, купивших электрическую энергию у единого закупщика электрической энергии на данный час суток;

k – количество субъектов оптового рынка электрической энергии (являющихся условными потребителями и администраторами гибридных групп), купивших электрическую энергию у единого закупщика электрической энергии на данный час суток;

l – количество субъектов оптового рынка электрической энергии, осуществляющих деятельность по цифровому майнингу, купивших электрическую энергию у единого закупщика электрической энергии на данный час суток;

m – количество субъектов оптового рынка электрической энергии, включенных в список получателей адресной поддержки, купивших электрическую энергию у единого закупщика электрической энергии на данный час суток;

θ – количество субъектов оптового рынка электрической энергии, являющихся потребителями зеленой энергии, купивших электрическую энергию у единого закупщика электрической энергии на данный час суток;

z – количество получателей инвестиционного тарифа, купивших электрическую энергию у единого закупщика электрической энергии на данный час суток;

p – количество получателей межправительственного тарифа, купивших электрическую энергию у единого закупщика электрической энергии на данный час суток.

Порядок определения расчетной цены на покупку электрической энергии на период двенадцать месяцев в целях формирования списка получателей адресной поддержки

1. Для определения расчетной цены на покупку электрической энергии у единого закупщика электрической энергии используются следующие значения:

1) объем потребления электрической энергии субъектами оптового рынка электрической энергии согласно фактическому балансу производства-потребления электрической энергии за прошедший календарный год с учетом прогнозного баланса по данным системного оператора и плановый объем экспортной электрической энергии в соответствии с межправительственными (межгосударственными, межведомственными) соглашениями (протоколами), кВт*ч;

2) объем производства электрической энергии субъектами оптового рынка электрической энергии согласно фактическому балансу производства-потребления электрической энергии за прошедший календарный год за исключением объема производства электрической энергии, выработанной энергопроизводящими организациями, использующими возобновляемые источники энергии, кВт*ч;

3) плановый объем производства электрической энергии, выработанной энергопроизводящими организациями, использующими возобновляемые источники и объем, планируемый к вводу по заключенным долгосрочным договорам на рынке электрической мощности согласно статьям 15-4 и 15-8 Закона на предстоящий год, кВт*ч;

4) плановый объем импорта электрической энергии в соответствии с межправительственными (межгосударственными, межведомственными) соглашениями (протоколами), кВт*ч;

5) свободный объем электрической энергии, планируемый к продаже на площадке централизованных торгов электрической энергией, рассчитанный как разница между объемом потребления, указанным в подпункте 1) настоящего пункта и суммой объемов, указанных в подпунктах 2), 3) и 4) настоящего пункта, кВтч;

6) объем фактически предоставленных услуг по передаче и распределению электрической энергии за прошедший календарный год энергопередающей организацией, определяемый согласно пункту 111 настоящих Правил, кВт*ч;

7) предельные тарифы на электрическую энергию для энергопроизводящих организаций согласно приказу Министра энергетики Республики Казахстан "Об утверждении предельных тарифов на электрическую энергию" от 14 декабря 2018 года

№ 514 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 17956), тенге/кВт*ч;

8) фиксированные тарифы и аукционные цены с учетом индексации согласно заключенным долгосрочным договорам купли-продажи электрической энергии между энергопроизводящими организациями, использующими возобновляемые источники энергии и единым закупщиком электрической энергии и (или) с расчетно-финансовым центром, тенге/кВт*ч;

9) тарифы системного оператора по оказанию услуги по технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии, услуги по организации балансирования производства-потребления электрической энергии согласно приказу и услуги по передаче электрической энергии по национальной электрической сети, тенге/кВт*ч;

10) тарифы оператора рынка централизованной торговли на организацию и проведение централизованной торговли электрической энергией, на обеспечение готовности торговой системы к проведению централизованных торгов, тенге/кВт*ч;

11) тариф на услугу по передаче и распределению электрической энергии, соответствующей энергопередающей организации, согласно пункту 111 настоящих Правил и подпункта б) настоящего пункта, тенге/кВт*ч;

12) цена централизованных торгов для цифровых майнеров определяется на основании расчетной цены на покупку электрической энергии на период двенадцати месяцев предшествующему году, рассчитанная в соответствии с настоящим Приложением, тенге/кВт*ч;

13) цена импортной электрической энергии, сконвертированная в тенге/кВт*ч по курсу на 1 число месяца проведения расчетов в соответствии с межправительственными (межгосударственными, межведомственными) соглашениями (протоколами);

14) тариф на поддержку возобновляемых источников энергии, рассчитанный как отношение затрат на поддержку возобновляемых источников энергии к плановому объему производства электрической энергии, выработанной энергопроизводящими организациями, использующими возобновляемые источники энергии;

15) инвестиционный тариф, рассчитанный как сумма предельного тарифа и отношения суммы затрат на поддержку возобновляемых источников энергии и затрат на импортную электроэнергию к плановому объему потребления электрической энергии субъектами оптового рынка, тенге/кВтч;

16) межправительственный тариф, рассчитанный как сумма предельного тарифа и отношения суммы затрат на поддержку возобновляемых источников энергии и затрат на импортную электроэнергию к плановому объему потребления электрической энергии субъектами оптового рынка, тенге/кВтч.

Единицей измерения расчетной цены на покупку электрической энергии у единого закупщика электрической энергии является тенге/кВт*ч (округляется до сотых), без НДС.

Порядок определения расчетной цены на покупку электрической энергии на период двенадцать месяцев для субъектов оптового рынка электрической энергии, за исключением цифровых майнеров, потребителей зеленой энергии, администраторов гибридных групп, субъектов оптового рынка электрической энергии, включенных в список получателей адресной поддержки, условных потребителей и получателей инвестиционных тарифов

1. Для определения расчетной цены на покупку электрической энергии у единого закупщика электрической энергии используются следующие значения:

1) объем потребления электрической энергии субъектами оптового рынка электрической энергии согласно фактическому балансу производства-потребления электрической энергии за прошедший календарный год с учетом прогнозного баланса по данным системного оператора и плановый объем экспортной электрической энергии в соответствии с межправительственными (межгосударственными, межведомственными) соглашениями (протоколами), кВт*ч;

2) объем производства электрической энергии субъектами оптового рынка электрической энергии согласно фактическому балансу производства-потребления электрической энергии за прошедший календарный год за исключением объема производства электрической энергии, выработанной энергопроизводящими организациями, использующими возобновляемые источники энергии, кВт*ч;

3) плановый объем производства электрической энергии, выработанной энергопроизводящими организациями, использующими возобновляемые источники и объем, планируемый к вводу по заключенным долгосрочным договорам на рынке электрической мощности согласно статьям 15-4 и 15-8 Закона на предстоящий год, кВт*ч;

4) плановый объем импорта электрической энергии в соответствии с межправительственными (межгосударственными, межведомственными) соглашениями (протоколами), кВт*ч;

5) свободный объем электрической энергии, планируемый к продаже на площадке централизованных торгов электрической энергией, рассчитанный как разница между объемом потребления, указанным в подпункте 1) настоящего пункта и суммой объемов, указанных в подпунктах 2), 3) и 4) настоящего пункта, кВтч;

6) объем фактически предоставленных услуг по передаче и распределению электрической энергии за прошедший календарный год энергопередающей организацией, определяемый согласно пункту 111 настоящих Правил, кВт*ч;

7) предельные тарифы на электрическую энергию для энергопроизводящих организаций согласно приказу Министра энергетики Республики Казахстан "Об

утверждении предельных тарифов на электрическую энергию" от 14 декабря 2018 года № 514 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 17956), тенге/кВт*ч;

8) фиксированные тарифы и аукционные цены с учетом индексации согласно заключенным долгосрочным договорам купли-продажи электрической энергии между энергопроизводящими организациями, использующими возобновляемые источники энергии и единым закупщиком электрической энергии и (или) с расчетно-финансовым центром, тенге/кВт*ч;

9) тарифы системного оператора по оказанию услуги по технической диспетчеризации отпуска в сеть и потребления электрической энергии, услуги по организации балансирования производства-потребления электрической энергии согласно приказу и услуги по передаче электрической энергии по национальной электрической сети, тенге/кВт*ч;

10) тарифы оператора рынка централизованной торговли на организацию и проведение централизованной торговли электрической энергией, на обеспечение готовности торговой системы к проведению централизованных торгов, тенге/кВт*ч;

11) тариф на услугу по передаче и распределению электрической энергии, соответствующей энергопередающей организации, согласно пункту 111 настоящих Правил и подпункта б) настоящего пункта, тенге/кВт*ч;

12) цена централизованных торгов для цифровых майнеров определяется на основании расчетной цены на покупку электрической энергии на период двенадцати месяцев предшествующему году, рассчитанная в соответствии с настоящим Приложением, тенге/кВт*ч;

13) цена импортной электрической энергии, сконвертированная в тенге/кВт*ч по курсу на 1 число месяца проведения расчетов в соответствии с межправительственными (межгосударственными, межведомственными) соглашениями (протоколами);

14) тариф на поддержку возобновляемых источников энергии, рассчитанный как отношение затрат на поддержку возобновляемых источников энергии к плановому объему производства электрической энергии, выработанной энергопроизводящими организациями, использующими возобновляемые источники энергии;

15) инвестиционный тариф, рассчитанный как сумма предельного тарифа и отношения суммы затрат на поддержку возобновляемых источников энергии и затрат на импортную электроэнергию к плановому объему потребления электрической энергии субъектами оптового рынка, тенге/кВтч;

16) межправительственный тариф, рассчитанный как сумма предельного тарифа и отношения суммы затрат на поддержку возобновляемых источников энергии и затрат на импортную электроэнергию к плановому объему потребления электрической энергии субъектами оптового рынка, тенге/кВтч;

17) фактическая расчетная цена для списка получателей адресной поддержки, рассчитанная как отношение суммы доходов от списка получателей адресной поддержки к суммарному объему потребления в предшествующем году, согласно утвержденным суточным графикам производства-потребления электрической энергии.

Единицей измерения расчетной цены на покупку электрической энергии у единого закупщика электрической энергии является тенге/кВт*ч (округляется до сотых), без НДС."

Приложение 5 к Перечню некоторых приказов
Министра энергетики
Республики Казахстан,
в которые вносятся изменения
и дополнения
Приложение к Правилам
определения объема услуги
по поддержанию готовности
электрической мощности
для договоров о покупке услуги
по поддержанию готовности
электрической мощности,
заключаемых единым
закупщиком с действующими
энергопроизводящими организациями,
в состав которых входят
теплоэлектроцентрали

Расчет объема услуги по поддержанию готовности электрической мощности для договора о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности

1. Параметры.

№ п/п	Наименование станции ЭПО*	Параметры***					
		$t_{cp}(5) \text{ } ^\circ\text{C}$	$t_{\text{прям}} \text{ } ^\circ\text{C}$	$t_{\text{обр}} \text{ } ^\circ\text{C}$	$G_{\text{цирк}}$ тонн/час	$G_{\text{цирк}}$ тонн/час	$Q_{\text{обор}}$ Гкал/ч
1	2	3	4	5	6	7	8
1							
2							
3							

Продолжение таблицы

Таблица 1*							
Параметры***							
t_0 $^\circ\text{C}$	$Q_{\text{подп}}$ Гкал/ч	$Q_{\text{пвк}}$ Гкал/ч	$Q_{\text{роу}}$ Гкал/ч	$Q_{\text{опр}}$ Гкал/ч	$Q_{\text{сн}}$ Гкал/ч	$Q_{\text{пар}}$ Гкал/ч	Q Гкал/ч
9	10	11	12	13	14	15	16

Примечание:

МВт – мегаватт;

Гкал/ч – гигакалории в час;

* – числовые значения параметров таблицы отражаются с точностью до десятых;

** – теплоэлектроцентраль, входящая в состав действующей энергопроизводящей организации (далее – станция ЭПО);

*** – для параметров использованы следующие обозначения:

1) $t_{cp(5)}$ – средняя температура наружного воздуха за самые холодные пятидневки пяти прошедших осенне-зимних периодов (последних), в градусах Цельсия ;

2) $t_{прям}$ – температура прямой воды по действующему температурному графику станции ЭПО, соответствующая средней температуре наружного воздуха за самые холодные пятидневки пяти прошедших осенне-зимних периодов (последних), в градусах Цельсия ;

3) $t_{обр}$ – температура обратной воды по действующему температурному графику станции ЭПО, соответствующая средней температуре наружного воздуха за самые холодные пятидневки пяти прошедших осенне-зимних периодов (последних), в градусах Цельсия ;

4) $G_{цирк}$ – максимальное значение циркуляции воды по действующему температурному графику станции ЭПО, в тонн/час;

5) $G_{подп}$ – значение подпитки по действующему температурному графику станции ЭПО, в тонн/час;

6) $Q_{обор}$ – максимальное за соответствующий год заданное значение мощности отпуска тепла станции ЭПО с оборотной водой, в Гкал/ч;

7) t_0 – температура исходной сырой воды, соответствующая средней температуре наружного воздуха за самые холодные пятидневки пяти прошедших осенне-зимних периодов (последних), в градусах Цельсия ;

8) $Q_{подп}$ – максимальное за соответствующий год заданное значение мощности отпуска тепла станции ЭПО с подпиткой, в Гкал/ч;

9) $Q_{пвк}$ – средняя за самые холодные пятидневки пяти прошедших осенне-зимних периодов (последних) тепловая мощность пиковых водогрейных котлов станции ЭПО, которые были задействованы в обеспечении теплоснабжением потребителей в течение данных пятидневок, в Гкал/ч;

10) $Q_{роу}$ – средняя за самые холодные пятидневки пяти прошедших осенне-зимних периодов (последних) тепловая мощность всех типов редуционно-охладительных установок станции ЭПО, которые были задействованы в обеспечении теплоснабжением потребителей в течение указанных пятидневок, в Гкал/ч;

11) $Q_{опр}$ – максимальное за соответствующей год заданное значение необходимости мощности отпуска тепла станции ЭПО для опреснения исходной (морской) воды для нужд ЭПО и региона, в Гкал/ч;

12) $Q_{сн}$ – максимальное за соответствующий год заданное значение необходимой мощности расхода тепла станции ЭПО на собственные нужды, в Гкал/ч;

13) $Q_{\text{пар}}$ – максимальное за соответствующий год заданное значение необходимой мощности расхода тепла станции ЭПО с отпуском пара потребителям, в Гкал/ч;

14) Q – максимальный за соответствующий год заданный уровень тепловой нагрузки всех действующих генерирующих установок станции ЭПО, имеющих отопительные отборы и задействованных в обеспечении теплоснабжением потребителей в период прохождения осенне-зимнего периода, в Гкал/ч.

						Таблица 2*
№ п/п	Наименование ГУ станции ЭПО**	Параметры***				
		$Q_{\text{уст.гу}}$, Гкал/ч	$Q_{\text{уст.гу}}^{\text{ТЭЦ}}$, Гкал/ч	$Q_{\text{гу}}$, Гкал/ч	$R_{\text{мин.гу}}$, МВт	$R_{\text{мин}}^{\text{ТЭЦ}}$, МВт
1	2	3	4	5	6	7
1						
2						
3						

Примечание:

МВт – мегаватт;

Гкал/ч – гигакалории в час;

* – числовые значения параметров таблицы отражаются с точностью до десятых;

** – теплоэлектроцентраль, входящая в состав действующей энергопроизводящей организации (далее – станция ЭПО);

*** – для параметров использованы следующие обозначения:

1) $Q_{\text{уст.гу}}$ – установленная тепловая мощность генерирующей установки станции ЭПО, имеющей (отопительный) отопительные отбор (отборы) и задействованной в обеспечении теплоснабжением потребителей в период прохождения осенне-зимнего периода, в Гкал/ч;

2) $Q_{\text{уст.гу}}^{\text{ТЭЦ}}$ – установленная тепловая мощность всех генерирующих установок станции ЭПО, имеющих отопительные отборы и задействованных в обеспечении теплоснабжением потребителей в период прохождения осенне-зимнего периода, в Гкал/ч.;

3) $Q_{\text{гу}}$ – максимальный за соответствующий год заданный уровень тепловой нагрузки генерирующей установки станции ЭПО, имеющей (отопительный) отопительные отбор (отборы) и задействованной в обеспечении теплоснабжением потребителей в период прохождения осенне-зимнего периода, в Гкал/ч;

4) $R_{\text{мин.гу}}$ – плановое максимальное за соответствующий год значение минимальной электрической мощности генерирующей установки (при заданном уровне ее тепловой нагрузки) станции ЭПО, в МВт;

5)

$P_{\text{мин}}^{\text{ТЭЦ}}$

– плановое максимальное за соответствующий год значение минимальной электрической мощности генерирующих установок (при заданном уровне их тепловой нагрузки) станции ЭПО, в МВт.

				Таблица 3*
№ п/п	Наименование ТЭЦ**	Параметры***		
		$P_{\text{мин}}^{\text{ТЭЦ}}$, МВт	$P_{\text{сп}i}^{(\text{ЭПО})}$, МВт	ОП, МВт
1	2	3	4	5
1				
2				
3				

Примечание:

МВт – мегаватт;

Гкал/ч – гигакалории в час;

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

** – теплоэлектроцентраль, входящая в состав действующей энергопроизводящей организации (далее – станция ЭПО);

*** - для параметров использованы следующие обозначения:

1)

 $P_{\text{мин}}^{\text{ТЭЦ}}$

– плановое максимальное за соответствующий год значение минимальной электрической мощности генерирующих установок (при заданном уровне их тепловой нагрузки) станции ЭПО, в МВт;

2)

 $P_{\text{мин}}^{\text{ЭПО}}$

– плановое максимальное за соответствующий год значение минимальной электрической мощности генерирующих установок. (при заданном уровне их тепловой нагрузки) станций ЭПО, в МВт;

3)

 $P_{\text{сп}i}^{(\text{ЭПО})}$

- максимальное за соответствующий год значение электрической мощности собственного потребления i-ой электрической станции энергопроизводящей организации, указываемое в договоре о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности, в МВт;

4) ОП – объем услуги по поддержанию готовности электрической мощности для договора о покупке услуги по поддержанию готовности электрической мощности,

заключаемого единым закупщиком с действующей энергопроизводящей организацией, в состав которой входят теплоэлектроцентрали, в МВт.

2. Графики зависимости всех генерирующих установок, указанных в настоящем Расчете (прикладываются к Расчету).

При этом, к каждому графику зависимости прикладывается пошаговое описание процесса определения по данному графику зависимости минимальной электрической мощности соответствующей генерирующей установки (при заданном уровне ее тепловой нагрузки) с детальным обоснованием каждого указанного шага.

В случае если генерирующая установка станции ЭПО имеет несколько отборов пара, то в указанном в настоящем пункте пошаговом описании процесса также указывается обоснование используемого в Расчете распределения пара между отборами.

В случае, если для использования графика расчета использовались промежуточные расчеты с использованием значений энтальпий пара из отборов, то в указанном в настоящем пункте пошаговом описании процесса также указываются данные расчеты с детальным описанием примененных формул и использованных исходных данных.

3. Температурные графики на предстоящий осенне-зимний период, согласованные с местным исполнительным органом, всех указанных в настоящем Расчете теплоэлектроцентралей, входящих в состав действующей энергопроизводящей организации (прикладываются к Расчету).

4. Копии паспортных данных всех генерирующих установок, указанных в настоящем Расчете (прикладываются к Расчету).

5. Документы, подтверждающие (прикладываются к Расчету):

1) дни (даты) самых холодных пятидневок каждого из пяти прошедших осенне-зимних периодов (последних);

2) средние за самые холодные пятидневки каждого из пяти прошедших осенне-зимних периодов (последних) значения тепловых мощностей указанных в настоящем Расчете пиковых водогрейных котлов и всех типов редуционно-охладительных установок станций ЭПО, которые были задействованы в обеспечении теплоснабжением потребителей в течение данной пятидневки;

3) средние за самые холодные пятидневки каждого из пяти прошедших осенне-зимних периодов (последних) значения температуры наружного воздуха;

4) средние за самые холодные пятидневки каждого из пяти прошедших осенне-зимних периодов (последних) значения температуры исходной сырой воды.

6. Пошаговое описание вычислений (по формулам, указанных в настоящих Правилах), по результатам которых определены значения параметров, указанных в таблицах 1, 2 и 3 настоящего Расчета (прикладывается к Расчету).

Приложение 6 к Перечню
некоторых приказов
Министра энергетики
Республики Казахстан,

в которые вносятся изменения
и дополнения
Приложение к Правилам
оказания услуг системным
оператором, организации
и функционирования рынка
системных и вспомогательных услуг

Фактический баланс производства-потребления электрической энергии на оптовом и балансирующем рынках электрической энергии Республики Казахстан

	Заявленная поставка	Фактическая поставка	Отклонение	% отклон. от заявки
Суммарный отпуск электроэнергии в сеть				
Северный Казахстан (традиционные энергосточники)				
Южный Казахстан (традиционные энергоисточники)				
Энергопроизводящие организации, использующие ВИЭ (Север+Юг)				
Западный Казахстан (традиционные энергоисточники)				
Энергопроизводящие организации, использующие ВИЭ (Запад)				
Поставка электроэнергии Северный Казахстан - Российская Федерация	за _____ 20__ года			

(кВтч)

(знак относительно Казахстана, первым указывается кому осуществляется продажа)	Заявленная поставка	Фактическая поставка	Отклонение от заявки	% отклон. от заявки
Сальдо-переток Северный Казахстан-Россия				
в т.ч. Экспорт Северного				

Казахстана всего:							
Импорт Северного Казахстана всего:							
Поставка электроэнергии Западный Казахстан - Российская Федерация						за _____ 20__	
						года	
(кВтч)							
(знак относительно Казахстана, первым указывается кому осуществляется продажа)				Заявленная поставка	Фактически поставка	Отклонение от заявки	% отклон. от заявки
Сальдо-переток Западный Казахстан-Россия							
в т.ч. Экспорт Западного Казахстана всего:							
Импорт Западного Казахстана всего:							
Поставка электроэнергии в ОЭС Центральной Азии						за _____ 20__	
						года	
(кВтч)							
				Заявленная поставка	Фактически поставка	Отклонение от заявки	% отклон. от заявки
Сальдо - переток в ОЭС Центральной Азии всего: в т.ч. Экспорт Казахстана всего:							
Импорт Казахстана всего:							
Поставка электроэнергии потребителям Республики Казахстан						за _____ 20__	
						года	
							(кВтч)
				Заявленная поставка	Фактически поставка	Отклонение от заявки	% отклон. от заявки
Суммарная поставка электроэнергии потребителям:							
в т.ч.поставка							

потребителям Северной зоны							
в т.ч.Павлодарский энергоузел							
Восточно-Казахстанский энергоузел							
Абайский энергоузел							
Карагандинский энергоузел							
Улытауский энергоузел							
Костанайский энергоузел							
Акмолинский энергоузел							
Кокшетауский энергоузел							
Северо-Казахстанский энергоузел							
Актюбинский энергоузел							
поставка потребителям Южной зоны							
в т.ч.Жамбылский энергоузел							
Кызылординский энергоузел							
Туркестанский энергоузел							

Алматински

й энергоузел							
Жетысуски й энергоузел							
поставка потребителя м Западной зоны							
в т.ч.Западно- Казахстанск и й энергоузел							
Атырауский энергоузел							
Мангистаус к и й энергоузел							
Поставка электроэнергии потребителям по энергоузлам Республики Казахстан							за ____ 20__ _ года
							(кВтч)
Потребител и	БИН	Провайдер баланса	Поставщик	Заявленная поставка	Фактически поставка	Отклонение от заявки	% отклон. от заявки
Павлодарск ий эн/узел			всего				
Потребител ь 1							
в том числе							
положитель н ы й дисбаланс							
отрицательн ы й дисбаланс							
Потребител ь 2							
в том числе							
положитель н ы й дисбаланс							
отрицательн ы й дисбаланс							
.....							

Восточно-К азахст.эн/ узел			всего				
Потребител ь 1							
в том числе							
положитель н ы й дисбаланс							
отрицательн ы й дисбаланс							
.....							
Абайский эн.узел			всего				
....							
Карагандин с к и й энергоузел			всего				
....							
Улытауский энергоузел			всего				
.....							
Костанайск и й энергоузел			всего				
.....							
Акмолинск и й энергоузел			всего				
.....							
Кокшетауск и й энергоузел			всего				
.....							
Северо-Каза хстанский энергоузел			всего				
.....							
Алматински й энергоузел			всего				
.....							
Жетысуйск и й энергоузел			всего				
.....							

Жамбылский энергоузел			всего				
.....							
Туркестанский энергоузел			всего				
.....							
Кызылординский энергоузел			всего				
.....							
Актюбинский энергоузел			всего				
.....							
Западно-Казахстанский энергоузел			всего				
.....							
Атырауский энергоузел			всего				
.....							
Мангыстауский энергоузел			всего				
.....							
Поставка электроэнергии электрических станций							
					в том числе		
				Заявленная поставка	Фактическая поставка	Отклонение от заявки	% отклон. от заявки
Отпуск в сеть станция 1							
Поставка электроэнергии							
в том числе Потребитель 1							
Потребитель 2							
.....							
.....							
Отпуск в сеть станция 2							

Поставка электроэнергии							
в том числе Потребитель 1							
Потребитель 2							
.....							
.....							
Отпуск в сеть станция N							
Поставка электроэнергии							
в том числе Потребитель 1							
Потребитель 2							
.....							
.....							
Поставка электроэнергии АО"KEGOC"							
				Заявленная поставка	Фактическая поставка	Отклонение от заявки	%отклон. от заявки
Покупка электроэнергии АО"KEGOC"							
от Единого закупщика							
от ПАО "ИНТЕРРАО" (Мынкуль, Валиханово)							
от ПАО "ИНТЕРРАО" (балансирующий рынок)							
от Расчетного центра БРЭ							

в том числе для ПАО "ИНТЕР РАО"							
покупка балансирующей электроэнергии АО"KEGOC"							
Поставка электроэнергии АО"KEGOC"							
для компенсация потерь							
Северные МЭС							
Восточные МЭС							
Центральные МЭС							
Сарбайские МЭС							
Акмолинские МЭС							
Алматинские МЭС							
Южные МЭС							
Актюбинские МЭС							
Западные МЭС							
Хоз.нужды							
в т.ч. Северные МЭС							
Восточные МЭС							
Центральные МЭС							
Сарбайские МЭС							
Акмолинские МЭС							
Алматинские МЭС							
Южные МЭС							

Актыбинские МЭС							
Западные МЭС							
для ПАО "ИНТЕРРАО" (балансирующий рынок)							
для Расчетного центра БРЭ							
в том числе от ПАО "ИНТЕРРАО"							
продажа отрицательных дисбалансов АО"KEGOC"							
Поставка электроэнергии ТОО "Расчетно-финансовый центр" (Единый закупщик)							
				Заявленная поставка	Фактическая поставка	Отклонение от заявки	%отклон. от заявки
Всего покупка электроэнергии от энергоисточников Казахстана							
Покупка электроэнергии от традиционных энергоисточников (Север)							
Станция 1							
Станция 2							
.....							
Станция N							
Покупка электроэнергии от объектов ВИЭ (Север)							
Станция 1							
Станция 2							
.....							
Станция N							
Покупка электроэнергии от традиционных энергоисточников (Юг)							
Станция 1							
Станция 2							
.....							
Станция N							
Покупка электроэнергии от							

объектов ВИЭ (Юг)							
Станция 1							
Станция 2							
.....							
Станция N							
Покупка электроэнергии от традиционных энергосточников (Север)							
Станция 1							
Станция 2							
.....							
Станция N							
Покупка электроэнергии от объектов ВИЭ (Запад)							
Станция 1							
Станция 2							
.....							
Станция N							
Покупка импорт							
Расчетный центр БРЭ							
Всего поставка электроэнергии потребителям Казахстана							
Поставка электроэнер г и и потребителя м (Север)							
Потребител ь 1							
Потребител ь2							
.....							
Потребител ь N							
Поставка электроэнер г и и потребителя м (Юг)							
Потребител ь 1							

Потребитель ь2							
.....							
Потребитель ь N							
Поставка электроэнер гии потребителя м (Запад)							
Потребитель ь 1							
Потребитель ь2							
.....							
Потребитель ь N							
Расчетный центр БРЭ							

Приложение 7 к Перечню
некоторых приказов
Министра энергетики
Республики Казахстан,
в которые вносятся изменения
и дополнения
Приложение 10
к Правилам организации
и функционирования оптового
рынка электрической энергии

Порядок расчета фактического значения межправительственного тарифа на конкретный час суток

1. Фактическое значение межправительственного тарифа на конкретный час суток, в тенге/кВт*ч (округляется до сотых), без НДС, определяются по формуле:

$$T_{\text{МПС}} = T_{\text{пред}} + \frac{\Delta_{\text{ВИЭ}}^{\text{под}} + S_{\text{Имп}}^{\text{ЕЭ}}}{\sum_{i=1}^r \left(W_{\text{опт.}i} \frac{\text{ЕЭ}}{\text{опт.}i} \right)}, \text{ где}$$

$T_{\text{МПС}}$

- фактическое значение межправительственного тарифа за соответствующий час суток расчетного периода (календарного месяца), в тенге/кВт*ч (округляется до сотых);

$T_{\text{пред}}$

– значение наибольшего предельного тарифа на электрическую энергию энергопроизводящей организации, включенной в перечень получателей межправительственного тарифа;

$\Delta_{\text{ВИЭ}}^{\text{под}}$

- затраты на поддержку использования возобновляемых источников энергии, возникшие у единого закупщика электрической энергии при покупке им электрической энергии на данный час суток, в тенге без НДС;

$S_{\text{имп}}^{\text{ЕЗ}}$

- сумма затрат единого закупщика электрической энергии на покупку импортной электрической энергии на данный час суток, в тенге без НДС;

$W_{\text{опт.}i}^{\text{ЕЗ}}$

– объем электрической энергии, купленный на данный час суток у единого закупщика электрической энергии i -м субъектом оптового рынка электрической энергии, в кВт*ч (округляется до целых);

$\sum_{i=1}^r$

- суммы по i ;

i – порядковый номер, изменяющийся от 1 до r , соответственно;

r – количество субъектов оптового рынка электрической энергии, купивших электрическую энергию у единого закупщика электрической энергии на данный час суток.