

Қазақстан Республикасының Энергетика  
министрлігіПриказ Министра энергетики  
Республики Казахстан от 8 апреля  
2024 года № 152. Зарегистрирован  
в Министерстве юстиции  
Республики Казахстан 8 апреля  
2024 года № 34238

Министерство энергетики Республики Казахстан

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

### **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;
  - 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.



QR-код содержит данные ЭЦП должностного лица РГП на ПХВ «ИЗПИ»

QR-код содержит ссылку на  
данный документ в ЭКБ НПА РК

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

1) абзацев восемнадцатого, девятнадцатого, тридцать первого, тридцать второго, тридцать третьего, тридцать четвертого, тридцать пятого, тридцать шестого, тридцать седьмого, сорок четвертого, сорок пятого, сорок шестого, сорок седьмого, сорок восьмого, сорок девятого, пятидесятого, пятьдесят первого, пятьдесят второго, пятьдесят третьего пункта 1, абзацев восемьдесят второго, восемьдесят третьего, восемьдесят четвертого, восемьдесят пункта 2, абзацев девятнадцатого, двадцатого, двадцать первого, двадцать второго, двадцать третьего, двадцать четвертого, двадцать пятого, двадцать шестого, двадцать седьмого пункта 3, абзацев третьего, четвертого, пятого, шестого, седьмого, восьмого, девятого, десятого, одиннадцатого пункта 4 Перечня и пункта 2 приложения 2 к Перечню, которые вводятся в действие с 1 июля 2023 года;

2) абзацев пятого, шестого, седьмого, восьмого, девятого, десятого, одиннадцатого, двенадцатого, тринадцатого, четырнадцатого, пятнадцатого, шестнадцатого, семнадцатого, двадцать пятого, двадцать шестого, двадцать седьмого, двадцать восьмого, двадцать девятого пункта 2 Перечня, которые вводятся в действие с 1 июля 2024 года.

**Министр энергетики Республики Казахстан**

**А. Саткалиев**

«СОГЛАСОВАН»

Агентство по защите и развитию  
конкуренции Республики Казахстан

«СОГЛАСОВАН»

Министерство национальной экономики  
Республики Казахстан

Приложение к приказу  
Министр энергетики  
Республики Казахстан  
от 8 апреля 2024 года  
№ 152

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

1. Внести 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) следующие изменения и дополнения:

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

пункт 3 изложить в новой редакции:

«3. Оптовый рынок электрической энергии представляет собой систему отношений, связанных с куплей-продажей плановых объемов электрической энергии, которая функционирует на основе договоров купли-продажи электрической энергии между субъектами оптового рынка электрической энергии.

Субъекты розничного рынка электрической энергии не осуществляют куплю-продажу электрической энергии на оптовом рынке электрической энергии.»;

пункт 6 изложить в новой редакции:

«6. Купля-продажа электрической энергии на оптовом рынке электрической энергии осуществляется субъектами оптового рынка электрической энергии, включенными в перечень субъектов оптового рынка электрической энергии. Включение в перечень субъектов оптового рынка электрической энергии системным оператором, за исключением единого закупщика электрической энергии, осуществляется посредством заключения соответствующих договоров согласно пункту 117 настоящих Правил.»;

пункт 11 изложить в новой редакции:

«11. Условные потребители покупают электрическую энергию у единого закупщика электрической энергии по ценам и в объемах, рассчитываемых единым закупщиком электрической энергии, в порядке, определенном Правилами централизованной покупки и продажи единым закупщиком электрической энергии, произведенной объектами по использованию возобновляемых источников энергии, объектами по энергетической утилизации отходов, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 2 марта 2015 года № 164 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10662) (далее – Правила централизованной покупки и продажи единым закупщиком электрической энергии электрической энергии, произведенной объектами по использованию возобновляемых источников энергии, объектами по энергетической утилизации отходов), с учетом доли их планового потребления электрической энергии в общем объеме планового потребления республики, за исключением плановых объемов потребления субъектов оптового рынка электрической энергии, осуществляющими деятельность по цифровому майнингу, объемов электрической энергии, произведенных возобновляемыми источниками, входящими в их состав, объемов электрической энергии, приобретаемой ими у возобновляемых источников, являющихся субъектами оптового рынка электрической энергии, и затрат единого закупщика электрической энергии на покупку электрической энергии от возобновляемых источников, а также заключают соответствующие договоры купли-продажи электрической энергии, производимой объектами, использующими возобновляемые источники энергии, использующими энергетическую утилизацию отходов, с единым закупщиком электрической энергии по типовым формам, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 28 декабря 2017 года № 480 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов № 16241).»;

подпункт 1) пункта 13 изложить в новой редакции:

«1) осуществляют передачу электрической энергии в соответствии с установленными нормами надежности и стандартами качества электрической энергии в соответствии с Электросетевыми правилами, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 18 декабря 2014 года № 210 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10899);»;

подпункт 2) пункта 16 изложить в новой редакции:

«2) поддерживают надлежащее техническое состояние электро- и энергоустановок, и приборов коммерческого учета, находящихся в собственности потребителей, выполняют требования к их техническому состоянию в соответствии с подпунктом 1) пункта 2 статьи 19 Закона «Об электроэнергетике»»;

пункт 17 изложить в новой редакции:

«17. Все энергопроизводящие организации осуществляют продажу электрической энергии только единому закупщику электрической энергии и заключают соответствующие договоры по формам, согласно приложениям 6, 7 к настоящим Правилам, и (или) потребителям, входящим с ними в одну группу лиц, и заключают с ними соответствующие договоры купли-продажи электрической энергии согласно пункту 3-1 статьи 13 Закона.»;

подпункт 5) пункта 22 изложить в новой редакции:

«5) заключает договор передачи ответственности с возобновляемыми источниками, имеющими заключенный с единым закупщиком электрической энергии долгосрочный договор купли – продажи планового объема электрической энергии по типовой форме, утвержденной уполномоченным органом, и возобновляемыми источниками, имеющими договоры купли-продажи электрической энергии с расчетно-финансовым центром, заключенные до 1 июля 2023 года, в соответствии с законодательством в области поддержки использования возобновляемых источников энергии и выступает их провайдером баланса на балансирующем рынке электрической энергии в соответствии с Законом»;

пункт 26 изложить в новой редакции:

«26. Для покупки электрической энергии на оптовом рынке электрической энергии на операционные сутки, субъекты оптового рынка электрической энергии, за исключением единого закупщика электрической энергии, субъектов оптового рынка электрической энергии, осуществляющих деятельность по цифровому майнингу и поставщиков электрической энергии, реализующих электрическую энергию цифровым майнерам на территории Республики Казахстан непосредственно от имени иностранного производителя и/или уполномоченной организации, определяемой в межправительственном

соглашении), не позднее чем до 08:00 часов (по времени Астаны) суток, предшествующих операционным, подают в системе балансирующего рынка заявку на планируемую покупку по каждому контрактному поставщику по форме, согласно приложению 1 к настоящим Правилам, для включения ее в суточный график производства-потребления электрической энергии, утверждаемый системным оператором, и подписывают ее электронной цифровой подписью.

Заявки на покупку условных потребителей в части соответствующих часовых объемов электрической энергии, обязательных к покупке на операционные сутки у единого закупщика электрической энергии, определяемых согласно Правилам централизованной покупки и продажи единым закупщиком электрической энергии электрической энергии, произведенной объектами по использованию возобновляемых источников энергии, объектами по энергетической утилизации отходов (далее – минимально допустимые часовые объемы покупки электрической энергии), формируются автоматически в системе балансирующего рынка в сутках, предшествующих операционным суткам, и не подписываются электронной цифровой подписью.

Заявки на покупку субъектов оптового рынка электрической энергии, осуществляющих деятельность по цифровому майнингу, подаются данными субъектами в торговой системе оператора рынка централизованной торговли согласно Правил организации централизованных торгов электрической энергией. По итогам централизованных торгов для цифровых майнеров оператор рынка централизованной торговли автоматически передает итоги централизованных торгов для цифровых майнеров в систему балансирующего рынка до 10:15 часов (по времени Астаны) суток, предшествующих операционным. Субъекты оптового рынка электрической энергии, осуществляющие цифровой майнинг, а также поставщики электрической энергии, реализующие электрическую энергию цифровым майнерам на территории Республики Казахстан непосредственно от имени иностранного производителя подают в систему балансирующего рынка электрической энергии заявки на покупку электрической энергии из-за пределов Казахстана после завершения торгов для цифровых майнеров, но не позднее 11:00 часов (по времени Астаны) суток, предшествующих операционным).

Заявки на покупку электрической энергии, не подписанные электронной цифровой подписью, за исключением случаев, предусмотренных подпунктом 2) пункта 113 настоящих Правил, не принимаются в системе балансирующего рынка

---

и не включаются в суточный график производства-потребления электрической энергии.»;

пункт 31 изложить в новой редакции:

«31. Для субъектов оптового рынка электрической энергии допускается подача в системе балансирующего рынка заявок на покупку на двое и более операционных суток вперед в соответствии с порядком, предусмотренным пунктом 26 настоящих Правил.

При этом, данные заявки на покупку поочередно рассматриваются и учитываются в соответствующих суточных графиках производства-потребления электрической энергии, формируемых и утверждаемых системным оператором.»;

дополнить пунктом 31-1 следующего содержания:

«31-1. В срок до 20 (двадцатого) числа месяца, следующего за отчетным, национальный диспетчерский центр системного оператора публикует в системе балансирующего рынка электронную копию утвержденного фактического баланса.»;

пункт 35 изложить в новой редакции:

«35. 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 субъекта оптового рынка осуществляется Единым закупщиком электрической энергии в течение 8 (восьми) рабочих часов на основании трёхстороннего дополнительного соглашения к соответствующему договору купли-продажи электрической энергии либо на основании своевременного письменного уведомления от третьего лица с указанием суммы предоплаты и субъекта оптового рынка, в пользу которого осуществляется предоплата.»;

заголовок параграфа 5 изложить в новой редакции:

«Параграф 5. Порядок покупки электрической энергии единым закупщиком электрической энергии у поставщиков (производителей) электрической энергии других стран и (или) у уполномоченной организации (импорт)»;

пункт 45 изложить в новой редакции:

«45. Покупка единым закупщиком электрической энергии плановых объемов электрической энергии у поставщиков (производителей) электрической энергии других стран и (или) уполномоченной организации (импорт) во исполнение межправительственных (межгосударственных, межведомственных) соглашений (протоколов) в целях обеспечения товарообмена осуществляется приоритетно, путем включения в суточный график согласно подпункту 4) пункта 81 настоящих Правил.

Поставщики (производители) электрической энергии других стран и (или) уполномоченная организация (импорт), указанные в части первой настоящего пункта, а также объемы, цены и условия покупки у данных поставщиков (производителей) и (или) уполномоченной организации определяются в соответствующих межправительственных (межгосударственных, межведомственных) соглашениях (протоколах).

Единый закупщик электрической энергии осуществляет покупку электрической энергии у поставщиков (производителей) электрической энергии других стран и (или) у уполномоченной организации (импорт) в объеме, определяемом в соответствии с пунктом 84 настоящих Правил, и по ценам данных поставщиков (производителей) и (или) уполномоченной организации.

Поставщики (производители) электрической энергии других стран и (или) уполномоченная организация (импорт), указанные в части третьей настоящего пункта, а также условия поставки (импорта) определяются в межправительственных (межгосударственных, межведомственных) соглашениях (протоколах) и (или) уполномоченным органом.»;

подпункт 3) пункта 46 изложить в новой редакции:

«3) 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, 15-6 и 15-8 Закона, подает одну заявку на продажу, в которой указывает объемы продажи электрической энергии на операционные сутки единому закупщику электрической энергии, равные сумме часовых объемов планового отпуска электрической энергии в сеть генерирующих установок, мощность (объемы услуги) которых является предметом данных договоров

(объемы продажи вне централизованных торгов электрической энергией для энергопроизводящих организаций), и часовых объемов электрической энергии, планируемых к продаже на операционные сутки на централизованных торгах электрической энергией для энергопроизводящих организаций;»;

подпункт 7) пункта 46 изложить в новой редакции:

«7) энергопроизводящая организация, использующая возобновляемые источники энергии (энергетическую утилизацию отходов) и не имеющая заключенный с единым закупщиком электрической энергии долгосрочный договор купли – продажи электрической энергии, согласно подпункта 2) пункта 5 статьи 19-1 Закона «Об электроэнергетике» , подает отдельную заявку на продажу, в которой указывает объемы электрической энергии, планируемые к продаже на операционные сутки единому закупщику электрической энергии на централизованных торгах электрической энергией для энергопроизводящих организаций – при намерении продавать энергетическую энергию единому закупщику электрическую энергию (для осуществления действий, указанных в данном подпункте, соответствующая энергопроизводящая организация, использующая возобновляемые источники энергии (энергетическую утилизацию отходов), обеспечивает свое включение в соответствующую группу энергопроизводящих организаций, реализующих электрическую энергию).

Объемы заявок на покупку, поданных субъектами оптового рынка электрической энергии являются предварительными: они актуализируются (уточняются) с учетом результатов централизованных торгов электрической энергией для энергопроизводящих организаций, в которых планируют принять участие данные субъекты, определения минимально допустимых часовых объемов покупки электрической энергии, а также технической экспертизы реализуемости суточного графика производства-потребления электрической энергии, проведенной системным оператором.

Заявки на продажу подписываются электронной цифровой подписью. Заявки на продажу, не подписанные электронной цифровой подписью, за исключением случаев, предусмотренных подпунктом 2) пункта 113 настоящих Правил, не принимаются в системе балансирующего рынка электрической энергии и не включаются в суточный график производства-потребления электрической энергии.»;

главу 4 дополнить параграфом 3 следующего содержания:

«Параграф 3. Порядок продажи электрической энергии единым закупщиком электрической энергии потребителям других стран (экспорт) и (или) уполномоченной организации, определяемой межправительственным соглашением.

58-1. Продажа единым закупщиком электрической энергии объемов электрической энергии потребителям других стран и (или) уполномоченной организации во исполнение межправительственных (межгосударственных, межведомственных) соглашений (протоколов) в целях обеспечения товарообмена осуществляется путем приоритетного включения в суточный график потребления электрической энергии, согласно параграфа 2 главы 5 настоящих Правил.

Потребители других стран и (или) уполномоченная организация, указанные в части первой настоящего пункта, объемы, цены и условия продажи определяются в соответствующих межправительственных (межгосударственных, межведомственных) соглашениях (протоколах).

58-2. Единый закупщик электрической энергии осуществляет продажу электрической энергии потребителям других стран и (или) уполномоченной организации (не относящейся к исполнению межправительственных (межгосударственных, межведомственных) соглашений (протоколов) в целях товарообмена и экспортных поставок для обеспечения поливной водой орошаемых земель отдельных регионов страны) в объеме, определяемом в соответствии с пунктом 76-1 настоящих Правил.

Потребители электрической энергии других стран и (или) уполномоченная организация), цены и условия продажи экспортной электроэнергии определяются в межправительственных (межгосударственных, межведомственных) соглашениях (протоколах) и (или) уполномоченным органом. При этом, продажи экспортной электрической энергии осуществляется по цене не ниже фактических значений базовых цен единого закупщика электрической энергии, определенных согласно приложению 3 настоящих Правил.

Потребители электрической энергии других стран и (или) уполномоченная организация направляют единому закупщику электрической энергии информацию об объемах по каждому часу операционных суток на покупку у единого закупщика электрической энергии не позднее чем до 08:30 часов (по

времени Астаны) суток, предшествующих операционным для осуществления единым закупщиком электрической энергии продажи экспортной электрической энергии.

Единый закупщик электрической энергии до 10:30 часов (по времени Астаны) суток, предшествующих операционным, направляет системному оператору заявку о планируемых объемах экспортной электрической энергии по каждому часу операционных суток.

Системный оператор от имени потребителей других стран или от уполномоченной организации подтверждает в системе балансирующего рынка заявку на планируемую покупку экспортной электрической энергии.

При этом уполномоченная организация, указанная в настоящем Параграфе, определяется в межправительственном соглашении.»;

пункт 68 изложить в новой редакции:

«68 Если по результатам проведенной технической экспертизы суточного графика производства-потребления электрической энергии нормальные условия в одном или нескольких часах операционных суток не выполняются, системный оператор для данных часов операционных суток вносит изменения (часовые) в поданные заявки на покупку и заявки на продажу, из-за которых нормальные условия не выполняются, в объемах (часовых), необходимых для выполнения нормальных условий, с указанием причины внесенных изменений.

При изменении в системе балансирующего рынка заявок на покупку, относящихся к одной зоне (одному узлу) ЕЭС РК, заявки на продажу (покупку) электрической энергии изменяются в одинаковой пропорции с указанием причины изменений в порядке приоритетности от потребителей других стран, цифровых майнеров, от потребителей других стран во исполнение межправительственных (межгосударственных, межведомственных) соглашений (протоколов).

В случае недостаточности внесенных изменений, изменения вносятся в остальные заявки в одинаковой пропорции с указанием причины изменений.»;

пункт 70 изложить в новой редакции:

«70. Суточный график потребления электрической энергии формируется на основании плановых объемов покупки (потребления) электрической энергии,

заявленных в рамках заявок на покупку, поданных субъектами оптового рынка электрической энергии, а также заявки единого закупщика электрической энергии в случае необходимости продажи электрической энергии потребителям других стран (экспорт) во исполнение межправительственных (межгосударственных, межведомственных) соглашений (протоколов), в системе балансирующего рынка в соответствии с настоящими Правилами.

При этом при формировании суточного графика потребления заявка на покупку единым закупщиком электрической энергии в целях продажи электрической энергии потребителям других стран (экспорт) во исполнение межправительственных (межгосударственных, межведомственных) соглашений (протоколов) по вопросу товарообмена для целей обеспечения поливной водой орошаемых земель отдельных регионов страны включается приоритетно в суточный график потребления.»;

дополнить пунктом 76-1 следующего содержания:

«76-1. Полученную информацию об объемах не проданной квоты по каждому часу операционных суток, системный оператор до 10:20 часов (по времени Астаны) суток, предшествующих операционным, направляет единому закупщику электрической энергии для осуществления соответствующей продажи экспортной электрической энергии.»;

дополнить пунктом 99-1 следующего содержания:

«99-1. Субъекты оптового рынка электрической энергии, расположенные в энергоузле ЕЭС РК, в который осуществляется межрегиональный транзит электрической энергии по подключенным к национальной электрической сети сетям энергопередающей организации напряжением 500 кВ и выше, заключают договоры на оказание услуг по передаче электрической энергии с соответствующей энергопередающей организацией.»;

пункт 101 изложить в новой редакции:

«101. Если по итогам соответствующего расчетного периода (календарного месяца) в сетях региональной электросетевой компании возникает положительная разница между генерацией и потреблением электрической энергии, то объем услуги по передаче электрической энергии, соответствующий данной разнице,

подлежит оплате единым закупщиком электрической энергии. Данные затраты единого закупщика электрической энергии учитываются в его ценах на продажу электрической энергии.

Информация, указанная в части первой настоящего пункта о положительной разнице между генерацией и потреблением электрической энергии направляется региональной электросетевой компанией в адрес единого закупщика электрической энергии не позднее 10 числа месяца, следующего за расчетным периодом (календарным месяцем) в форме подписанного и заверенного печатью акта сверки показаний приборов коммерческого учета между региональной электросетевой компанией и системным оператором (региональным диспетчерским центром).»;

дополнить пунктом 101-1 следующего содержания:

«101-1. Если по итогам соответствующего расчетного периода (календарного месяца) в сетях энергопередающей организации напряжением 500 кВ и выше, которые подключены к национальной электрической сети и осуществляют межрегиональный транзит электрической энергии в энергоузел ЕЭС РК, возникает положительная разница между показаниями приборов коммерческого учета электрической энергии данной энергопередающей организации в согласованных точках учета и потреблением субъектов оптового рынка электрической энергии, подключенных к сетям данной энергопередающей организации и приобретающими электрическую энергию у энергопроизводящих организаций, входящих с ними в одну группу лиц, то соответствующий данной положительной разнице объем межрегионального транзита равен объему услуги по передаче электрической энергии по сетям данной энергопередающей организации и подлежит оплате субъектами оптового рынка электрической энергии соответствующего энергоузла ЕЭС РК пропорционально объемам потребления по тарифам, указанным в соответствующих договорах согласно пункту 99-1 настоящих Правил.

Объем межрегионального транзита электрической энергии по электрическим сетям энергопередающей организации напряжением 500 кВ и выше, подключенных к национальной электрической сети, определяется на основании фактического баланса энергопередающей организации, акта сверки приборов учета на границе с национальной электрической сетью.

Энергопередающая организация, осуществляющая межрегиональный транзит электрической энергии по электрическим сетям напряжением 500 кВ и выше, подключенных к национальной электрической сети, ежемесячно до окончания месяца, следующего за расчетным периодом (календарным месяцем), размещает на своем интернет-ресурсе информацию об оказанных услугах по передаче электрической энергии согласно абзацу первому настоящего пункта в разбивке по каждому субъекту оптового рынка электрической энергии с указанием соответствующих объемов.»;

пункт 103, 104 и 105 изложить в новой редакции:

«103. Для субъекта оптового рынка электрической энергии, являющегося энергопроизводящей организации, в состав которой входят теплоэлектроцентрали, осуществляющие централизованное теплоснабжение городов и районов (за исключением теплоэлектростанций, электрическая энергия которых потребляется в рамках соответствующей Группы лиц), часовая ставка для конкретного часа суток определяется по следующей формуле:

$$C_{ч} = \frac{W_{\min(\tau\text{эц})}}{W_{ч(\tau\text{эц})}} + 1,5 * \left( 1 - \frac{W_{\min(\tau\text{эц})}}{W_{ч(\tau\text{эц})}} \right), \text{ где: } \gg;$$

$C_{ч}$  - часовая ставка для конкретного часа суток;

$W_{ч(\tau\text{эц})}$  - объем электрической энергии, который субъект оптового рынка электрической энергии, являющийся энергопроизводящей организацией, в состав которой входят теплоэлектроцентрали, осуществляющие централизованное теплоснабжение городов и районов (за исключением теплоэлектростанций, электрическая энергия которых потребляется в рамках соответствующей Группы лиц), продал единому покупателю электрической энергии на данный час суток, в кВт\*ч (округляется до целых);

$W_{\min(\tau\text{эц})}$  - наименьший часовой объем электрической энергии, который субъект оптового рынка электрической энергии, являющийся энергопроизводящей организацией, в состав которой входят теплоэлектроцентрали, осуществляющие централизованное теплоснабжение городов и районов (за исключением теплоэлектростанций, электрическая

энергия которых потребляется в рамках соответствующей Группы лиц), продал единому закупщику электрической энергии на данные сутки, в кВт\*ч (округляется до целых).

Часовая ставка ( $C_{ч}$ ) равна нулю при  $W_{ч(тэц)}$  (равно нулю).

До 1 июля 2024 года значения часовой ставки, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, приравнивается к 1 (единице).»;

«104. Для субъекта оптового рынка электрической энергии, являющегося энергопроизводящей организации, 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, 15-6 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):

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

$C_{ч}$  - часовая ставка для конкретного часа суток;

$W_{ч(PM)}$  - 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, 15-6 и 15-8 Закона, который на данный час суток продал единому закупщику электрической энергии субъект 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, 15-6 и 15-8 Закона, в кВт\*ч (округляется до целых);

$W_{\min (PM)}$  - 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, 15-6 и 15-8 Закона, который на данные сутки продал единому закупщику электрической

энергии субъект 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, 15-6 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, 15-6 и 15-8 Закона.

Часовая ставка ( $C_{ч}$ ) равна нулю при  $W_{ч(рм)} = 0$  МВт (равно нулю).

До 1 июля 2024 года значения часовой ставки, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, приравнивается к 1 (единице).»;

«105. 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 2024 года значения часовой ставки, определяемой в соответствии с настоящим пунктом, приравнивается к 1 (единице).»;

пункт 109 изложить в новой редакции:

«109. Для получения доступа к системе балансирующего рынка субъект оптового рынка электрической энергии заключает с расчетным центром

балансирующего рынка договор купли-продажи балансирующей электроэнергии и отрицательных дисбалансов, а также договор присоединения.

Расчетный центр балансирующего рынка в течении 3 (трех) рабочих дней с момента заключения с субъектами оптового рынка договора купли-продажи балансирующей электроэнергии и отрицательных дисбалансов, а также договора присоединения предоставляет доступ в систему балансирующего рынка.

Поддержание работы системы балансирующего рынка осуществляет системный оператор.

Планово-профилактические работы в системе балансирующего рынка проводятся преимущественно в выходные дни в ночное время. Системный оператор при этом заблаговременно (не позднее чем за 8 часов до начала планово-профилактических работ) информирует субъектов оптового рынка электрической энергии о данных работах.

Во время проведения планово-профилактических работ в системе балансирующего рынка заявки на участие в балансировании на повышение (понижение) не подаются, не корректируются, не отменяются и не активируются, подача и актуализация плановых заявок на покупку и продажу в это время также недоступна.»;

пункт 115 изложить в новой редакции:

«115. При недоступности электронной системы торговли оператора рынка централизованной торговли, подтвержденной официальным письмом оператора рынка централизованной торговли, направленным в адрес системного оператора:

1) централизованные торги для цифровых майнеров и централизованные торги для энергопроизводящих организаций в текущие операционные сутки на предстоящие операционные сутки не проводятся;

2) системный оператор публикует информацию о доступных квотах для продажи цифровым майнерам в системе балансирующего рынка электрической энергии;

3) цифровые майнеры покупают электрическую энергию у единого закупщика электрической энергии в объеме и по ценам последних централизованных торгах для цифровых майнеров, в пределах квот для цифровых майнеров указанных в подпункте 2) настоящего пункта. В случае превышения

суммарного объема покупки электрической энергии у единого закупщика электрической энергии цифровыми майнерами над доступными часовыми объемами квоты, соответствующие заявки на покупку электрической энергии пропорционально снижаются суммарно на объем превышения;

4) единый закупщик электрической энергии приобретает электрическую энергию у энергопроизводящих организаций, не входящих в суточный график приоритетной генерации, в объемах, указанных в заявках на продажу электрической энергии данных энергопроизводящих организаций, поданных в системе балансирующего рынка на операционные сутки, по их предельным тарифам. В случае превышения суммарного объема продажи электрической энергии единому закупщику электрической энергии энергопроизводящими организациями, не входящими в суточный график приоритетной генерации, в одном или нескольких часах, над объемами спроса, не покрытого приоритетной генерацией, объемы заявок на продажу в адрес единого закупщика электрической энергии от энергопроизводящих организаций, не входящих в суточный график приоритетной генерации, пропорционально снижаются суммарно на объем превышения;

5) при превышении суммы почасовых объемов электрической энергии суточного графика приоритетной генерации и почасовых объемов покупки единым закупщиком электрической энергии у энергопроизводящих организаций, не входящих в суточный график приоритетной генерации, определенных в соответствии с подпунктами 3) и 4) настоящего пункта над почасовыми объемами суточного графика потребления электрической энергии, системный оператор снижает почасовые объемы заявок на продажу электрической энергии у энергопроизводящих организаций, не входящих в суточный график приоритетной генерации в объеме превышения пропорционально почасовым объемам заявок на продажу единому закупщику данных энергопроизводящих организаций с учетом технической экспертизы реализуемости данных заявок;

б) при превышении почасовых объемов суточного графика потребления электрической энергии над почасовыми объемами суточного графика генерации электрической энергии, системный оператор пропорционально снижает почасовые объемы заявок на покупку электрической энергии у единого закупщика с учетом технической экспертизы реализуемости данных заявок.»;

пункт 119 изложить в новой редакции:

«119. Актуализация перечня субъектов оптового рынка электрической энергии осуществляется системным оператором по факту его изменения.

Системный оператор в течение 1 (одного) рабочего дня после внесения изменений в перечень субъектов оптового рынка электрической энергии, направляет посредством электронной почты единому закупщику электрической энергии и расчетному центру балансирующего рынка электрической энергии информацию о включенных и исключенных субъектах оптового рынка из перечня субъектов оптового рынка электрической энергии.»;

приложение 1 изложить в новой редакции, согласно приложению 1 к настоящему Перечню;

в приложении 2:

пункт 4 изложить в новой редакции:

«4. Прогнозное значение тарифа на поддержку возобновляемых источников энергии рассчитывается единым закупщиком электрической энергии ежемесячно (в текущем месяце) на предстоящий расчетный период (календарный месяц) в соответствии с Правилами определения тарифа на поддержку возобновляемых источников энергии, утвержденными приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 118 (зарегистрирован в Министерстве юстиции Республики Казахстан 3 апреля 2015 года № 10622).»;

приложение 3 изложить в новой редакции, согласно приложению 2 к настоящему Перечню;

в приложении 5:

подпункты 2) и 3) пункта 3 изложить в новой редакции:

«2) ежемесячно до 20 числа месяца, следующего за расчетным периодом, выписывать счет-фактуру на основании подписанной Сторонами накладной на отпуск запасов на сторону. Накладная на отпуск запасов на сторону оформляется с указанием суммарного объема за расчетный период и расчетной цены в соответствии с расшифровкой к данной накладной на отпуск запасов на сторону, отображенной в системе балансирующего рынка с разбивкой по часам на основании утвержденных суточных графиков производства-потребления электрической энергии за соответствующий расчетный период и цен, рассчитанных согласно Правилам организации и функционирования оптового

рынка электрической энергии, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 106 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 10531);»;

3) при неподписании Покупателем накладной на отпуск запасов на сторону и расшифровки к данной накладной на отпуск запасов на сторону считать основанием для выставления Продавцом счета-фактуры, утвержденные суточные графики производства-потребления электрической энергии за соответствующий расчетный период и цены, рассчитанные согласно Правилам организации и функционирования оптового рынка электрической энергии оптового рынка, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 106 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 10531);»;

подпункт 5) пункта 4 изложить в новой редакции:

«5) при неподписании накладной на отпуск запасов на сторону и расшифровки к данной накладной на отпуск запасов на сторону в течение 5 (пяти) рабочих дней со дня получения данных документов представить Продавцу письменное заявление с изложением своего возражения;»;

пункт 9 изложить в новой редакции:

«9. Фактическая оплата производится Покупателем на основании представленной Продавцом накладной на отпуск запасов на сторону, расшифровки к данной накладной на отпуск запасов на сторону и соответствующей счет-фактуры за объемы купленной электрической энергии на оптовом рынке электрической энергии по фактическим базовым ценам на каждый час соответствующего расчетного периода.»;

пункт 28 изложить в новой редакции:

«28. Настоящий Договор вступает в силу с \_\_\_\_\_ 20\_\_ года и действует по 31 декабря 20\_\_ года, а в части взаиморасчетов действует до полного исполнения Сторонами обязательств по Договору.»;

в приложении 6:

подпункт 4) пункта 5 изложить в новой редакции:

«4) ежемесячно до 20 числа месяца, следующего за расчетным периодом, выписывать счет-фактуру на основании подписанной Сторонами накладной на

отпуск запасов на сторону. Накладная на отпуск запасов на сторону оформляется с указанием суммарного объема за расчетный период и расчетной цены в соответствии с расшифровкой к данной накладной на отпуск запасов на сторону, с разбивкой по часам, на основании утвержденных суточных графиков производства-потребления электрической энергии за соответствующий расчетный период и цен, рассчитанных согласно Правилам организации и функционирования оптового рынка электрической энергии оптового рынка, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 106 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 10531);»;

подпункт 2) пункта 6 изложить в новой редакции:

«2) при неподписании накладной на отпуск запасов на сторону и расшифровки к данной накладной на отпуск запасов на сторону в течение 5 (пяти) рабочих дней со дня получения данных документов представить Продавцу письменное заявление с изложением своего возражения;»;

пункт 10 изложить в новой редакции:

«10. Окончательный расчет за проданную электрическую энергию, производится Покупателем на основании представленной Продавцом накладной на отпуск запасов на сторону, расшифровки к данной накладной на отпуск запасов на сторону и соответствующего счета-фактуры за объемы купленной электрической энергии.»;

пункт 33 изложить в новой редакции:

«33. Настоящий Договор вступает в силу с \_\_\_\_\_ 20\_\_ года и действует по 31 декабря 20\_\_ года, а в части взаиморасчетов действует до полного исполнения Сторонами обязательств по Договору.»;

в приложении 7:

подпункт 4) пункта 5 изложить в новой редакции:

«4) ежемесячно до 20 числа месяца, следующего за расчетным периодом, выписывать счет-фактуру на основании подписанной Сторонами накладной на отпуск запасов на сторону. Накладная на отпуск запасов на сторону оформляется с указанием суммарного объема за расчетный период и расчетной цены в соответствии с расшифровкой к данной накладной на отпуск запасов на сторону,

с разбивкой по часам, на основании утвержденных суточных графиков производства-потребления электрической энергии за соответствующий расчетный период и цен, рассчитанных согласно Правилам организации и функционирования оптового рынка электрической энергии оптового рынка, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 106 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 10531);»;

подпункт 2) пункта 6 изложить в новой редакции:

«2) при неподписании накладной на отпуск запасов на сторону и расшифровки к данной накладной на отпуск запасов на сторону в течение 5 (пяти) рабочих дней со дня получения данных документов представить Продавцу письменное заявление с изложением своего возражения;»;

пункт 10 изложить в новой редакции:

«10. Окончательный расчет за проданную электрическую энергию производится Покупателем на основании представленной Продавцом накладной на отпуск запасов на сторону, расшифровки к данной накладной на отпуск запасов на сторону и соответствующей счет-фактуре за объемы купленной электрической энергии.»;

пункт 33 изложить в новой редакции:

«33. Настоящий Договор вступает в силу с \_\_\_\_\_ 20\_\_ года и действует по 31 декабря 20\_\_ года, а в части взаиморасчетов действует до полного исполнения Сторонами обязательств по Договору.».

2. Внести 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) следующие изменения и дополнения:

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

пункт 2 дополнить подпунктом 36-1) следующего содержания:

«36-1) коэффициент равновесия – коэффициент, применяемый для расчетов почасовых цен на балансирующую электроэнергию и отрицательные дисбалансы с целью финансового урегулирования возникших дисбалансов;»;

пункт 27 изложить в новой редакции:

«27. Субъекты балансирующего рынка электрической энергии автоматически уведомляются в системе балансирующего рынка (в общем разделе данной системы) о каждой активированной системным оператором заявке на участие в балансировании на повышение (заявке на участие в балансировании на понижение), при этом данное уведомление осуществляется в ту же минуту, в которой была произведена соответствующая активация.

Уведомление, указанное в части первой настоящего пункта, содержит следующую информацию: вид активированной заявки, ее объем и цена, если активирована была одна заявка, либо виды активированных заявок, их объемы и цены, если за соответствующую минуту было активировано несколько заявок.

Субъект балансирующего рынка, получивший уведомление, подтверждает возможность исполнения заявки в данном уведомлении. В случае отсутствия подтверждения заявки в полученном уведомлении в течение пяти минут, данная заявка деактивируется и в данном объеме активируется следующая по порядку неактивированная заявка в ранжированном списке.»;

дополнить пунктом 27-1 в следующей редакции:

«27-1. Допускается поэтапная активация (отбор) системным оператором одной и той же заявки на участие в балансировании на повышение (понижение) в течение одного часа операционных суток, заключающая в том, что:

1) на первом этапе, при первой активации, активируется первая произвольная (определенная системным оператором) часть исходного объема балансирования на повышение (понижение), указанного в данной заявке;

2) на последующих этапах активируется часть объема балансирования на повышение (понижение), указанного в данной заявке, оставшаяся после предыдущей активации.

При поэтапной активации (отбора) заявок на участие в балансировании на повышение (понижение) возможна активация заявок не в полном объеме балансирования на повышение (понижение), указанного в данной заявке.

После первого этапа активации, в рамках поэтапной активации заявки на участие в балансировании на повышение (понижение), исходный объем балансирования на повышение (понижение) данной заявки для оставшегося времени часа сразу же (в ту же минуту) автоматически корректируется (уменьшается) в системе балансирующего рынка на столько процентов, сколько занимала первая активированная часть объема балансирования на повышение (понижение) данной заявки в ее исходном (до активации) объеме балансирования на повышение (понижение).

После каждого последующего этапа (за исключением последнего) активации заявки на участие в балансировании на повышение (понижение), в системе балансирующего рынка (в ту же минуту) осуществляется аналогичная автоматическая корректировка данной заявки с указанием (для оставшегося времени часа) нового оставшегося объема балансирования на повышение (понижение).

При этом по результатам поэтапной активации, объемом балансирования на повышение (понижение), указанным в активированной таким способом заявке на участие в балансировании на повышение (понижение) субъекта балансирующего рынка электрической энергии, является суммарный объем балансирования на повышение (понижение), активированный в рамках поэтапной активации данной заявки.

При каждом этапе активации, соответствующие субъекты балансирующего рынка электрической энергии автоматически уведомляются об этом в системе балансирующего рынка, согласно пункту 27 настоящих Правил.»;

пункт 31 изложить в новой редакции:

«31. Часы операционных суток, в течение которых результирующий дисбаланс зоны балансирования был равен нулю, либо система балансирующего рынка была недоступна, определяются в системе балансирующего рынка как часы без регулирования.

Часы операционных суток, в течение которых системным оператором был объявлен режим «Авария», определяются в системе балансирующего рынка как «Авария».

Информация о том, каким был по направлению прошедший час операционных суток, в котором система балансирующего рынка была

недоступна, либо результирующий дисбаланс зоны балансирования был равен нулю, отражается в системе балансирующего рынка в течение пяти минут после истечения данного часа либо данных часов (если их было несколько).

Для часа суток, определенного как час без регулирования, все операции в зоне балансирования по купле-продаже балансирующей электроэнергии и отрицательных дисбалансов между расчетным центром балансирующего рынка и субъектами балансирующего рынка электрической энергии осуществляются в соответствии с пунктами 98 и 98-1 настоящих Правил.

Для часа суток, определенного как «Авария», все операции в зоне балансирования по купле-продаже балансирующей электроэнергии и отрицательных дисбалансов между расчетным центром балансирующего рынка и субъектами балансирующего рынка электрической энергии осуществляются в соответствии с пунктом 98-2 настоящих Правил.

При этом часы операционных суток, в течение которых системным оператором был объявлен режим «Авария», активированные ранее в этом часу заявки на участие в балансировании на повышение (понижение) аннулируются и приравниваются к командам Системного оператора в рамках объявленного режима «Авария».»;

пункты 58 и 59 изложить в новой редакции:

«58. Отбор заявок на участие в балансировании на повышение для активации в течение часа операционных суток системный оператор осуществляет из ранжированного списка на повышение, соответствующего данному часу, в очередности (сверху-вниз), начиная с заявки, стоящей первой в данном списке.

Системный оператор блокирует заявки на участие в балансировании на повышение субъектов балансирующего рынка электрической энергии, активация которых создает риск превышения допустимых перетоков по соответствующим линиям электропередачи, с указанием причины блокировки. Заблокированные заявки не участвуют в ранжированных списках на повышение, при этом данные заявки считаются поданными субъектами балансирующего рынка.

59. Отбор заявок на участие в балансировании на понижение для активации в течение часа операционных суток системный оператор осуществляет из ранжированного списка на понижение, соответствующего данному часу, в очередности (сверху-вниз), начиная с заявки, стоящей первой в данном списке.

Системный оператор блокирует заявки на участие в балансировании на понижение субъектов балансирующего рынка электрической энергии, активация которых создает риск превышения допустимых перетоков по соответствующим линиям электропередачи, с указанием причины блокировки. Заблокированные заявки не участвуют в ранжированных списках на понижение. при этом данные заявки считаются поданными субъектами балансирующего рынка.»;

пункт 65 изложить в новой редакции:

«65. Сумма, оплачиваемая расчетным центром балансирующего рынка субъекту балансирующего рынка электрической энергии за балансирующую электроэнергию, проданную в зоне балансирования за час операционных суток, рассчитывается расчетным центром балансирующего рынка по следующей формуле, учитывающей фактическое исполнение соответствующей заявки:

$$S_{бээ} = Ц_{бээ} * (O^{повыш} * l + (O_{факт}^{повыш} - O^{повыш}) * d), \quad \text{где:}$$

$S_{бээ}$  - сумма, оплачиваемая расчетным центром балансирующего рынка субъекту балансирующего рынка электрической энергии за балансирующую электроэнергию, проданную в зоне балансирования за час операционных суток, в тенге (округляется до сотых);

$O_{факт}^{повыш}$  - фактический объем балансирования на повышение (объем продажи балансирующей электроэнергии) субъекта балансирующего рынка электрической энергии за час операционных суток в зоне балансирования, определяемый расчетным центром балансирующего рынка как фактическое значение отрицательного дисбаланса, совершенного субъектом балансирующего рынка электрической энергии в данной зоне балансирования в течение часа, в котором была активизирована его заявка на участие в балансировании на повышение, поданная в этой же зоне балансирования, за вычетом отрицательных дисбалансов, вызванных воздействием системы АРЧМ в зоне балансирования за данный час, в кВт\*ч (округляется до целых);

$O^{повыш}$  - объем балансирования на повышение (объем продажи балансирующей электроэнергии), указанный в активированной заявке на участие в балансировании на повышение субъекта балансирующего рынка электрической энергии, в кВт\*ч (округляется до целых);

$\Pi_{\text{бээ}}$  - цена (тариф) продажи балансирующей электроэнергии, указанная в активированной заявке на участие в балансировании на повышение субъекта балансирующего рынка электрической энергии, в тенге/кВт\*ч (округляется до сотых);

$d$  - безразмерный коэффициент, принимающий следующие значения

$$d = 1, \text{ если: } 0,9 * O_{\text{повыш}} \leq O_{\text{факт}} \leq 1,1 * O_{\text{повыш}},$$

$$d = \frac{1,1 * O_{\text{повыш}}}{O_{\text{факт}}}, \text{ если: } O_{\text{факт}} > 1,1 * O_{\text{повыш}},$$

$$d = 0, \text{ если: } O_{\text{факт}} < 0,9 * O_{\text{повыш}},$$

$l$  - безразмерный коэффициент, принимающий следующие значения:

$$l = 1, \text{ если: } O_{\text{факт}} \geq 0,9 * O_{\text{повыш}},$$

$$l = \frac{O_{\text{факт}}}{0,9 * O_{\text{повыш}}} * \frac{O_{\text{факт}}}{O_{\text{повыш}}}, \text{ если: } 0 < O_{\text{факт}} < 0,9 * O_{\text{повыш}},$$

$$l = 0, \text{ если:}$$

$$O_{\text{факт}} = 0 \quad (\text{отрицательный дисбаланс, за вычетом отрицательных}$$

дисбалансов, вызванных воздействием системы АРЧМ в зоне балансирования за данный час, не был совершен субъектом балансирующего рынка электрической энергии в данной зоне балансирования в течение часа, в котором была активизирована его заявка на участие в балансировании на повышение, поданная в этой же зоне балансирования, либо в этот час, наоборот, данным субъектом был совершен положительный дисбаланс).»;

пункт 69 изложить в новой редакции:

«69. Сумма, оплачиваемая субъектом балансирующего рынка электрической энергии расчетному центру балансирующего рынка за отрицательные дисбалансы, купленные в зоне балансирования за час операционных суток, рассчитывается по следующей формуле, учитывающей фактическое исполнение соответствующей заявки:

$$S_{\text{од}} = \Pi_{\text{од}} * (O_{\text{пониж}} * l + (O_{\text{факт}} - O_{\text{пониж}}) * d), \quad \text{где:}$$

$S_{\text{од}}$ - сумма, оплачиваемая субъектом балансирующего рынка электрической энергии расчетному центру балансирующего рынка за отрицательные дисбалансы, купленные в зоне балансирования за час операционных суток, в тенге (округляется до сотых);

$O_{\text{факт}}^{\text{пониж}}$  - фактический объем балансирования на понижение (объем покупки отрицательных дисбалансов) субъекта балансирующего рынка электрической энергии за час операционных суток в зоне балансирования, определяемый расчетным центром балансирующего рынка как фактическое значение положительного дисбаланса, совершенного субъектом балансирующего рынка электрической энергии в данной зоне балансирования в течение часа, в котором была активизирована его заявка на участие в балансировании на понижение, поданная в этой же зоне балансирования, за вычетом положительных дисбалансов, вызванных воздействием системы АРЧМ в зоне балансирования за данный час, в кВт\*ч (округляется до целых);

$O^{\text{пониж}}$  - объем балансирования на понижение (объем покупки отрицательных дисбалансов), указанный в активированной заявке на участие в балансировании на понижение субъекта балансирующего рынка электрической энергии, в кВт\*ч (округляется до целых);

$\Pi_{\text{од}}$  - цена (тариф) покупки отрицательных дисбалансов, указанная в активированной заявке на участие в балансировании на понижение субъекта балансирующего рынка электрической энергии, в тенге/кВт\*ч (округляется до сотых);

$d$  - безразмерный коэффициент, принимающий следующие значения:

$$d = 1, \text{ если: } 0,9 * O^{\text{пониж}} \leq O_{\text{факт}}^{\text{пониж}} \leq 1,1 * O^{\text{пониж}},$$

$$d = \frac{O_{\text{факт}}^{\text{пониж}}}{1,1 * O^{\text{пониж}}}, \text{ если: } O_{\text{факт}}^{\text{пониж}} > 1,1 * O^{\text{пониж}},$$

$$d = 0, \text{ если: } O_{\text{факт}}^{\text{пониж}} < O^{\text{пониж}},$$

$l$  - безразмерный коэффициент, принимающий следующие значения

$$l = 1, \text{ если: } O_{\text{факт}}^{\text{пониж}} \geq 0,9 * O^{\text{пониж}},$$

$$l = \frac{O_{\text{факт}}^{\text{пониж}}}{O^{\text{пониж}}} * 1,3, \text{ если: } 0,7 * O^{\text{пониж}} \leq O_{\text{факт}}^{\text{пониж}} < 0,9 * O^{\text{пониж}},$$

$$l = \frac{O_{\text{факт}}^{\text{пониж}}}{O^{\text{пониж}}} * 1,7, \text{ если: } 0,5 * O^{\text{пониж}} \leq O_{\text{факт}}^{\text{пониж}} < 0,7 * O^{\text{пониж}},$$

$$l = \frac{O_{\text{факт}}^{\text{пониж}}}{O^{\text{пониж}}} * 2,0, \text{ если: } 0 * O^{\text{пониж}} < O_{\text{факт}}^{\text{пониж}} < 0,5 * O^{\text{пониж}},$$

$$l = 0, \quad O_{\text{факт}}^{\text{пониж}} = 0$$

если: (положительный дисбаланс, за вычетом положительных дисбалансов, вызванных воздействием системы АРЧМ в зоне балансирования за данный час не, был совершен субъектом балансирующего

рынка электрической энергии в данной зоне балансирования в течение часа, в котором была активизирована его заявка на участие в балансировании на понижение, поданная в этой же зоне балансирования, либо в этот час, наоборот, данным субъектом был совершен отрицательный дисбаланс).»;

пункты 72, 73, 74 и 75 изложить в новой редакции:

«72. Цена, по которой расчетный центр балансирующего рынка оплачивает системному оператору за балансирующую электроэнергию, проданную в зоне балансирования за час суток и соответствующую положительному отклонению на границе с РФ за данный час суток, определяется расчетным центром балансирующего рынка, согласно приложению 7 к настоящим Правилам.

Цена, по которой расчетный центр балансирующего рынка 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, определяется в соответствии с условиями договоров на продажу либо договоров на покупку электрической энергии для урегулирования внеплановых перетоков электрической энергии, заключенных между системным оператором и хозяйствующими субъектами Центральной Азии, применяемых в зависимости от сложившегося по итогам расчетного периода направления фактического внепланового сальдо-перетока между Республикой Казахстан и ЦА.

73. Сумма, оплачиваемая расчетным центром балансирующего рынка системному оператору за балансирующую электроэнергию, проданную в зоне балансирования за час суток, рассчитывается расчетным центром балансирующего рынка по следующей формуле:

$$S_{бээ}^{CO} = Ц_{ч(+)}^{РФ} * \Delta_{ч(+)}^{РФ} + Ц_{ч(+)}^{ЦА} * \Delta_{ч(+)}^{ЦА}, \quad \text{где:}$$

$S_{бээ}^{CO}$  - сумма, оплачиваемая расчетным центром балансирующего рынка системному оператору за балансирующую электроэнергию, проданную в зоне балансирования за час суток, в тенге (округляется до сотых);

$Ц_{ч(+)}^{РФ}$  - цена, по которой расчетный центр балансирующего рынка оплачивает системному оператору за балансирующую электроэнергию, проданную в зоне балансирования за час суток и соответствующую

положительному отклонению на границе с РФ за данный час суток, определяемая согласно приложению 7 к настоящим Правилам), в тенге/кВт\*ч (округляется до сотых);

$\Delta_{ч(+)}^{РФ}$  - значение положительного отклонения на границе с РФ за данный час суток, в кВт\*ч (округляется до целых);

$\Pi_{ч(+)}^{ЦА}$  - цена, по которой расчетный центр балансирующего рынка 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 (округляется до сотых);

$\Delta_{ч(+).f}^{ЦА}$  - значение положительного отклонения на границе с ЦА за данный час суток, в кВт\*ч (округляется до целых).

74. Цена, по которой системный оператор оплачивает расчетному центру балансирующего рынка за отрицательный дисбаланс, купленный в зоне балансирования за час суток, и соответствующий отрицательному отклонению на границе с РФ за данный час суток, определяется расчетным центром балансирующего рынка, согласно приложению 7 к настоящим Правилам.

Цена, по которой системный оператор оплачивает расчетному центру балансирующего рынка за отрицательный дисбаланс, купленный в зоне балансирования за час суток, и соответствующий отрицательному отклонению на границе с ЦА за данный час суток, определяется в соответствии с условиями договоров на продажу либо договоров на покупку электрической энергии для урегулирования внеплановых перетоков электрической энергии, заключенных между системным оператором и хозяйствующими субъектами Центральной Азии, применяемых в зависимости от сложившегося по итогам расчетного периода направления фактического внепланового сальдо-перетока между Республикой Казахстан и ЦА.

75. Сумма, оплачиваемая системным оператором расчетному центру балансирующего рынка за отрицательный дисбаланс, купленный в зоне балансирования за час суток, рассчитывается расчетным центром балансирующего рынка по следующей формуле:

$$S_{\text{ОД}}^{\text{CO}} = \text{Ц}_{\text{ч}(-)}^{\text{РФ}} * \Delta_{\text{ч}(-)}^{\text{РФ}} + \text{Ц}_{\text{ч}(-)}^{\text{ЦА}} * \Delta_{\text{ч}(-)}^{\text{ЦА}}, \quad \text{где:}$$

$S_{\text{ОД}}^{\text{CO}}$  - сумма, оплачиваемая системным оператором расчетному центру балансирующего рынка за отрицательный дисбаланс, купленный в зоне балансирования за час суток, в тенге (округляется до сотых);

$\text{Ц}_{\text{ч}(-)}^{\text{РФ}}$  - цена, по которой системный оператор оплачивает расчетному центру балансирующего рынка 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 (округляется до сотых);

$\Delta_{\text{ч}(-)}^{\text{РФ}}$  - значение (модуль) отрицательного отклонения на границе с РФ, в кВт\*ч (округляется до целых);

$\text{Ц}_{\text{ч}(-)}^{\text{ЦА}}$  - цена, по которой системный оператор оплачивает расчетному центру балансирующего рынка 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 (округляется до сотых);

$\Delta_{\text{ч}(-)}^{\text{ЦА}}$  - значение (модуль) отрицательного отклонения на границе с ЦА за данный час суток, в кВт\*ч (округляется до целых).»;

пункт 80 изложить в новой редакции:

«80. Фактические почасовые значения генерации и потребления субъекта балансирующего рынка электрической энергии в зоне балансирования определяются по данным его АСКУЭ, обеспечивающей передачу данных почасового учета по согласованным протоколам в центральную базу данных АСКУЭ системного оператора.

При отсутствии указанных данных почасового учета из АСКУЭ субъекта балансирующего рынка электрической энергии в центральной базе данных АСКУЭ системного оператора, фактические почасовые значения генерации (потребления) субъекта балансирующего рынка электрической энергии в зоне балансирования за расчетный период (календарный месяц) определяются как произведение его фактического за расчетный период (календарный месяц)

значения объема генерации (потребления) электрической энергии в данной зоне балансирования, в кВт\*ч (согласно соответствующим приборам учета), и соответствующего данному расчетному периоду (календарному месяцу) регионального профиля нагрузки.

Региональные профили нагрузки определяются Системным оператором, согласно Правилам организации и функционирования рынка электрической мощности, утвержденным приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года № 152 (зарегистрирован в государственном реестре нормативных правовых актов Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года № 10612).»;

пункт 87 изложить в новой редакции:

«87. Энергопроизводящие организации, работающие под управлением системы АРЧМ, продают все свои отрицательные дисбалансы, вызванные действием системы АРЧМ, расчетному центру балансирующего рынка по предельному тарифу на балансирующую электроэнергию.

Энергопроизводящие организации, работающие под управлением системы АРЧМ, покрывают все свои положительные дисбалансы, вызванные действием системы АРЧМ, посредством покупки у расчетного центра балансирующего рынка балансирующей электроэнергии в соответствующих объемах по цене равной 0,01 тенге/кВт\*ч без учета налога на добавленную стоимость.»;

пункты 90 изложить в новой редакции:

«90. Цена, по которой расчетный центр балансирующего рынка покупает у субъекта балансирующего рынка электрической энергии отрицательный дисбаланс (не вызванный воздействием системы АРЧМ), проданный в зоне балансирования за час суток, определенный как час на повышение, формируется расчетным центром балансирующего рынка в следующем порядке:

1) энергопроизводящие организации, имеющие предельный тариф, а также промышленные комплексы, в составе которых имеются энергопроизводящие организации с предельными тарифами – по собственному предельному тарифу;

2) энергоснабжающие организации, потребители электрической энергии и цифровые майнеры, включенные в перечень субъектов оптового рынка электрической энергии, а также энергопроизводящие организации, не имеющие

предельный тариф – по прогнозной цене Единого Закупщика электрической энергии;

3) провайдер баланса, являющийся энергопроизводящей организацией – по собственному предельному тарифу;

4) провайдер баланса, являющийся промышленным комплексом, в состав которого входит энергопроизводящая организация – по предельному тарифу данной энергопроизводящей организацией;

5) провайдер баланса, не являющийся энергопроизводящей организацией и промышленным комплексом, принявший на себя ответственность за финансовое урегулирование дисбалансов энергопроизводящей организации и/или других субъектов балансирующего рынка, в состав которого входит энергопроизводящая организация, имеющая предельный тариф – по предельному тарифу данной энергопроизводящей организации;

6) провайдер баланса, не являющийся энергопроизводящей организацией и промышленным комплексом, принявший на себя ответственность за финансовое урегулирование дисбалансов энергопроизводящей организации и/или других субъектов балансирующего рынка, в состав которого входит энергопроизводящая организация, не имеющая предельный тариф - по прогнозной базовой цене единого закупщика электрической энергии.»;

дополнить пунктами 90-1 и 90-2 следующего содержания:

«90-1. В случае, если субъект балансирующего рынка электрической энергии в часе на повышение допускает отклонение более чем на 20% фактического сальдо генерации - потребления над плановым сальдо генерации – потребления, указанных в утвержденном суточном графике, то цена продажи отрицательного дисбаланса (не вызванного воздействием системы АРЧМ) проданного расчетному центру балансирующего рынка в зоне балансирования за час суток, определенный как час на повышение, формируется в следующем порядке:

1) энергопроизводящие организации, имеющие предельный тариф, а также промышленные комплексы, в составе которых имеются энергопроизводящая организация с предельным тарифом – ниже собственного предельного тарифа на 30%;

2) потребители, энергоснабжающие организации, энергопередающие организации, цифровые майнеры и энергопроизводящие организации, не имеющие предельный тариф – ниже фактических значений базовых цен единого закупщика электрической энергии на 30%..

90-2. В случае, если субъект балансирующего рынка электрической энергии, имеющий договор с провайдером баланса или выполняющий функции провайдера баланса, в часе на повышение допускает отклонение более чем на 20% фактического сальдо генерации – потребления над планового сальдо генерации – потребления, указанными в утвержденном суточном графике, то цена продажи отрицательного дисбаланса (не вызванный воздействием системы АРЧМ), проданного расчетному центру балансирующего рынка в зоне балансирования за час суток, определенный как час на повышение формируется в следующем порядке:

1) провайдер баланса, являющийся энергопроизводящей организацией – ниже предельного тарифа данной энергопроизводящей организации на 30%;

2) провайдер баланса, являющийся промышленным комплексом, в состав которого входит энергопроизводящая организация – ниже предельного тарифа данной энергопроизводящей организации на 30%;

3) провайдер баланса, не являющийся энергопроизводящей организацией, принявший на себя ответственность за финансовое урегулирование дисбалансов энергопроизводящей организации или промышленного комплекса, в состав которого входит энергопроизводящая организация, и/или других субъектов балансирующего рынка – ниже предельного тарифа данной энергопроизводящей организации на 30%;

4) провайдер баланса не являющийся энергопроизводящей организацией и промышленным комплексом, в состав которого входит энергопроизводящая организация, принявший на себя ответственность за финансовое урегулирование дисбалансов субъектов балансирующего рынка, не являющихся энергопроизводящей организацией - ниже прогнозной базовой цене единого закупщика электрической энергии на 30%.

При этом, если у субъекта балансирующего рынка, имеющего договор передачи ответственности с провайдером баланса или выполняющего функцию провайдера баланса, отклонение (положительный и/или отрицательный

дисбаланс) фактического сальдо генерации – потребления над плановым сальдо генерации – потребления составляет более 20%, то провайдер баланса продает все свои отрицательные дисбалансы расчетному центру балансирующего рынка согласно подпунктам 1), 2), 3) и 4) настоящего пункта.»;

пункт 91 изложить в новой редакции:

«91. Сумма, которую расчетный центр балансирующего рынка оплачивает субъекту балансирующего рынка электрической энергии - энергопроизводящей организации, имеющей предельный тариф, а также промышленные комплексы, в составе которых имеются энергопроизводящие организации с предельными тарифами, за отрицательный дисбаланс (не вызванный воздействием системы АРЧМ), проданный в зоне балансирования за час суток, определенный как час на повышение, рассчитывается расчетным центром балансирующего рынка по следующей формуле:

$$S_{ч(-)}^{(эпог)} = Ц_{ч(-)}^{(эпог)} * \Delta_{ч(-)}^{(эпог)},$$

где:

$S_{ч(-)}^{(эпог)}$  – сумма, которую расчетный центр балансирующего рынка оплачивает субъекту балансирующего рынка электрической энергии – энергопроизводящей организации за отрицательный дисбаланс (из-за положительного дисбаланса, не вызванного воздействием системы АРЧМ), купленную в зоне балансирования за час суток, определенный как час на повышение, в тенге (округляется до сотых);

$Ц_{ч(-)}^{(эпог)}$  – предельный тариф энергопроизводящей организации, по которой расчетный центр балансирующего рынка оплачивает субъекту балансирующего рынка электрической энергии – энергопроизводящей организации, имеющей предельных тариф, а также промышленные комплексы, в составе которых имеются энергопроизводящие организации с предельными тарифами, за отрицательный дисбаланс (из-за положительного дисбаланса, не вызванного воздействием системы АРЧМ), купленную в зоне балансирования за час суток, определенный как час на повышение, в тенге/кВт\*ч (округляется до сотых);

$\Delta_{ч(+)}^{(эпог)}$  – значение (модуль) отрицательного дисбаланса (не вызванного воздействием системы АРЧМ), совершенного субъектом балансирующего рынка

электрической энергии – энергопроизводящей организации, имеющей предельный тариф, а также промышленным комплексом, в составе которых имеются энергопроизводящие организации с предельными тарифами в зоне балансирования за данный час суток, определенный как час на повышение, в кВт\*ч (округляется до целых).

Данный пункт не распространяется на дисбалансы энергопередающих организаций и на дисбалансы, вызванные воздействием системы АРЧМ.»;

дополнить пунктом 91-1 следующего содержания:

«91-1. Сумма, которую расчетный центр балансирующего рынка оплачивает субъекту балансирующего рынка электрической энергии – потребителю, энергоснабжающей организации, цифровым майнерам, включенным в перечень субъектов оптового рынка, энергопроизводящим организациям не имеющим предельного тарифа за отрицательный дисбаланс (из-за положительного дисбаланса, не вызванного воздействием системы АРЧМ), купленный в зоне балансирования за час суток, определенный как час на повышение, рассчитывается расчетным центром балансирующего рынка по следующей формуле:

$$S_{ч(-)}^{(ПОТР↑)} = Ц_{\text{прогн.ч.}}^{ЕЗ} * \Delta_{ч(-)}^{(ПОТР↑)},$$

где:

$$S_{ч(-)}^{(ПОТР↑)}$$

— сумма, которую расчетный центр балансирующего рынка оплачивает субъекту балансирующего рынка электрической энергии – потребителю, энергоснабжающей организации, цифровым майнерам, энергопроизводящим организациям не имеющим предельного тарифа за отрицательный дисбаланс (из-за положительного дисбаланса, не вызванного воздействием системы АРЧМ), купленный в зоне балансирования за час суток, определенный как час на повышение, в тенге (округляется до сотых);

$Ц_{\text{прогн.ч.}}^{ЕЗ}$  — прогнозная цена единого закупщика электрической энергии на продажу электрической энергии (остаточная цена) на данный час суток, в тенге /кВт\*ч (округляется до сотых);

$$\Delta_{\text{ч}(-)}^{(\text{ПОТР}\uparrow)}$$

значение (модуль) отрицательного дисбаланса (не вызванного воздействием системы АРЧМ), совершенного субъектом балансирующего рынка электрической энергии – потребителем, энергоснабжающей организацией, цифровым майнером, энергопроизводящей организацией, не имеющей предельного тарифа в зоне балансирования за данный час суток, определенный как час на повышение, в кВт\*ч (округляется до целых).

Данный пункт не распространяется на дисбалансы энергопередающих организаций и на дисбалансы, вызванные воздействием системы АРЧМ.»;

пункты 92, 93 и 94 изложить в новой редакции:

«92. Цена, по которой субъект балансирующего рынка электрической энергии оплачивает расчетному центру балансирующего рынка за балансирующую электроэнергию (из-за положительного дисбаланса, не вызванного воздействием системы АРЧМ), купленную в зоне балансирования за час суток, определенный как час на повышение, рассчитывается расчетным центром балансирующего рынка по следующей формуле:

$$Ц_{\text{ч}(+)}^{(\uparrow)} = \frac{\sum_{i=1}^n (S_{\text{бээ},i}) + (S_{\text{бээ}}^{\text{CO}} * k - S_{\text{ОД}}^{\text{CO}}) + S_{\text{ч}(-),\Sigma}^{(\text{ЭПО}\uparrow)} + S_{\text{ч}(-),\Sigma}^{(\text{ПОТР}\uparrow)} - S_{\text{ч}}^{\text{PC}}}{\Delta_{\text{ч}(+)}^{\text{PK}} - \Delta_{\text{ч}(+),\Sigma}^{\text{PЭК}} - \Delta_{\text{ч}(+),\Sigma}^{\text{АРЧМ}} - \Delta_{\text{ч}(+),\Sigma}^{\text{АВАР ЭПО}} - \Delta_{\text{ч}(+),\Sigma}^{\text{АВАР Потр}}}, \text{ где:}$$

$Ц_{\text{ч}(+)}^{(\uparrow)}$  - цена, по которой субъект балансирующего рынка электрической энергии оплачивает расчетному центру балансирующего рынка за балансирующую электроэнергию (из-за положительного дисбаланса, не вызванного воздействием системы АРЧМ), купленную в зоне балансирования за час суток, определенный как час на повышение, в тенге/кВт\*ч (округляется до сотых);

$S_{\text{бээ},i}$  - сумма, оплачиваемая расчетным центром балансирующего рынка  $i$ -му субъекту балансирующего рынка электрической энергии за балансирующую электроэнергию, проданную в зоне балансирования за данный час суток, в тенге (округляется до сотых);

$$\sum_{i=1}^n - \text{сумма по } i;$$

$i$ - порядковый номер, изменяющийся от 1 до  $n$ ;

n- количество субъектов балансирующего рынка электрической энергии, продавших расчетному центру балансирующего рынка балансирующую электроэнергию в зоне балансирования за данный час суток;

$S_{бээ}^{CO}$  - сумма, оплачиваемая расчетным центром балансирующего рынка 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 – поправочный 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.

$S_{од}^{CO}$  - сумма, оплачиваемая системным оператором расчетному центру балансирующего рынка 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);

$S_{ч(-).Σ}^{(ЭПО†)}$  – сумма, которую расчетный центр балансирующего рынка оплачивает субъектам балансирующего рынка электрической энергии – энергопроизводящим организациям, имеющим предельный тариф, а также промышленным комплексам, в составе которых имеются энергопроизводящие организации с предельными тарифами, за отрицательные дисбалансы (не вызванные воздействием системы АРЧМ), проданные в зоне балансирования за данный час суток, в тенге (округляется до сотых);

$S_{ч(-).Σ}^{(ПОТР†)}$  – сумма, которую расчетный центр балансирующего рынка оплачивает субъектам балансирующего рынка электрической энергии – потребителю, энергоснабжающей организации, цифровым майнерам,

энергопроизводящим организациям, не имеющим предельного тарифа за отрицательные дисбалансы, проданные в зоне балансирования за данный час суток, в тенге (округляется до сотых);

$$S_{\text{ч}}^{\text{РЦ}}$$

- затраты (доходы) расчетного центра балансирующего рынка, 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 балансирующего рынка электрической энергии в зоне балансирования за данный час, в кВт\*ч (округляется до целых);

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

- сумма всех положительных дисбалансов, совершенных энергопередающими организациями в зоне балансирования за данный час, за исключением положительных дисбалансов, совершенных энергопередающими организациями, заключивших договор передачи ответственности с другими субъектами балансирующего рынка электрической энергии, в кВт\*ч (округляется до целых);

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

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

При отрицательном значении  $\Psi_{\text{ч}}^{(\uparrow)}$ , оно приравнивается к значению 0,01 тт/кВт\*ч;

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

- сумма всех положительных дисбалансов, совершенных энергопроизводящими организациями, имеющие предельный тариф, а также промышленные комплексы, в составе которых имеются энергопроизводящие организации с предельными тарифами, исполнявших команды системного оператора в зоне балансирования за данный час при режиме «Авария», в кВт\*ч (округляется до целых);

$$\Delta_{ч(+),\Sigma}^{АВАР Потр -}$$

- сумма всех положительных дисбалансов, совершенных потребителями, энергоснабжающими организациями, цифровыми майнерами, энергопроизводящими организациями, не имеющие предельный тариф, исполнявших команды системного оператора в зоне балансирования за данный час при режиме «Авария», в кВт\*ч (округляется до целых);

При этом для энергопроизводящих организаций, имеющих предельный тариф, а также промышленных комплексов, в составе которых имеются энергопроизводящие организации с предельными тарифами, цена формируется в следующем порядке:

если  $\Pi_{ч(+)}^{(T)} \leq$  предельный тариф ЭПО + 30%, то  $\Pi_{ч(+)}^{(T)} =$  предельный тариф ЭПО + 30%;

если  $\Pi_{ч(+)}^{(T)} >$  предельный тариф ЭПО + 30%, то  $\Pi_{ч(+)}^{(T)}$  принимается как расчетная.

Для энергоснабжающих организаций, потребителей электрической энергии и цифровых майнеров, включенных в перечень субъектов оптового рынка электрической энергии, а также энергопроизводящих организаций, не имеющих предельный тариф, цена формируется в следующем порядке:

если  $\Pi_{ч(+)}^{(T)} \leq$  прогнозная цена Единого Закупщика + 30%, то  $\Pi_{ч(+)}^{(T)} =$  прогнозная цена Единого Закупщика + 30%;

если  $\Pi_{ч(+)}^{(T)} >$  прогнозная цена Единого Закупщика + 30%, то  $\Pi_{ч(+)}^{(T)}$  принимается как расчетная.

93. Сумма, которую субъект балансирующего рынка электрической энергии оплачивает расчетному центру балансирующего рынка за балансирующую электроэнергию (из-за положительного дисбаланса, не вызванного воздействием системы АРЧМ), купленную в зоне балансирования за час суток, определенный как час на повышение, рассчитывается расчетным центром балансирующего рынка по следующей формуле:

$$S_{ч(+)}^{(t)} = \Pi_{ч(+)}^{(t)} * \Delta_{ч(+)}^{(t)},$$

где:

$S_{ч(+)}^{(t)}$  - сумма, которую субъект балансирующего рынка электрической энергии оплачивает расчетному центру балансирующего рынка за балансирующую электроэнергию (из-за положительного дисбаланса, не вызванного воздействием системы АРЧМ), купленную в зоне балансирования за час суток, определенный как час на повышение, в тенге (округляется до сотых);

$\Pi_{ч(+)}^{(t)}$  - цена, по которой субъект балансирующего рынка электрической энергии оплачивает расчетному центру балансирующего рынка за балансирующую электроэнергию (из-за положительного дисбаланса, не вызванного воздействием системы АРЧМ), купленную в зоне балансирования за час суток, определенный как час на повышение, в тенге/кВт\*ч (округляется до сотых);

$\Delta_{ч(+)}^{(t)}$  - значение положительного дисбаланса (не вызванного воздействием системы АРЧМ), совершенного субъектом балансирующего рынка электрической энергии в зоне балансирования за данный час суток, определенный как час на повышение, в кВт\*ч (округляется до целых).

Данный пункт не распространяется на дисбалансы энергопередающих организаций и на дисбалансы, вызванные воздействием системы АРЧМ.

94. Цена, по которой субъект балансирующего рынка электрической энергии оплачивает расчетному центру балансирующего рынка за балансирующую электроэнергию (из-за положительного дисбаланса, не вызванного воздействием системы АРЧМ), купленную в зоне балансирования за час суток, определенный как час на понижение, формируется расчетным центром балансирующего рынка в следующем порядке:

1) энергопроизводящие организации, имеющие предельный тариф, а также промышленные комплексы, в составе которых имеются энергопроизводящие организации с предельными тарифами – по собственному предельному тарифу;

2) энергоснабжающие организации, потребители электрической энергии и цифровые майнеры, включенные в перечень субъектов оптового рынка

электрической энергии, а также энергопроизводящие организации, не имеющие предельный тариф – по цене Единого закупщика электрической энергии;

3) провайдер баланса, являющийся энергопроизводящей организацией – по собственному предельному тарифу;

4) провайдер баланса, являющийся промышленным комплексом, в состав которого входит энергопроизводящая организация – по предельному тарифу данной энергопроизводящей организации;

5) провайдер баланса, не являющийся энергопроизводящей организацией и промышленным комплексом, принявший на себя ответственность за финансовое урегулирование дисбалансов энергопроизводящей организации и/или других субъектов балансирующего рынка, в состав которого входит энергопроизводящая организация, имеющая предельный тариф – по предельному тарифу данной энергопроизводящей организации;

6) провайдер баланса, не являющийся энергопроизводящей организацией и промышленным комплексом, принявший на себя ответственность за финансовое урегулирование дисбалансов энергопроизводящей организации и/или других субъектов балансирующего рынка, в состав которого входит энергопроизводящая организация, не имеющая предельный тариф - по прогнозной цене Единого Закупщика электрической энергии.»;

дополнить пунктами 94-1 и 94-2 следующего содержания:

«94-1. В случае, если субъект балансирующего рынка электрической энергии в часе на понижение допускает отклонение более чем на 20% фактического сальдо генерации - потребления над плановым сальдо генерации – потребления, указанных в утвержденном суточном графике, то цена покупки балансирующей электроэнергии у расчетного центра балансирующего рынка в зоне балансирования за час суток, определенный как час на понижение, формируется в следующем порядке:

1) энергопроизводящие организации, имеющие предельный тариф, а также промышленные комплексы, в составе которых имеются энергопроизводящая организация с предельным тарифом – выше собственного предельного тарифа на 30%;

2) потребители, энергоснабжающие организации, энергопередающие организации, цифровые майнеры и энергопроизводящие организации, не имеющие предельный тариф – выше фактических значений базовых цен единого закупщика электрической энергии на 30%.

94-2. В случае, если субъект балансирующего рынка электрической энергии, имеющий договор с провайдером баланса или выполняющий функции провайдера баланса, в часе на повышение допускает отклонение более чем на 20% фактического сальдо генерации – потребления над планового сальдо генерации – потребления, указанными в утвержденном суточном графике, то цена покупки балансирующей электроэнергии у расчетного центра балансирующего рынка зоне балансирования за час суток, определенный как час на понижение формируется в следующем порядке:

1) провайдер баланса, являющийся энергопроизводящей организацией – выше предельного тарифа данной энергопроизводящей организации на 30%;

2) провайдер баланса, являющийся промышленным комплексом, в состав которого входит энергопроизводящая организация – выше предельного тарифа данной энергопроизводящей организации на 30%;

3) провайдер баланса, не являющийся энергопроизводящей организацией и промышленным комплексом, в состав которого входит энергопроизводящая организация, принявший на себя ответственность за финансовое урегулирование дисбалансов энергопроизводящей организации и других субъектов балансирующего рынка – выше предельного тарифа данной энергопроизводящей организации на 30%;

4) провайдер баланса, не являющийся энергопроизводящей организацией и промышленным комплексом, в состав которого входит энергопроизводящая организация, принявший на себя ответственность за финансовое урегулирование дисбалансов субъектов балансирующего рынка, не являющихся энергопроизводящей организацией - выше прогнозной базовой цене единого закупщика электрической энергии на 30%.

При этом если у субъекта балансирующего рынка, имеющего договор передачи ответственности с провайдером баланса, или у субъекта балансирующего рынка, выполняющего функцию провайдера баланса, отклонение (положительный и/или отрицательный дисбаланс) фактического

сальдо генерации – потребления над плановым сальдо генерации – потребления составляет более 20%, то провайдер баланса продает все свои отрицательные дисбалансы расчетному центру балансирующего рынка согласно подпунктам 1), 2), 3) и 4) настоящего пункта.»;

пункт 95 изложить в новой редакции:

«95. Сумма, которую субъект балансирующего рынка электрической энергии – энергопроизводящая организация, имеющая предельный тариф, а также промышленные комплексы, в составе которых имеются энергопроизводящие организации с предельными тарифами, оплачивает расчетному центру балансирующего рынка за балансирующую электроэнергию (из-за положительного дисбаланса, не вызванного воздействием системы АРЧМ), купленную в зоне балансирования за час суток, определенный как час на понижение, рассчитывается расчетным центром балансирующего рынка по следующей формуле:

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

$$S_{ч(+)}^{(ЭПО↓)} -$$

сумма, которую субъект балансирующего рынка электрической энергии – энергопроизводящая организация, имеющая предельный тариф, а также промышленные комплексы, в составе которых имеются энергопроизводящие организации с предельными тарифами, оплачивает расчетному центру балансирующего рынка за балансирующую электроэнергию (из-за положительного дисбаланса, не вызванного воздействием системы АРЧМ), купленную в зоне балансирования за час суток, определенный как час на понижение, в тенге (округляется до сотых);

$$Ц_{ч(+)}^{(ЭПО↓)} -$$

предельный тариф энергопроизводящей организации, по которой субъект балансирующего рынка электрической энергии оплачивает расчетному центру балансирующего рынка за балансирующую электроэнергию (из-за положительного дисбаланса, не вызванного воздействием системы АРЧМ), купленную в зоне балансирования за час суток, определенный как час на понижение, в тенге/кВт\*ч (округляется до сотых);

$$\Delta_{ч(+)}^{(ЭПО↓)} -$$

значение положительного дисбаланса (не вызванного воздействием системы АРЧМ), совершенного субъектом балансирующего рынка

электрической энергии – энергопроизводящей организацией, имеющей предельный тариф, а также промышленные комплексы, в составе которых имеются энергопроизводящие организации с предельными тарифами, в зоне балансирования за данный час суток, определенный как час на понижение, в кВт\*ч (округляется до целых);

Данный пункт не распространяется на дисбалансы энергопередающих организаций и на дисбалансы, вызванные воздействием системы АРЧМ.»;

дополнить пунктом 95-1 следующего содержания:

«95-1. Сумма, которую субъект балансирующего рынка электрической энергии – потребитель, энергоснабжающая организация, цифровой майнер, включенный в перечень субъектов оптового рынка, и энергопроизводящая организация, не имеющая предельный тариф, оплачивает расчетному центру балансирующего рынка за балансирующую электроэнергию (из-за положительного дисбаланса, не вызванного воздействием системы АРЧМ), купленную в зоне балансирования за час суток, определенный как час на понижение, рассчитывается расчетным центром балансирующего рынка по следующей формуле:

$$S_{ч(+)}^{(потр\downarrow)} = Ц_{прогн.ч.}^{ЕЗ} * \Delta_{ч(+)}^{(потр\downarrow)}, \text{ где:}$$

$$S_{ч(+)}^{(потр\downarrow)}$$

- сумма, которую субъект балансирующего рынка электрической энергии – потребитель, энергоснабжающая организация, цифровой майнер и энергопроизводящая организация не имеющая предельный тариф, оплачивает расчетному центру балансирующего рынка за балансирующую электроэнергию (из-за положительного дисбаланса, не вызванного воздействием системы АРЧМ), купленную в зоне балансирования за час суток, определенный как час на понижение, в тенге (округляется до сотых);

$Ц_{прогн.ч.}^{ЕЗ}$  - прогнозная цена единого закупщика электрической энергии на продажу электрической энергии (остаточная цена) на данный час суток, в тенге /кВт\*ч (округляется до сотых);

$$\Delta_{ч(+)}^{(потр\downarrow)}$$

- значение положительного дисбаланса (не вызванного воздействием системы АРЧМ), совершенного субъектом балансирующего рынка

электрической энергии – потребителем, энергоснабжающей организацией, цифровым майнером и энергопроизводящей организацией, не имеющей предельный тариф, в зоне балансирования за данный час суток, определенный как час на понижение, в кВт\*ч (округляется до целых).

Данный пункт не распространяется на дисбалансы энергопередающих организаций и на дисбалансы, вызванные воздействием системы АРЧМ.»;

пункты 96,97 и 98 изложить в новой редакции:

«96. Цена, по которой расчетный центр балансирующего рынка покупает у субъекта балансирующего рынка электрической энергии отрицательный дисбаланс (не вызванный действием АРЧМ), проданный в зоне балансирования за час суток, определенный как час на понижение, рассчитывается расчетным центром балансирующего рынка по следующей формуле:

$$C_{ч(-)}^{(↓)} = \frac{\sum_{i=1}^p (S_{од.i}) + (S_{ОД}^{CO} - S_{бээ}^{CO}) + S_{ч(+).Σ}^{(ЭПО↓)} + S_{ч(+).Σ}^{(ПОТР↓)} + S_{ч}^{PC}}{\Delta_{ч(-)}^{PK} - \Delta_{ч(-).Σ}^{PЭК} - \Delta_{ч(-).Σ}^{АРЧМ} - \Delta_{ч(-).Σ}^{АВАР ЭПО} - \Delta_{ч(-).Σ}^{АВАР Потр}}, \text{ где:}$$

$C_{ч(-)}^{(↓)}$  - цена, по которой расчетный центр балансирующего рынка покупает у субъекта балансирующего рынка электрической энергии отрицательный дисбаланс (не вызванный действием АРЧМ), проданный в зоне балансирования за час суток, определенный как час на понижение, в тенге/кВт\*ч (округляется до сотых);

$S_{од.i}$  - сумма, оплачиваемая i-м субъектом балансирующего рынка электрической энергии расчетному центру балансирующего рынка за отрицательный дисбаланс, купленный в зоне балансирования за данный час суток, в тенге (округляется до сотых);

$\sum_{i=1}^p$  - сумма по i;

i- порядковый номер, изменяющийся от 1 до p;

p- количество субъектов балансирующего рынка электрической энергии, купивших у расчетного центра балансирующего рынка отрицательные дисбалансы в зоне балансирования за данный час суток;

$S_{\text{ОД}}^{\text{СО}}$ 

- сумма, оплачиваемая системным оператором расчетному центру балансирующего рынка 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);

 $S_{\text{бээ}}^{\text{СО}}$ 

- сумма, оплачиваемая расчетным центром балансирующего рынка 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);

 $S_{\text{ч}(+),\text{Э}}^{(\text{ЭПО})}$ 

- сумма, которую субъекты балансирующего рынка электрической энергии – энергопроизводящие организации, имеющие предельный тариф, а также промышленные комплексы, в составе которых имеются энергопроизводящие организации с предельными тарифами, оплачивают расчетному центру балансирующего рынка за балансирующую электроэнергию (из-за положительных дисбалансов, не вызванных воздействием системы АРЧМ), купленную в зоне балансирования за данный час суток, в тенге (округляется до сотых);

 $S_{\text{ч}(+),\text{Э}}^{(\text{ПОТР})}$ 

- сумма, которую субъекты балансирующего рынка электрической энергии – потребители, энергоснабжающие организации, цифровые майнеры, энергопроизводящие организации, не имеющие предельный тариф оплачивают расчетному центру балансирующего рынка за балансирующую электроэнергию (из-за положительных дисбалансов, не вызванных воздействием системы АРЧМ), купленную в зоне балансирования за данный час суток, в тенге (округляется до сотых);

 $S_{\text{ч}}^{\text{РЦ}}$ 

- затраты (доходы) расчетного центра балансирующего рынка, 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;

$\Delta_{\text{ч}}^{\text{РК}}(-)$  - модуль суммы всех отрицательных дисбалансов, совершенных субъектами балансирующего рынка электрической энергии в зоне балансирования за данный час, в кВт\*ч (округляется до целых);

$\Delta_{\text{ч}}^{\text{РЭК}}(-).\Sigma$  - модуль суммы всех отрицательных дисбалансов, совершенных энергопередающими организациями в зоне балансирования за данный час, за исключением отрицательных дисбалансов, совершенных энергопередающими организациями, заключивших договор передачи ответственности с другими субъектами балансирующего рынка электрической энергии, в кВт\*ч (округляется до целых);

$\Delta_{\text{ч}}^{\text{АРЧМ}}(-).\Sigma$  - модуль суммы всех отрицательных дисбалансов субъектов балансирующего рынка электрической энергии, работающих под управлением системы АРЧМ, вызванных воздействием данной системы АРЧМ в зоне балансирования за данный час, в кВт\*ч (округляется до целых).

$\Delta_{\text{ч}}^{\text{АВАР ЭПО}}(-).\Sigma$  - сумма всех отрицательных дисбалансов, совершенных энергопроизводящими организациями, имеющие предельный тариф, а также промышленные комплексы, в составе которых имеются энергопроизводящие организации с предельными тарифами, исполнявших команды системного оператора в зоне балансирования за данный час при режиме «Авария», в кВт\*ч (округляется до целых);

$\Delta_{\text{ч}}^{\text{АВАР Потр}}(-).\Sigma$  - сумма всех отрицательных дисбалансов, совершенных потребителями, энергоснабжающими организациями, цифровыми майнерами, энергопроизводящими организациями, не имеющие предельный тариф, исполнявших команды системного оператора в зоне балансирования за данный час при режиме «Авария», в кВт\*ч (округляется до целых);

При отрицательном значении  $\text{Ц}_{\text{ч}}^{(\downarrow)}(-)$ , оно приравнивается к значению 0,01 тг/кВт\*ч;

Данный пункт не распространяется на дисбалансы энергопередающих организаций и на дисбалансы, вызванные воздействием системы АРЧМ.

При этом для энергопроизводящих организаций, имеющих предельный тариф, а также промышленных комплексов, в составе которых имеются энергопроизводящие организации с предельными тарифами, цена формируется в следующем порядке:

- если  $\Pi_{ч(-)}^{(1)} < \text{предельный тариф ЭПО} - 30\%$ , то  $\Pi_{ч(-)}^{(1)}$  принимается как расчетная;

- если  $\Pi_{ч(-)}^{(1)} \geq \text{предельный тариф ЭПО} - 30\%$ , то  $\Pi_{ч(-)}^{(1)}$  = предельный тариф ЭПО - 30%.

Для энергоснабжающих организаций, потребителей электрической энергии и цифровых майнеров, включенных в перечень субъектов оптового рынка электрической энергии, а также энергопроизводящих организаций, не имеющих предельный тариф, цена формируется в следующем порядке:

- если  $\Pi_{ч(-)}^{(1)} < \text{прогнозная цена Единого Закупщика} - 30\%$ ,

то  $\Pi_{ч(-)}^{(1)}$  принимается как расчетная;

- если  $\Pi_{ч(-)}^{(1)} \geq \text{прогнозная цена Единого Закупщика} - 30\%$ ,

то  $\Pi_{ч(-)}^{(1)} = \text{прогнозная цена Единого Закупщика} - 30\%$ .

97. Сумма, которую расчетный центр балансирующего рынка оплачивает субъекту балансирующего рынка электрической энергии за отрицательный дисбаланс (не вызванный воздействием системы АРЧМ), проданный в зоне балансирования за час суток, определенный как час на понижение, рассчитывается расчетным центром балансирующего рынка по следующей формуле:

$$S_{ч(-)}^{(1)} = \Pi_{ч(-)}^{(1)} * \Delta_{ч(-)}^{(1)},$$

где:

$S_{ч(-)}^{(↓)}$  - сумма, которую расчетный центр балансирующего рынка оплачивает субъекту балансирующего рынка электрической энергии за отрицательный дисбаланс (не вызванный воздействием системы АРЧМ), проданный в зоне балансирования за час суток, определенный как час на понижение, в тенге (округляется до сотых);

$Ц_{ч(-)}^{(↓)}$  - цена, по которой расчетный центр балансирующего рынка покупает у субъекта балансирующего рынка электрической энергии отрицательный дисбаланс (не вызванный воздействием системы АРЧМ), проданный в зоне балансирования за данный час суток, определенный как час на понижение, в тенге/кВт\*ч (округляется до сотых);

$\Delta_{ч(-)}^{(↓)}$  - значение (модуль) отрицательного дисбаланса (не вызванного воздействием системы АРЧМ), совершенного субъектом балансирующего рынка электрической энергии в зоне балансирования за данный час суток, определенный как час на понижение, в кВт\*ч (округляется до целых).

Данный пункт не распространяется на дисбалансы энергопередающих организаций и на дисбалансы, вызванные воздействием системы АРЧМ.

98. Для часа суток, определенного как час без регулирования, все операции в зоне балансирования по купле-продаже балансирующей электроэнергии и отрицательных дисбалансов между расчетным центром балансирующего рынка и субъектами балансирующего рынка электрической энергии осуществляются в следующем порядке:

1) между расчетным центром балансирующего рынка и системным оператором в рамках его взаимодействия с энергосистемами других государств по ценам и условиям, указанным в соответствующих договорах согласно пунктам 72 и 74 настоящих Правил;

2) между расчетным центром балансирующего рынка и энергопередающими организациями по прогнозной базовой цене единого закупщика;

3) между расчетным центром балансирующего рынка и энергоснабжающими организациями, потребителями электрической энергии и

цифровыми майнерами, включенными в перечень субъектов оптового рынка электрической энергии, а также энергопроизводящие организации, не имеющие предельного тарифа по прогнозной базовой цене единого закупщика скорректированной на коэффициент равновесия;

4) между расчетным центром балансирующего рынка и энергопроизводящими организациями, работающими под управлением системы автоматического регулирования частоты и мощности:

- по предельному тарифу на балансирующую электроэнергию при продаже расчетному центру балансирующего рынка отрицательных дисбалансов, вызванных действием системы автоматического регулирования частоты и мощности,

- по цене равной 0,01 тенге/кВт\*ч без учета налога на добавленную стоимость при покупке у расчетного центра балансирующего рынка положительных дисбалансы, вызванных действием системы автоматического регулирования частоты и мощности;

5) между расчетным центром балансирующего рынка и энергопроизводящими организациями, а также промышленными комплексами, в составе которых имеются энергопроизводящие организации с предельными тарифами, по предельным тарифам скорректированным на коэффициент равновесия.»;

дополнить пунктами 98-1,98-2 и 98-3 следующего содержания:

«98-1. Коэффициент равновесия, используемый для расчетов для часа суток, определенного как час без регулирования рассчитывается в следующем порядке:

1) среднее значение сумм стоимостей положительных и отрицательных дисбалансов балансирующего рынка возникшие в зоне балансирования за час суток без регулирования рассчитывается по следующей формуле:

$$S_{\text{ср}} = (S_{\text{эпо}}(-) + S_{\text{потр}}(-) + S_{\text{арчм}}(-) + S_{\text{рэк}}(-) + S_{\text{рф}}(-) + S_{\text{ца}}(-) + S_{\text{рцбрэ}} + S_{\text{эпо}}(+)) + S_{\text{потр}}(+), S_{\text{арчм}}(+), S_{\text{рэк}}(+), S_{\text{рф}}(+), S_{\text{ца}}(+)) / 2, \text{ где:}$$

$S_{\text{эпо}}(+)$  – сумма, которую субъекты балансирующего рынка электрической энергии – энергопроизводящие организации, имеющие предельный тариф оплачивают расчетному центру балансирующего рынка за балансирующую электроэнергию (из-за положительного дисбаланса, не вызванного воздействием

системы АРЧМ), купленную в зоне балансирования за час суток, определенный как час без регулирования (округляется до сотых);

$S_{\text{эпо}}(-)$  – сумма, которую расчетный центр балансирующего рынка оплачивает субъектам балансирующего рынка электрической энергии – энергопроизводящие организации, имеющие предельный тариф за отрицательный дисбаланс (не вызванный воздействием системы АРЧМ), проданный в зоне балансирования за час суток, определенный как час на без регулирования, в тенге (округляется до сотых);

$S_{\text{потр}}(+)$  - сумма, которую субъекты балансирующего рынка электрической энергии – потребители, энергоснабжающая организация, цифровые майнеры и энергопроизводящие организации не имеющие предельный тариф, оплачивают расчетному центру балансирующего рынка за балансирующую электроэнергию (из-за положительного дисбаланса, не вызванного воздействием системы АРЧМ), купленную в зоне балансирования за час суток, определенный как час без регулирования, в тенге (округляется до сотых);

$S_{\text{потр}}(-)$  - сумма, которую расчетный центр балансирующего рынка оплачивает субъектам балансирующего рынка электрической энергии – потребителям, энергоснабжающие организации, цифровые майнеры, энергопроизводящие организации не имеющим предельного тарифа за отрицательный дисбаланс (из-за положительного дисбаланса, не вызванного воздействием системы АРЧМ), купленный в зоне балансирования за час суток, определенный как час без регулирования, в тенге (округляется до сотых);

$S_{\text{арчм}}(+)$  - сумма, по которой субъекты балансирующего рынка электрической энергии, работающий под управлением системы АРЧМ, покупают у расчетного центра балансирующего рынка балансирующую электроэнергию, обусловленную положительными дисбалансами, вызванными воздействием данной системы АРЧМ, в тенге/кВт\*ч в часе без регулирования (округляется до сотых);

$S_{\text{арчм}}(-)$  - сумма, по которой субъекты балансирующего рынка электрической энергии, работающий под управлением системы АРЧМ, продают расчетному центру балансирующего рынка свои отрицательные дисбалансы, вызванные воздействием данной системы АРЧМ, в тенге/кВт\*ч в часе без регулирования (округляется до сотых);

$S_{рэк}(+)$  – сумма, по которой субъекты балансирующего рынка электрической энергии - энергопередающие организации, покупают у расчетного центра балансирующего рынка балансирующую электроэнергию в зоне балансирования за данный час, за исключением положительных дисбалансов, совершенных энергопередающими организациями заключивших договор передачи ответственности с другими субъектами балансирующего рынка электрической энергии, в кВт\*ч в час без регулирования (округляется до сотых);

$S_{рэк}(-)$  - сумма, по которой субъекты балансирующего рынка электрической энергии - энергопередающие организации, продают расчетному центру балансирующего рынка свои отрицательные дисбалансы в зоне балансирования за данный час, за исключением отрицательных дисбалансов, совершенных энергопередающими организациями заключивших договор передачи ответственности с другими субъектами балансирующего рынка электрической энергии, в кВт\*ч в час без регулирования (округляется до сотых).

$S_{рф}(+)$  – сумма, по которой расчетный центр балансирующего рынка оплачивает системному оператору за балансирующую электроэнергию, проданную в зоне балансирования за час суток и соответствующую положительному отклонению на границе с РФ за данный час суток, в тенге/кВт\*ч в часе без регулирования (округляется до сотых);

$S_{рф}(-)$  – сумма, по которой расчетный центр оплачивает расчетному системному оператору за отрицательный дисбаланс, купленный в зоне балансирования за час суток, и соответствующий отрицательному отклонению на границе с РФ за данный час суток, в тенге/кВт\*ч в часе без регулирования (округляется до сотых);

$S_{ца}(+)$  – сумма, по которой расчетный центр балансирующего рынка 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 в часе без регулирования (округляется до сотых);

$S_{ца}(-)$  – сумма, по которой расчетный центр оплачивает расчетному системному оператору 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 в часе без регулирования (округляется до сотых);

$S_{\text{рцбрэ}}$  – затраты (доходы) расчетного центра балансирующего рынка, возникшие в зоне балансирования за данный час суток (округляется до сотых), в тенге (принимает как положительные, так и отрицательные значения);

2) коэффициент уменьшения/увеличения стоимостей отрицательных дисбалансов в часе без регулирования рассчитываются по следующим формулам:

$$(S_{\text{эпо}}(-) + S_{\text{потр}}(-)) * k1 + S_{\text{арчм}}(-) + S_{\text{рэк}}(-) + S_{\text{рф}}(-) + S_{\text{ца}}(-) + S_{\text{рцбрэ}} = S_{\text{ср}}$$

$$k1 = (S_{\text{ср}} - S_{\text{арчм}}(-) - S_{\text{рэк}}(-) - S_{\text{рф}}(-) - S_{\text{ца}}(-) - S_{\text{рцбрэ}}) / (S_{\text{эпо}}(-) + S_{\text{потр}}(-)), \text{ где:}$$

$k1$  – коэффициент уменьшения/увеличения стоимостей отрицательных дисбалансов;

если коэффициент уменьшения/увеличения стоимостей отрицательных дисбалансов больше единицы, то это коэффициент на увеличение, а если коэффициент уменьшения/увеличения стоимостей отрицательных дисбалансов меньше единицы - то это коэффициент на уменьшение;

3) коэффициент уменьшения/увеличения стоимостей положительных дисбалансов в часе без регулирования рассчитываются по следующим формулам:

$$(S_{\text{эпо}}(+) + S_{\text{потр}}(+)) * k2 + S_{\text{арчм}}(+) + S_{\text{рэк}}(+) + S_{\text{рф}}(+) + S_{\text{ца}}(+) = S_{\text{ср}}$$

$$k2 = (S_{\text{ср}} - S_{\text{арчм}}(+) - S_{\text{рэк}}(+) - S_{\text{рф}}(+) - S_{\text{ца}}(+)) / (S_{\text{эпо}}(+) + S_{\text{потр}}(+)), \text{ где:}$$

$k2$  – коэффициент уменьшения/увеличения стоимостей положительных дисбалансов;

если коэффициент уменьшения/увеличения стоимостей положительных дисбалансов больше единицы, то это коэффициент на увеличение, а если коэффициент уменьшения/увеличения стоимостей положительных дисбалансов меньше единицы - то это коэффициент на уменьшение;

4) коэффициент равновесия рассчитывается по следующей формуле:

если  $k1 > k2$ , то

$$k_{\text{ср}} = (k1 - k2) / 2 = 1/2 * ((S_{\text{ср}} - S_{\text{арчм}}(-) - S_{\text{рэк}}(-) - S_{\text{рф}}(-) - S_{\text{ца}}(-) - S_{\text{рцбрэ}}) / (S_{\text{эпо}}(-) + S_{\text{потр}}(-)) -$$

$$(S_{cp} - S_{арчм}(+) - S_{рэк}(+) - S_{рф}(+) - S_{ца}(+) ) / ( S_{эпо}(-) + S_{потр}(+) ) )$$

если  $k_2 > k_1$ , то

$$k_{cp} = (k_2 - k_1) / 2 = 1/2 * ( S_{cp} - S_{арчм}(+) - S_{рэк}(+) - S_{рф}(+) - S_{ца}(+) ) / ( S_{эпо}(-) + S_{потр}(+) ) -$$

$$( S_{cp} - S_{арчм}(-) - S_{рэк}(-) - S_{рф}(-) - S_{ца}(-) - S_{рцбрэ} ) / ( S^{эпо}(-) + S_{потр}(-) ) );$$

5) если коэффициент уменьшения/увеличения стоимостей отрицательных дисбалансов больше коэффициента уменьшения/увеличения стоимостей положительных дисбалансов, то цена покупки отрицательных дисбалансов увеличивается на величину коэффициента равновесия, а цена продажи положительных дисбалансов уменьшается на величину коэффициента равновесия по следующей формуле:

если  $k_1 > k_2$ , то:

$$( S_{эпо}(-) + S_{потр}(-) ) * ( 1 + k_{cp} ) + S_{арчм}(-) + S_{рэк}(-) + S_{рф}(-) + S_{ца}(-) + S_{рцбрэ} = Sr_1$$

$$( S_{эпо}(+) + S_{потр}(+) ) * ( 1 - k_{cp} ) + S_{арчм}(+) + S_{рэк}(+) + S_{рф}(+) + S_{ца}(+) = Sr_2, \text{ где:}$$

$Sr_1$  – сумма стоимости отрицательных дисбалансов после применения коэффициента равновесия;

$Sr_2$  – сумма стоимости положительных дисбалансов после применения коэффициента равновесия;

б) если коэффициент уменьшения/увеличения стоимостей положительных дисбалансов больше коэффициента уменьшения/увеличения стоимостей отрицательных дисбалансов, то цена покупки отрицательных дисбалансов уменьшается на величину коэффициента равновесия, а цена продажи положительных дисбалансов увеличивается на величину коэффициента равновесия по следующей формуле:

если  $k_2 > k_1$ , то:

$$( S_{эпо}(-) + S_{потр}(-) ) * ( 1 - k_{cp} ) + S_{арчм}(-) + S_{рэк}(-) + S_{рф}(-) + S_{ца}(-) + S_{рцбрэ} = Sr_1$$

$$( S_{эпо}(+) + S_{потр}(+) ) * ( 1 + k_{cp} ) + S_{арчм}(+) + S_{рэк}(+) + S_{рф}(+) + S_{ца}(+) = Sr_2.$$

98-2. Для часа суток, определенного как «Авария», операции в зоне балансирования по купле-продаже балансирующей электроэнергии и отрицательных дисбалансов осуществляются:

1) между расчетным центром балансирующего рынка и системным оператором в рамках его взаимодействия с энергосистемами других государств по ценам и условиям, указанным в соответствующих договорах согласно пунктам 72 и 74 настоящих Правил;

2) между расчетным центром балансирующего рынка и энергопередающими организациями по прогнозной базовой цене единого закупщика;

3) между расчетным центром балансирующего рынка и энергопроизводящими организациями, работающими под управлением системы автоматического регулирования частоты и мощности:

- по предельному тарифу на балансирующую электроэнергию при продаже расчетному центру балансирующего рынка отрицательных дисбалансов, вызванных действием системы автоматического регулирования частоты и мощности,

- по цене равной 0,01 тенге/кВт\*ч без учета налога на добавленную стоимость при покупке у расчетного центра балансирующего рынка положительных дисбалансы, вызванных действием системы автоматического регулирования частоты и мощности;

4) между расчетным центром балансирующего рынка и энергопроизводящими организациями, имеющими предельный тариф, в том числе входящими в промышленный комплекс, генерирующие установки которых были задействованы по распоряжению системного оператора:

- при повышении генерации по соответствующим предельным тарифам энергопроизводящей организации по цене выше предельного тарифа на 30%;

- при снижении генерации по соответствующим предельным тарифам энергопроизводящей организации по цене ниже предельного тарифа на 30%;

5) между расчетным центром балансирующего рынка и энергоснабжающими организациями, энергопроизводящими организациями не имеющими предельный тариф, потребителями электрической энергии цифровыми майнерами, включенными в перечень субъектов оптового рынка электрической энергии потребление которых было ограничено по распоряжению системного оператора, по цене выше на 30% прогнозной базовой цены единого закупщика.

При этом при распоряжении системного оператора ограничен объем потребления электроэнергии цифровых майнеров, включенных в перечень субъектов оптового рынка электрической энергии, приобретенных из-за пределов Республики Казахстан расчетный центр балансирующего рынка, осуществляет покупку отрицательного дисбаланса у данного субъекта балансирующего рынка по цене плановой покупки электрической энергии на данный час при подтверждении цены покупки;

б) между расчетным центром балансирующего рынка и энергопроизводящими организациями, имеющим предельный тариф, в том числе входящими в промышленный комплекс, по предельным тарифам при соответствии дисбаланса направлению часа, определяется в системе балансирующего рынка;

7) между расчетным центром балансирующего рынка и энергоснабжающими организациями, потребителями электрической энергии и цифровыми майнерами, включенными в перечень субъектов оптового рынка электрической энергии, а также энергопроизводящие организации, не имеющие предельного тарифа по прогнозной базовой цене Единого закупщика при соответствии дисбаланса направлению часа, определяется в системе балансирующего рынка;

8) между расчетным центром балансирующего рынка и остальными субъектами балансирующего рынка электрической энергии по соответствующим средневзвешенным ценам, рассчитанным в соответствии с настоящим пунктом и пунктами 92 и 96 настоящих Правил.

98-3. В случае если по итогам расчетов произведенных согласно пунктам 92 и 96 настоящих Правил у расчетного центра балансирующего рынка образуется положительная разница между доходами и расходами от продажи балансирующей электроэнергии, за исключением доходов и расходов от субъектов балансирующего рынка электрической энергии, заключивших с Правительством Республики Казахстан договор о разделе продукции, округлений сумм и отрицательных (нулевых) цен настоящих Правил, то положительная разница распределяется между субъектами работающими под управлением системы АРЧМ, субъектами с активированной заявкой на участие в балансировании в часы на повышение и субъектами, исполняющими команды Системного оператора в часы на повышение в режиме «Авария»

пропорционально по соотношениям объемов балансирующей электроэнергии между вышеуказанными субъектами балансирующего рынка с последующей корректировкой их цен.»;

пункты 99, 100 и 101 изложить в новой редакции:

«99. Затраты (доходы) расчетного центра балансирующего рынка, возникшие в зоне балансирования за час суток ( $S_{\text{ч}}^{\text{РЦ}}$ ), рассчитываются по следующей формуле:

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

$S_{\text{ч}}^{\text{РЭК}}$  - затраты (доходы) расчетного центра балансирующего рынка 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 балансирующего рынка электрической энергии, в тенге (округляется до сотых);

$S_{\text{ч}}^{\text{АРЧМ}}$  - затраты (доходы) расчетного центра балансирующего рынка от продажи балансирующей электроэнергии и покупки отрицательных дисбалансов у субъектов балансирующего рынка электрической энергии, работающих под управлением системы АРЧМ, в зоне балансирования за данный час суток (округляется до сотых), в тенге;

$S_{\text{ч}}^{\text{СРП}}$  - доходы расчетного центра балансирующего рынка от продажи балансирующей электроэнергии и покупки отрицательных дисбалансов у субъектов балансирующего рынка электрической энергии, заключивших с Правительством Республики Казахстан договор о разделе продукции, в зоне балансирования за данный час суток (округляется до сотых), в тенге;

$S_{\text{ч}}^{\text{опер}}$  - доходы расчетного центра балансирующего рынка от деятельности по организации и проведению расчетов на балансирующем рынке в зоне балансирования за данный час суток (округляется до сотых), в тенге;

$S_{\text{ч}}^{\text{АВАР}}$  - доходы (затраты) расчетного центра балансирующего рынка от продажи балансирующей электроэнергии и покупки отрицательных дисбалансов

у субъектов балансирующего рынка электрической энергии исполнявших команды системного оператора – в зоне балансирования за данный час суток (округляется до сотых), в тенге при режиме «Авария».

Значения  $S_{\text{ч}}^{\text{РЭК}}$ ,  $S_{\text{ч}}^{\text{АРЧМ}}$ ,  $S_{\text{ч}}^{\text{СРП}}$ ,  $S_{\text{ч}}^{\text{опер}}$   $S_{\text{ч}}^{\text{АВАР}}$  рассчитываются расчетным центром балансирующего рынка согласно приложению 8 к настоящим Правилам.

100. Суммарный за расчетный период (календарный месяц) объем оплаты субъекта балансирующего рынка электрической энергии в адрес расчетного центра балансирующего рынка за балансирующую электроэнергию и отрицательные дисбалансы, купленные у него в зоне балансирования за этот период, рассчитывается расчетным центром балансирующего рынка по следующей формуле:

$$S'_{\text{мес}} = S_{\text{мес}(+)} + S_{\text{од.мес}} + C_{(+)}^{\text{АРЧМ}} * \Delta_{\text{мес}(+)}^{\text{АРЧМ}}, \text{ где:}$$

$S'_{\text{мес}}$  - суммарный за расчетный период (календарный месяц) объем оплаты субъекта балансирующего рынка электрической энергии в адрес расчетного центра балансирующего рынка за балансирующую электроэнергию и отрицательные дисбалансы, купленные у него в зоне балансирования за этот период, в тенге (округляется до сотых);

$S_{\text{мес}(+)}$  - сумма, которую субъект балансирующего рынка электрической энергии оплачивает расчетному центру балансирующего рынка 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 балансирующего рынка электрической энергии расчетному центру балансирующего рынка за отрицательные дисбалансы, купленные в зоне балансирования за расчетный период (календарный месяц), в тенге (округляется до сотых);

$C_{(+)}^{\text{АРЧМ}}$  - цена, по которой субъект балансирующего рынка электрической энергии, работающий под управлением системы АРЧМ, покупает у расчетного центра балансирующего рынка балансирующую электроэнергию, обусловленную

его положительными дисбалансами, вызванными воздействием данной системы АРЧМ, в тенге/кВт\*ч (округляется до сотых);

$$\Delta_{\text{мес}(+)}^{\text{АРЧМ}}$$

- сумма всех положительных дисбалансов субъекта балансирующего рынка электрической энергии, работающего под управлением системы АРЧМ, вызванных воздействием данной системы АРЧМ в зоне балансирования за расчетный период (календарный месяц) (округляется до целых), в кВт\*ч (приравнивается к нулю, если субъект балансирующего рынка электрической энергии не работает под управлением системы АРЧМ).

101. Суммарный за расчетный период (календарный месяц) объем оплаты расчетного центра балансирующего рынка в адрес субъекта балансирующего рынка электрической энергии за балансирующую электроэнергию и отрицательные дисбалансы, купленные у него в зоне балансирования за этот период, рассчитывается расчетным центром балансирующего рынка по следующей формуле:

$$S''_{\text{мес}} = S_{\text{мес}(-)} + S_{\text{бээ.мес}} + Ц_{(-)}^{\text{АРЧМ}} * \Delta_{\text{мес}(-)}^{\text{АРЧМ}}, \text{ где:}$$

$$S''_{\text{мес}}$$

- суммарный за расчетный период (календарный месяц) объем оплаты расчетного центра балансирующего рынка в адрес субъекта балансирующего рынка электрической энергии за балансирующую электроэнергию и отрицательные дисбалансы, купленные у него в зоне балансирования за этот период, в тенге (округляется до сотых);

$$S_{\text{мес}(-)}$$

- сумма, которую расчетный центр балансирующего рынка оплачивает субъекту балансирующего рынка электрической энергии 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 расчетным центром балансирующего рынка субъекту балансирующего рынка электрической энергии за балансирующую электроэнергию, проданную в зоне балансирования за расчетный период (календарный месяц), в тенге (округляется до сотых);

$\Delta_{(-)}^{АРЧМ}$ 

- цена, по которой субъект балансирующего рынка электрической энергии, работающий под управлением системы АРЧМ, продает расчетному центру балансирующего рынка свои отрицательные дисбалансы, вызванные воздействием данной системы АРЧМ, в тенге/кВт\*ч (округляется до сотых);

 $\Delta_{мес(-)}^{АРЧМ}$ 

- сумма модулей всех отрицательных дисбалансов субъекта балансирующего рынка электрической энергии, работающего под управлением системы АРЧМ, вызванных воздействием данной системы АРЧМ в зоне балансирования за расчетный период (календарный месяц) (округляется до целых), в кВт\*ч (приравнивается к нулю, если субъект балансирующего рынка электрической энергии не работает под управлением системы АРЧМ).»;

дополнить пунктом 115-1 следующего содержания:

«115-1. Субъект балансирующего рынка самостоятельно указывает свой вид (виды) деятельности в системе балансирующего рынка.»;

пункт 122 изложить в новой редакции:

«122. Субъекты балансирующего рынка электрической энергии вправе передать ответственность за куплю-продажу балансирующей электроэнергии и отрицательных дисбалансов провайдеру баланса в рамках одной зоны балансирования по договору передачи ответственности, заключаемого в соответствии с гражданским законодательством, с одновременным внесением соответствующих изменений в договор купли-продажи балансирующей электроэнергии и отрицательных дисбалансов, заключенный с расчетным центром балансирующего рынка. В случае заключения договора передачи ответственности провайдеру баланса внесение изменений в договор купли-продажи балансирующей электроэнергии и отрицательных дисбалансов, заключенный с расчетным центром балансирующего рынка, производится с первого числа месяца, в котором субъект балансирующего рынка обратился в адрес расчетного центра балансирующего рынка.»;

пункт 124 изложить в новой редакции:

«124. Субъекты балансирующего рынка электрической энергии, заключившие договор передачи ответственности с провайдером баланса, в течение действия данного договора, при допущении дисбалансов, не

осуществляют с расчетным центром балансирующего рынка соответствующих операций по купле-продаже балансирующей электроэнергии и отрицательных дисбалансов.

Операции по купле-продаже балансирующей электроэнергии и отрицательных дисбалансов, в том числе осуществление взаиморасчетов в соответствии с настоящими Правилами осуществляется провайдером баланса, принявшим ответственность за финансовое урегулирование дисбалансов субъекта балансирующего рынка, кроме осуществления взаиморасчетов за балансирующую электроэнергию и отрицательные дисбалансы, совершенные субъектом балансирующего рынка электрической энергии в зоне балансирования в течение часа суток, в котором была активизирована его заявка на участие в балансировании на повышение (понижение), по устным командам системного оператора при режиме «Авария» и/или вызванный воздействием системы АРЧМ в зоне балансирования за данный час.»;

пункт 127 изложить в новой редакции:

«127. Провайдер баланса не подает системному оператору заявки на участие в регулировании на повышение (заявки на участие в регулировании на понижение) за субъектов балансирующего рынка электрической энергии, заключивших с ним договор передачи ответственности.

Субъекты балансирующего рынка электрической энергии, заключившие договор передачи ответственности с провайдером баланса, самостоятельно подают системному оператору заявки на участие в регулировании на повышение (заявки на участие в регулировании на понижение).»;

пункт 129 изложить в новой редакции:

«129. Провайдеры баланса включаются в перечень провайдеров, формируемый расчетным центром балансирующего рынка, который публикуется на интернет-ресурсе расчетного центра балансирующего рынка.

При этом субъект балансирующего рынка передает все объемы объекта и /или объектов под одного провайдера баланса, за исключением объекта и/или объектов энергопроизводящих организаций, использующих возобновляемые источники энергии, имеющие заключенный с единым закупщиком электрической энергии и расчетно-финансовым центром долгосрочный договор купли-продажи электрической энергии.

Расчетный центр балансирующего рынка включает провайдера баланса в перечень провайдеров при его соответствии следующим критериям:

1) субъект балансирующего рынка электрической энергии, 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 электрической энергии 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;

3) энергопередающая организация не является провайдером баланса.

Актуализация перечня провайдеров баланса осуществляется расчетным центром балансирующего рынка 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 электрической энергии 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/повышение.»;

пункт 131 изложить в новой редакции:

«131. Энергопроизводящие организации, использующие возобновляемые источники энергии, имеющие заключенный с единым закупщиком электрической энергии и расчетно-финансовым центром долгосрочный договор купли-продажи электрической энергии, включенные в перечень субъектов оптового рынка

электрической энергии, формируемый системным оператором, обязаны заключить договор передачи ответственности с единым закупщиком электрической энергии.

Единый закупщик электрической энергии не имеет своих собственных дисбалансов на балансирующем рынке электрической энергии и участвует на данном рынке только как провайдер баланса, принимая на себя ответственность за куплю-продажу балансирующей электроэнергии и отрицательных дисбалансов от энергопроизводящих организаций, использующих возобновляемые источники энергии, в том числе по договорам купли-продажи электрической энергии, заключенных с расчетно-финансовым центром.

Единый закупщик электрической энергии письменно уведомляет расчетный центр балансирующего рынка о факте ввода в эксплуатацию энергопроизводящих организаций, использующих возобновляемые источники энергии не позднее 10 (десятого) числа следующего месяца после ввода его в эксплуатацию.»;

в пункте 136:

подпункт 2) изложить в новой редакции:

«2) расчетный центр балансирующего рынка выставляет субъекту балансирующего рынка электрической энергии накладную на отпуск запасов на сторону и электронную счет-фактуру одной строкой до 20 (двадцатого) числа месяца следующего за месяцем поставки. Накладная на отпуск запасов на сторону подписывается посредством электронной цифровой подписи (далее – ЭЦП) на официальном интернет-ресурсе расчетного центра балансирующего рынка в течение 2 (двух) рабочих дней после опубликования расчетов почасовых объемов балансирующей электроэнергии и почасовых дисбалансов. При корректировке расчетов почасовых объемов балансирующей электроэнергии и почасовых дисбалансов, исправленная накладная на отпуск запасов на сторону и электронная счет-фактура направляется в течение 2 (двух) рабочих дней;»;

дополнить подпунктом 2-1) следующего содержания:

«2-1) при получении предварительных расчетов почасовых объемов балансирующей электроэнергии и почасовых дисбалансов расчетный центр балансирующего рынка выставляет субъекту балансирующего рынка электрической энергии предварительную накладную на отпуск запасов на сторону и предварительную электронную счет-фактуру;»;

подпункт 3) изложить в новой редакции:

«3) субъект балансирующего рынка электрической энергии выставляет накладную на отпуск запасов на сторону и электронную счет-фактуру расчетному центру балансирующего рынка одной строкой до 20 (двадцатого) числа месяца следующего за месяцем поставки. Накладная на отпуск запасов на сторону подписывается посредством ЭЦП на официальном интернет-ресурсе расчетного центра балансирующего рынка в течение 2 (двух) рабочих дней после опубликования расчетов почасовых объемов балансирующей электроэнергии и почасовых дисбалансов. При корректировке расчетов почасовых объемов балансирующей электроэнергии и почасовых дисбалансов, исправленная накладная на отпуск запасов на сторону и электронная счет-фактура направляется в течение 2 (двух) рабочих дней;»;

дополнить подпунктом 3-1) следующего содержания:

«3-1) при получении предварительных расчетов почасовых объемов балансирующей электроэнергии и почасовых дисбалансов субъект балансирующего рынка выставляет расчетному центру балансирующего рынка предварительную накладную на отпуск запасов на сторону и предварительную электронную счет-фактуру;»;

пункт 140 изложить в новой редакции:

«140. В случае корректировки системным оператором плановых и фактических величин производства-потребления электрической энергии субъектов балансирующего рынка электрической энергии за расчетный период, по которому уже сформирован реестр взаимозачетов, расчетный центр балансирующего рынка не производит перерасчет цен за данный расчетный период, а системный оператор не производит перерасчета регионального профиля нагрузки.

Сумма, оплачиваемая расчетным центром балансирующего рынка электрической энергии в адрес субъектов балансирующего рынка электрической энергии, по которым были скорректированы плановые и фактические значения производства-потребления электрической энергии и сумма, оплачиваемая данными субъектами в адрес расчетного центра балансирующего рынка электрической энергии, рассчитываются расчетным центром балансирующего рынка электрической энергии по действующим ценам расчетного периода, за

который производится корректировка, с учетом корректировки объемов положительных и отрицательных дисбалансов субъектов по которым были скорректированы плановые и фактические значения производства-потребления электрической энергии.

Возникшая разница денежных обязательств в результате пересчитанных объемов купли-продажи балансирующей электроэнергии и отрицательных дисбалансов в реестре взаимозачетов между субъектами балансирующего рынка учитывается в следующем расчетном месяце по которому не сформирован реестр взаимозачетов.»

пункт 146 изложить в новой редакции:

«146. Расчетный центр балансирующего рынка в автоматическом режиме с использованием программного обеспечения формирует пары между участниками балансирующего рынка электрической энергии для осуществления взаиморасчетов с учетом соблюдения в совокупности следующих условий:

- 1) обеспечение минимизации количества заключенных пар;
- 2) обеспечение приоритетности формирования пар между субъектами балансирующего рынка электрической энергии, расположенными в одном регионе (области);
- 3) обеспечение недопущения формирования одинаковых пар в последующих 3 (трех) месяцах.
- 4) обеспечение приоритетного формирования пар между субъектами балансирующего рынка электрической энергии, которые не погасили между собой задолженность по предыдущим реестрам взаимозачетов. Если дебитор не погасил задолженность перед кредитором по предыдущему реестру взаимозачетов и стал кредитором по итогам нового реестра, то ему в пару в приоритете ставится кредитор, которому он не оплатил задолженность по предыдущему реестру взаимозачетов.

Приоритет, указанный в подпункте 4) пункта 146 настоящих Правил, учитывается до применения подпунктов 1-3) пункта 146 настоящих Правил.

В случае, если при формировании реестра взаимозачетов между субъектами балансирующего рынка с учетом вышеуказанных совокупных условий у нескольких субъектов балансирующего рынка электрической энергии остаются не

закрытые денежные обязательства, то реестр взаимозачетов между субъектами балансирующего рынка формируется без применения положения подпункта 3) настоящего пункта.

В случае невыполнения части второй настоящего пункта и наличия у нескольких субъектов балансирующего рынка электрической энергии не закрытых денежных обязательств, реестр взаимозачетов между субъектами балансирующего рынка формируется без применения положения подпунктов 2) и 3) настоящего пункта.

В случае невыполнения части третьей настоящего пункта и наличия у нескольких субъектов балансирующего рынка электрической энергии не закрытых денежных обязательств, реестр взаимозачетов между субъектами балансирующего рынка формируется без применения положения подпунктов 1), 2) и 3) настоящего пункта.»;

в приложении 1:

подпункты 5) и 6) пункта 10 изложить в новой редакции:

«5) выписывать/выставлять расчетному центру балансирующего рынка акты выполненных работ (оказанных услуг), накладные, счет-фактуры;

6) подписывать в течении 2 (двух) рабочих дней после получения акты выполненных работ (оказанных услуг), накладные, счет-фактуры;»;

подпункты 1) и 2) пункта 12 изложить в новой редакции:

«1) выписывать/выставлять субъекту балансирующего рынка электрической энергии акты выполненных работ (оказанных услуг), накладные, счет-фактуры;

2) подписывать в течении 2 (двух) рабочих дней после получения акты выполненных работ (оказанных услуг), накладные, счет-фактуры;»;

пункт 22 изложить в новой редакции:

«22. Действие Договора прекращается при исключении Субъекта балансирующего рынка из перечня субъектов оптового рынка электрической энергии, формируемым системным оператором. Расчетный центр балансирующего рынка обязан в течении 5 (пяти) рабочих дней уведомить об этом субъекта балансирующего рынка.»;

дополнить пунктом 22-1 следующего содержания:

«22-1. Расчетный центр балансирующего рынка в одностороннем порядке расторгает дополнительное соглашение к настоящему Договору о передаче ответственности провайдеру баланса при нарушении субъектом балансирующего рынка условий пункта 129 Правил. В данном случае расчетный центр балансирующего рынка обязан в течении 5 (пяти) рабочих дней уведомить об этом субъекта балансирующего рынка.»;

дополнить пунктами 30 и 30-1 следующего содержания:

«30. Договор вступает в силу \_\_\_ \_\_ 20\_\_ года и действует по \_\_\_ \_\_ 20\_\_ года.

30-1. По истечению срока действия Договора, Договор автоматически продлевается на следующий финансовый год и действует до момента его расторжения в соответствии с Главой 9 Договора.»;

в приложении 2:

подпункты 2) и 3) пункта 16 изложить в новой редакции:

«2) расчетный центр балансирующего рынка выставляет субъекту балансирующего рынка электрической энергии накладную на отпуск запасов на сторону и электронную счет-фактуру одной строкой до 20 (двадцатого) числа месяца следующего за месяцем поставки. Накладная на отпуск запасов на сторону подписывается посредством ЭЦП на официальном интернет-ресурсе расчетного центра балансирующего рынка в течение 2 (двух) рабочих дней после опубликования расчетов почасовых объемов балансирующей электроэнергии и отрицательных дисбалансов. При корректировке расчетов почасовых объемов балансирующей электроэнергии и отрицательных дисбалансов исправленная накладная на отпуск запасов на сторону и электронная счет-фактура направляется в течение 2 (двух) рабочих дней;

3) субъект балансирующего рынка электрической энергии выставляет накладную на отпуск запасов на сторону и электронную счет-фактуру одной строкой расчетному центру балансирующего рынка до 20 (двадцатого) числа месяца следующего за месяцем поставки. Накладная на отпуск запасов на сторону подписывается посредством ЭЦП на официальном интернет-ресурсе расчетного центра балансирующего рынка в течение 2 (двух) рабочих дней после опубликования расчетов почасовых объемов балансирующей электроэнергии и отрицательных дисбалансов. При корректировке расчетов почасовых объемов балансирующей электроэнергии и почасовых дисбалансов исправленная

накладная на отпуск запасов на сторону и электронная счет-фактуру направляется в течение 2 (двух) рабочих дней;»;

подпункт б) пункта 43 изложить в новой редакции:

«б) выставлять субъектам балансирующего рынка электрической энергии, указанным в реестре взаимозачетов между субъектами балансирующего рынка счет на оплату;»;

подпункт 2) пункта 44 изложить в новой редакции:

«2) выставлять субъектам балансирующего рынка электрической энергии (должникам), указанным в реестре взаимозачетов между субъектами балансирующего рынка счет на оплату;»;

пункт 65 изложить в новой редакции:

«65. Договор вступает в силу с момента представления субъектом балансирующего рынка электрической энергии заявления расчетному центру балансирующего рынка, составленного по форме, согласно Приложению № 1 к Договору и прекращается в случаях, предусмотренных главой 12 Договора.

При этом, Стороны имеют право распространить срок действия договора согласно дате предоставленного заявления субъекта балансирующего рынка.»;

дополнить пунктом 65-1 следующего содержания:

«65-1. По истечению срока действия Договора, Договор автоматически продлевается на следующий финансовый год и действует до момента его расторжения в соответствии с Главой 12 Договора.»;

в приложении 8:

пункты 1, 2, 3 и 4 изложить в новой редакции:

«1. Затраты (доходы) расчетного центра балансирующего рынка 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:

$$S_{ч}^{РЭК} = \sum_{j=1}^z (\text{ЦЕЗ}_{\text{прогн.ч.}} * \Delta_{ч(+),j}^{РЭК}) - \sum_{i=1}^w (\text{ЦЕЗ}_{\text{прогн.ч.}} * \Delta_{ч(-),i}^{РЭК}), \text{ где:}$$

$\Delta_{\text{прогн.ч.}}^{\text{ЦЕЗ}}$ 

- прогнозная цена единого закупщика электрической энергии на продажу электрической энергии (остаточная цена) на данный час суток, в тенге /кВт\*ч (округляется до сотых).

В случае, если энергопередающая организация совершила отклонение (положительный и/или отрицательный дисбаланс) фактического сальдо генерации-потребления над плановым сальдо генерации-потребления более чем на 20%, то:

- цена продажи отрицательного дисбаланса энергопередающей организации уменьшается на 30% от фактических значений базовых цен единого закупщика электрической энергии;

- цена покупки балансирующей электроэнергии увеличивается на 30% от фактических значений базовых цен единого закупщика электрической энергии.

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

- положительный дисбаланс, совершенный j-м субъектом балансирующего рынка электрической энергии (энергопередающей организацией), оказывающим на основе договоров услугу по передаче электрической или тепловой энергии, в зоне балансирования за данный час, за исключением положительных дисбалансов, совершенных энергопередающими организациями заключивших договор передачи ответственности с другими субъектами балансирующего рынка электрической энергии в кВт\*ч (округляется до целых);

$\sum_{j=1}^z$  - сумма по j;

j - порядковый номер, изменяющийся от 1 до z;

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

 $\Delta_{\text{ч}(-),i}^{\text{РЭК}}$ 

- модуль отрицательного дисбаланса, совершенного i-м субъектом балансирующего рынка электрической энергии (энергопередающей организацией), оказывающим на основе договоров услугу по передаче электрической или тепловой энергии, в зоне балансирования за данный час, за

исключением отрицательных дисбалансов, совершенных энергопередающими организациями заключивших договор передачи ответственности с другими субъектами балансирующего рынка электрической энергии в кВт\*ч (округляется до целых);

$\sum_{i=1}^w$  - сумма по  $i$ ;

$i$ - порядковый номер, изменяющийся от 1 до  $w$ ;

$w$  - количество субъектов балансирующего рынка электрической энергии (энергопередающих организаций), оказывающих на основе договоров услугу по передаче электрической или тепловой энергии, совершивших отрицательный дисбаланс в зоне балансирования за данный час.

2. Затраты (доходы) расчетного центра балансирующего рынка от продажи балансирующей электроэнергии и покупки отрицательных дисбалансов у субъектов балансирующего рынка электрической энергии, работающих под управлением системы АРЧМ, в зоне балансирования за час суток ( $S_{\text{ч}}^{\text{АРЧМ}}$ ), в тенге (округляется до сотых), определяются по формуле:

$$S_{\text{ч}}^{\text{АРЧМ}} = \Pi_{(+)}^{\text{АРЧМ}} * \sum_{j=1}^y \Delta_{\text{ч}(+),j}^{\text{АРЧМ}} - \Pi_{(-)}^{\text{АРЧМ}} * \sum_{i=1}^h \Delta_{\text{ч}(-),i}^{\text{АРЧМ}}, \text{ где:}$$

$\Pi_{(+)}^{\text{АРЧМ}}$  - цена, по которой субъект балансирующего рынка электрической энергии, работающий под управлением системы АРЧМ, покупает у расчетного центра балансирующего рынка балансирующую электроэнергию, обусловленную его положительными дисбалансами, вызванными воздействием данной системы АРЧМ, в тенге/кВт\*ч (округляется до сотых);

$\Delta_{\text{ч}(+),j}^{\text{АРЧМ}}$  - положительный дисбаланс  $j$ -го субъекта балансирующего рынка электрической энергии, работающего под управлением системы АРЧМ, вызванный воздействием данной системы АРЧМ в зоне балансирования за данный час (округляется до целых), в кВт\*ч;

$\sum_{j=1}^y$  - сумма по  $j$ ;

$j$  - порядковый номер, изменяющийся от 1 до  $y$ ;

у - количество субъектов балансирующего рынка электрической энергии, работающих под управлением системы АРЧМ, совершивших положительный дисбаланс по причине воздействия системы АРЧМ в зоне балансирования за данный час;

$\Delta_{ч(-)}^{АРЧМ}$  - цена, по которой субъект балансирующего рынка электрической энергии, работающий под управлением системы АРЧМ, продает расчетному центру балансирующего рынка свои отрицательные дисбалансы, вызванные воздействием данной системы АРЧМ, в тенге/кВт\*ч (округляется до сотых);

$\Delta_{ч(-).i}^{АРЧМ}$  - модуль отрицательного дисбаланса i-го субъекта балансирующего рынка электрической энергии, работающего под управлением системы АРЧМ, вызванного воздействием данной системы АРЧМ в зоне балансирования за данный час (округляется до целых), в кВт\*ч;

$\sum_{i=1}^h$  - сумма по j;

j - порядковый номер, изменяющийся от 1 до h;

h - количество субъектов балансирующего рынка электрической энергии, работающих под управлением системы АРЧМ, совершивших отрицательный дисбаланс по причине воздействия системы АРЧМ в зоне балансирования за данный час.

3. Доходы расчетного центра балансирующего рынка от продажи балансирующей электроэнергии и покупки отрицательных дисбалансов у субъектов балансирующего рынка электрической энергии, заключивших с Правительством Республики Казахстан договор о разделе продукции, в зоне балансирования за час суток ( $S_{ч}^{СРП}$ ), в тенге (округляется до сотых), определяются по формуле:

$$S_{ч}^{СРП} = \frac{СРП''_{мес} - СРП'_{мес}}{\Delta_{ч(-)}^{РК(б/у)} + \Delta_{ч(+)}^{РК(б/у)}} * \Delta_{ч(i)}^{РК(б/у)} * u, \quad \text{где:}$$

$СРП'_{мес}$  - суммарный за предыдущий расчетный период (календарный месяц) объем оплаты субъектов балансирующего рынка электрической энергии, заключивших с Правительством Республики Казахстан договор о разделе продукции, в адрес расчетного центра балансирующего рынка за балансирующую

электроэнергию и отрицательные дисбалансы, купленные у него в зоне балансирования за этот период, в тенге (округляется до сотых);

$СРП''_{мес}$  - суммарный за предыдущий расчетный период (календарный месяц) объем оплаты расчетного центра балансирующего рынка в адрес субъектов балансирующего рынка электрической энергии, заключивших с Правительством Республики Казахстан договор о разделе продукции, за балансирующую электроэнергию и отрицательные дисбалансы, купленные у них в зоне балансирования за этот период, в тенге (округляется до сотых);

$\Delta_{ч(-)}^{PK(б/у)}$  - модуль суммы всех отрицательных дисбалансов, совершенных субъектами балансирующего рынка электрической энергии за часы расчетного периода (календарного месяца), определенные как часы на понижение, в зоне балансирования, в которую не включены отрицательные дисбалансы энергопередающих организаций и дисбалансы, вызванные воздействием системы АРЧМ, в кВт\*ч (округляется до целых);

$\Delta_{ч(+)}^{PK(б/у)}$  - сумма всех положительных дисбалансов, совершенных субъектами балансирующего рынка электрической энергии за часы расчетного периода (календарного месяца), определенные как часы на повышение, в зоне балансирования, в которую не включены положительные дисбалансы энергопередающих организаций и дисбалансы, вызванные воздействием системы АРЧМ, в кВт\*ч (округляется до целых);

$\Delta_{ч(+/-)}^{PK(б/у)}$  - значение, принимающее одно из следующих двух значений, в зависимости от часа суток:

1) модуль суммы всех отрицательных дисбалансов, совершенных субъектами балансирующего рынка электрической энергии 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 балансирующего рынка электрической энергии 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;

$u$  - безразмерный коэффициент, принимающий следующие значения:

$$u = 1, \text{ для } \text{СРП}''_{\text{мес}} > \text{СРП}'_{\text{мес}},$$

$$u = 0, \text{ для } \text{СРП}''_{\text{мес}} \leq \text{СРП}'_{\text{мес}}.»;$$

4. Операционные затраты расчетного центра балансирующего рынка в зоне балансирования за данный час суток ( $S_{\text{ч}}^{\text{опер}}$ ), в тенге (округляется до сотых), определяются по формуле:

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

$S_{\text{мес}}^{\text{опер}}$  - доходы расчетного центра балансирующего рынка от деятельности по организации и проведению расчетов на балансирующем рынке во всех зонах балансирования за расчетный период (календарный месяц) ( $S_{\text{ч}}^{\text{опер}}$ ), в тенге (округляется до сотых);

$\Delta_{\text{ч}\Sigma(-)}^{\text{РК(б/у)}}$  - модуль суммы всех отрицательных дисбалансов, совершенных субъектами балансирующего рынка электрической энергии 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 балансирующего рынка электрической энергии 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);

$\Delta_{\text{ч}(+/-)}^{\text{РК(б/у)}}$  - значение, принимающее одно из следующих двух значений, в зависимости от часа суток:

1) модуль суммы всех отрицательных дисбалансов, совершенных субъектами балансирующего рынка электрической энергии 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 балансирующего рынка электрической энергии 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.»;

дополнить пунктом 4-1 следующего содержания:

«4-1. Затраты (доходы) расчетного центра балансирующего рынка в зоне балансирования за данный час суток в режиме «Авария» ( $S_{\text{ч}}^{\text{Авар}}$ ), определяются по формуле:

$$S_{\text{ч}}^{\text{Авар}} = \left( \sum \Delta_{\text{ч}(+)}^{\text{ЭПО}} * 0,7 * C_{\text{пр}} - \sum \Delta_{\text{ч}(-)}^{\text{ЭПО}} * 1,3 * C_{\text{пр}} \right) - \sum \Delta_{\text{ч}(-)}^{\text{потр}} * C_{\text{ч}}^{\text{прогн.ЕЗ.}}$$

$S_{\text{ч}}^{\text{Авар}}$  – затраты (доходы) расчетного центра балансирующего рынка в зоне балансирования за данный час суток в режиме «Авария»;

$\Delta_{\text{ч}(+)}^{\text{ЭПО}}$  – положительный дисбаланс, совершенный энергопроизводящей организацией, имеющей предельные тарифы на продажу электрической энергии, и исполнявшей распоряжения Системного оператора, за час расчетного периода (календарного месяца) в который был объявлен режим «Авария», в кВт\*ч (округляется до целых);

$C_{\text{пр}}$  – предельный тариф энергопроизводящей организацией, имеющей предельные тарифы на продажу электрической энергии, и исполнявшей распоряжения Системного оператора, за час расчетного периода (календарного месяца), в который был объявлен режим «Авария», в тенге/кВт\*ч (округляется до сотых);

$\Delta_{ч(-)}^{ЭПО}$  - отрицательный дисбаланс, совершенный энергопроизводящей организацией, имеющей предельные тарифы на продажу электрической энергии, и исполнявшей распоряжения Системного оператора, за час расчетного периода (календарного месяца), в который был объявлен режим «Авария», в кВт\*ч (округляется до целых);

$\text{Ц}_{ч}^{\text{прогн.ЕЗ}}$  – значение прогнозной базовой цены Единого закупщика за данный час суток, в тенге/кВт\*ч (округляется до сотых);

$\Delta_{ч(-)}^{\text{потр}}$  - отрицательный дисбаланс, совершенный энергоснабжающими организациями, потребителями электрической энергии и цифровыми майнерами, промышленным комплексами в состав которых входят энергопроизводящие организации, не имеющие предельные тарифы на продажу электрической энергии, и исполнявшими распоряжения Системного оператора, за час расчетного периода (календарного месяца), в который был объявлен режим «Авария», в кВт\*ч (округляется до целых).

В часы, в которых режим «Авария» не действовал, значение  $S_{ч}^{\text{Авар}}$  приравнивается к нулю.».

3. Внести 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 за № 10550) следующие изменения и дополнения:

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

в пункте 2:

подпункт 10) изложить в новой редакции:

«10) уведомление об итогах торгов – разработанный оператором рынка централизованной торговли документ, составляемый по результатам проведенных централизованных торгов электрической энергией;»;

подпункты 12) и 13) изложить в новой редакции:

«12) оператор участника торгов – ответственный работник участника торгов, прошедший обучение у оператора рынка централизованной торговли по работе в электронной системе торговли и имеющий доступ к электронной системе торговли, правомочный вносить информацию, связанную с участием в централизованных торгах электрической энергией;

13) рабочее место оператора участника торгов – место, с которого осуществляется доступ ответственный работник участника торгов в электронную систему торговли, в том числе в личный кабинет оператора участника торгов, оснащенное в соответствии с требованиями к оборудованию;»;

подпункт 22) исключить;

подпункт 2) пункта 12 исключить;

пункт 13 изложить в новой редакции:

«13. После заключения Договора участия с оператором рынка централизованной торговли, участник торгов на добровольной основе проходит инструктаж по работе с программным обеспечением электронной системы торговли. Для этого участник торгов предоставляет список сотрудников, направляемых на обучение оператору рынка централизованной торговли.»;

подпункт 8) пункта 20 исключить;

пункт 29 изложить в новой редакции:

«29. Подача в электронную систему торговли заявки на участие в торговой сессии на покупку/продажу, оформленной в соответствии с настоящими Правилами, является необходимым и достаточным свидетельством согласия подавшего ее участника торгов на заключение сделки на покупку/продажу электрической энергии по указанным в его заявке на участие в торговой сессии ценам.»;

пункт 40 изложить в новой редакции:

«40. Цена в заявке на участие в торговой сессии на покупку указывается не ниже стартовой цены - расчетной цены на покупку электрической энергии единого закупщика, определенной в порядке, предусмотренном в Приложении 4 к Правилам организации и функционирования оптового рынка электрической

энергии, утвержденным Приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 106 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов за № 10531).

Оператор рынка централизованной торговли получает информацию о расчетной цене на покупку электрической энергии на период 12 (двенадцать) месяцев на официальном интернет-ресурсе единого закупщика электрической энергии.»;

дополнить пунктом 46-1 следующего содержания:

«46-1. Цена электрической энергии для цифровых майнеров состоит из:

- 1) цены покупки на централизованных торгах электрической энергией;
- 2) цены услуги по пользованию национальной электрической сетью;
- 3) цены услуги организация балансирования производства-потребления электрической энергии;
- 4) цены услуги энергопередающих организаций по передаче электрической энергии;
- 5) цены услуги по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки;
- 6) цены услуги по организации и проведению централизованных торгов электрической энергией;
- 7) цены услуги по обеспечению готовности торговой системы к проведению централизованных торгов электрической энергией.»;

пункт 53 исключить;

пункт 63 изложить в новой редакции:

«63. В 11-40 часов (по времени Астаны) суток, предшествующим операционным, электронная система торговли приостанавливает прием заявок на продажу на 50 секунд и в течение этого времени отображает предварительные итоги централизованных торгов для энергопроизводящих организаций на основании поданных заявок на продажу. Затем продолжает прием заявок на продажу до 11-50 часов (по времени Астаны) суток, предшествующих операционным.»;

пункт 72 изложить в новой редакции:

«72. Уведомления о предварительных результатах централизованных торгов электрической энергией для энергопроизводящих организаций, оператор рынка централизованной торговли направляет только системному оператору и единому закупщику, а для участников торгов предварительные результаты доступны для просмотра после окончания торговой сессий.»;

пункт 78 изложить в новой редакции:

«78. Оператор рынка централизованной торговли направляет участникам торгов и единому закупщику, с применением электронной почты, уведомления о результатах состоявшихся централизованных торгов с указанием заключенных на централизованных торгах сделок, определенных цен сделок на каждый час операционных суток, объемов электрической энергии, проданных участниками торгов, в течении 10 минут после получения подтверждения объемов, включенных в утверждённый суточный график производства/потребления электрической энергий.».

4. Внести 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) следующие изменения и дополнение:

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

пункт 60 изложить в новой редакции:

«60. Фактические максимальные за расчетный период (календарный месяц) значения электрической мощности потребления потребителей рынка мощности определяются Системным оператором по итогам каждого расчетного периода (календарного месяца) по следующим методам:

1) по методу частичного усреднения – для всех потребителей рынка мощности, кроме энергопередающих организаций и промышленных комплексов. При этом, при применении данного метода к энергоснабжающим организациям, в учет берется лишь электрическая мощность потребления субъектов розничного рынка электрической энергии, электроснабжение которых осуществляли энергоснабжающие организации;

2) по методу полного усреднения - для энергопередающих организаций;

3) по методу смежного усреднения - для промышленных комплексов.

Фактические максимальные за расчетный период (календарный месяц) значения электрической мощности потребления потребителей рынка мощности предоставляются Системным оператором единому закупщику в течении одного рабочего дня со дня утверждения фактического баланса производства-потребления электрической энергии, в виде соответствующего отчета о фактических максимальных значениях электрической мощности потребления потребителей рынка мощности по форме, согласно приложению 7 к настоящим Правилам, являющегося подтверждающим документом для расчета фактически оказанного потребителю рынка мощности единым закупщиком за расчетный период объема услуги по обеспечению готовности электрической мощности к несению нагрузки.

Значения электрической мощности, используемые при определении фактического максимального за расчетный период (календарный месяц) значения электрической мощности потребления потребителя рынка мощности, определяются по данным автоматизированной системы коммерческого учета, обеспечивающей передачу данных почасового учета из базы данных автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии по согласованным протоколам в центральную базу данных автоматизированной системы коммерческого учета электроэнергии Системного оператора. При отсутствии данных автоматизированной системы коммерческого учета электрической энергии (далее - АСКУЭ) у Системного оператора, значения электрической мощности для каждого часа расчетного периода (календарного месяца), используемые при определении фактического максимального за расчетный период (календарный месяц) значения электрической мощности потребления потребителя рынка мощности, определяются как произведение фактического за расчетный период (календарный месяц) значения объема потребления электрической энергии данного потребителя рынка мощности, в МВт\*ч (согласно факт-балансу производства-потребления электрической энергии), деленного на 1 (один) час, и соответствующего расчетному периоду (календарному месяцу) регионального профиля нагрузки региона.

Региональный профиль нагрузки региона определяется Системным оператором ежемесячно по итогам расчетного периода (календарного месяца), по форме, согласно приложению 7-1 к настоящим Правилам.

Системный оператор публикует региональный профиль нагрузки региона на своем официальном интернет-ресурсе до двадцатого числа месяца, следующего за расчетным.»;

в приложении 2:

пункт 3 изложить в новой редакции:

«3. Определение коэффициента  $k_3$ .

$k_3 = R_{\text{исп}} / (R_{\Sigma})$ , где:

$R_{\text{исп}}$  - суммарное количество исполненных энергопроизводящей организацией заявок на балансирование на повышение и на понижение за расчетный период;

$R_{\Sigma}$  - суммарное количество активированных системным оператором заявок энергопроизводящей организации на балансирование на повышение и на понижение за расчетный период.

В случае когда  $R_{\Sigma} = 0$ , коэффициент  $k_3$  приравнивается к 1.

Значение коэффициента  $k_3$  с 1 июля 2023 года до 1 января 2024 года приравнивается к единице.».

Приложение 1 к Перечню  
некоторых приказов Министра  
энергетики Республики Казахстан,  
в которые вносятся изменения  
и дополнения

Приложение 1  
к Правилам организации и  
функционирования оптового  
рынка электрической энергии

Форма

Заявка на покупку. Заявка на продажу

Отправитель		01:00		МВт*	13:00		МВт*
		02:00		МВт*	14:00		МВт*
Контрагент		03:00		МВт*	15:00		МВт*
		04:00		МВт*	16:00		МВт*
Операция		05:00		МВт*	17:00		МВт*
		06:00		МВт*	18:00		МВт*
		07:00		МВт*	19:00		МВт*
		08:00		МВт*	20:00		МВт*
		09:00		МВт*	21:00		МВт*
		10:00		МВт*	22:00		МВт*
		11:00		МВт*	23:00		МВт*
		12:00		МВт*	24:00		МВт*

Примечание:

\*значения указываются с точностью до тысячных

Приложение 2 к Перечню  
некоторых приказов Министра  
энергетики Республики Казахстан,  
в которые вносятся изменения  
и дополнения

Приложение 3  
к Правилам организации и  
функционирования оптового рынка  
электрической энергии

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 (округляется до сотых);

$S_{\text{дох}}^{\text{ЕЗ}}$  - сумма доходов единого закупщика электрической энергии от продажи электрической энергии на данный час суток, в тенге без НДС (округляется до сотых);

$W_{\text{ост}}^{\text{ЕЗ}}$  - суммарный объем электрической энергии, купленный на данный час суток у единого закупщика электрической энергии субъектами оптового рынка электрической энергии, не осуществляющими деятельность по цифровому майнингу и не включенными в список получателей адресной поддержки, а также субъектами оптового рынка электрической энергии, являющимися условными потребителями (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:

$$S_{затр}^{ЕЗ} = \sum_{i=1}^a (T_{рм.i} * C_ч * W_{рм.i}) + \sum_{i=1}^b (T_{тэц.i} * C_ч * W_{тэц.i}) + \sum_{i=1}^c (Ц_{цт.i} * W_{цт.i}) + S_{имп}^{ЕЗ} + \Delta_{виз}^{подд} + \Delta_{доп}^{ЕЗ}, \text{ где:}$$

$S_{затр}^{ЕЗ}$  - сумма затрат единого закупщика электрической энергии на покупку электрической энергии на данный час суток, в тенге без НДС (округляется до сотых);

$T_{рм.i}$  - 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, 15-6 и 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, 15-6 и 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 теплоэлектростанций, 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 покупщику электрической энергии  $i$ -я энергопроизводящая организация, в состав которой входят теплоэлектростанции, за исключением теплоэлектростанций электрическая энергия которых потребляется в рамках соответствующей Группы лиц, осуществляющие централизованное теплоснабжение городов и районов, в кВт\*ч (округляется до целых);

$C_{цт.i}$  - цена, по которой  $i$ -я энергопроизводящая организация продала электрическую энергию единому покупщику 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 покупщику 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  $a$ ,  $b$ ,  $c$ , 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, 15-6 и 15-8 Закона, продавших электрическую энергию единому покупщику электрической энергии на данный час суток;

$b$  - количество энергопроизводящих организаций, в состав которых входят теплоэлектростанции, за исключением теплоэлектростанций 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;

$s$  - 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);

$\Delta_{\text{ВИЭ}}^{\text{ПОДД}}$  - затраты на поддержку использования возобновляемых источников энергии, возникшие у единого закупщика электрической энергии при покупке импортной 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 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 (округляется до сотых);

$C_{\text{имп.}i}$  - 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 (округляется до сотых) по курсу, в соответствии с условиями i-го договора;

$\Pi_{\text{дисп}}$  - 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:

$$\Delta_{\text{ВИЭ}}^{\text{ПОДД}} = \left( \sum_{i=1}^p (\Pi_{\text{ВИЭ}(1),i} * W_{\text{ВИЭ}(1),i}) + \frac{\sum_{i=1}^w (\Pi_{\text{ВИЭ}(2),i} * W_{\text{ВИЭ}(2),i})}{N_{\text{мес}}} + \frac{S_{\text{ВИЭ}}^{\text{б/п}} + S_{\text{ВИЭ}}^{\text{брэ}} + S_{\text{опер}}^{\text{ЕЗ}} + S_{\text{рез.фонд}}^{\text{ЕЗ}}}{N_{\text{мес}}} \right), \text{ где:}$$

$\Delta_{\text{ВИЭ}}^{\text{ПОДД}}$  - 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:

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

$T_{\text{б/п}}$  - тариф системного оператора на услуги по организации балансирования производства-потребления электрической энергии за соответствующий расчетный период (календарный месяц), в тенге/кВт\*ч без НДС;

$W_{\text{виз.факт}}$  - фактический объем электрической энергии, отпуска в сеть энергопроизводящих организаций, использующих возобновляемые источники энергии (энергетическую утилизацию отходов) и имеющих заключенный с единым закупщиком электрической энергии 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);

$S_{\text{виз}}^{\text{брэ}}$  - фактические затраты единого закупщика электрической энергии, понесенные на балансирующем рынке электрической энергии (за вычетом доходов), за соответствующий расчетный период (календарный месяц), в тенге (округляется до сотых), 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 возобновляемых источников энергии, утвержденных приказом Министра энергетики Республики Казахстан от 20 февраля 2015 года № 118 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов под № 10622) в тенге без НДС;

$S_{\text{рез.фонд}}^{\text{ЕЗ}}$  - 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, утвержденных приказом и.о. Министра энергетики Республики Казахстан от 29 июля 2016 года № 361 (зарегистрирован в Реестре государственной регистрации нормативных правовых актов № 14210), в тенге без НДС;

$N_{\text{мес}}$  - безразмерный коэффициент, отражающий количество часов в соответствующем расчетном периоде (календарном месяце);

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

сумма по

$i$  ;

$i$  - порядковый номер, изменяющийся от 1 до  $p$  и  $w$ , 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.

3. Сумма доходов единого закупщика электрической энергии от продажи электрической энергии на данный час суток ( $S_{\text{дох}}^{\text{ЕЗ}}$ ) определяется по следующей формуле:

$$S_{\text{дох}}^{\text{ЕЗ}} = T_{\text{виз}}^{\text{подд}} * \sum_{i=1}^k (W_{\text{виз},i}^{\text{УП}}) + \sum_{i=1}^l (C_{\text{майн},i} * W_{\text{майн},i}) + \sum_{i=1}^m (C_{\text{дифф},i} * W_{\text{дифф},i}), \text{ где:}$$

$S_{\text{дох}}^{\text{ЕЗ}}$  - сумма доходов единого закупщика электрической энергии от продажи электрической энергии на данный час суток, в тенге (округляется до сотых), 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);

$C_{\text{майн},i}$  - 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);

$C_{\text{дифф},i}$  - цене 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 субъектом оптового рынка электрической энергии, включенным в список получателей адресной поддержки, в кВт\*ч (округляется до целых);

$$\sum_{i=1}^k, \sum_{i=1}^l, \sum_{i=1}^m,$$

суммы по

$i$  ;

$i$  - порядковый номер, изменяющийся от 1 до  $k$ ,  $l$ ,  $m$ , соответственно;

$k$  - количество условных потребителей, 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.

4. Суммарный объем электрической энергии, купленный на данный час суток у единого закупщика электрической энергии субъектами оптового рынка электрической энергии, не осуществляющими деятельность по цифровому майнингу и не включенными в список получателей адресной поддержки, а также субъектами оптового рынка электрической энергии, являющимися условными потребителями (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)) ( $W_{\text{ост}}^{\text{ЕЗ}}$ ), определяется по следующей формуле:

$$W_{\text{ост}}^{\text{ЕЗ}} = \sum_{i=1}^r (W_{\text{опт.}i}^{\text{ЕЗ}}) - \sum_{i=1}^k (W_{\text{виз.}i}^{\text{УП}}) - \sum_{i=1}^l W_{\text{майн.}i} - \sum_{i=1}^m (W_{\text{диф.}i}), \text{ где:}$$

$W_{\text{ост}}^{\text{ЕЗ}}$  - суммарный объем электрической энергии, купленный на данный час суток у единого закупщика электрической энергии субъектами оптового рынка электрической энергии, не осуществляющими деятельность по цифровому майнингу и не включенными в список получателей адресной поддержки, а также субъектами оптового рынка электрической энергии, являющимися условными потребителями (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);

$W_{\text{майн.}i}$  - 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 субъектом оптового рынка электрической энергии, включенных в список получателей адресной поддержки, в кВт\*ч (округляется до целых);

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

- суммы по  $i$ ;

$i$  - порядковый номер, изменяющийся от 1 до  $r$ ,  $k$ ,  $l$ ,  $m$ , 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), 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.