**I.4. Изменения, связанные с учетом потерь на оптовом рынке**

**Приложение № 1.4.1**

|  |
| --- |
| **Инициатор:** Ассоциация «НП Совет рынка».  **Обоснование:** привести порядок учета нагрузочных потерь электрической энергии на оптовом рынке в соответствие с требованиями проекта постановления Правительства Российской Федерации, предусматривающего изменение порядка учета потерь электрической энергии на оптовом и розничных рынках.  **Дата вступления в силу:** с даты вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации, предусматривающего изменение порядка учета потерь электрической энергии на оптовом и розничных рынках. Действия сторон Договора о присоединении к торговой системе оптового рынка в отношении операционных суток, соответствующих дате вступления в силу настоящих изменений, осуществляются в соответствии с настоящими изменениями. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ДОПУСКА К ТОРГОВОЙ СИСТЕМЕ ОПТОВОГО РЫНКА (Приложение № 1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **5.7** | Участник оптового рынка вправе направить КО сопроводительным письмом, подписанным уполномоченным лицом участника оптового рынка, с приложением оригинала или нотариально заверенной копии соответствующей доверенности, уведомление о наличии заключенного договора оказания услуг по передаче электрической энергии с территориальной сетевой организацией в отношении ГТП потребления поставщика или ГТП потребления ГАЭС по форме 11 приложения 1 к *Регламенту допуска к торговой системе оптового рынка* (Приложение № 1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). Указанная информация должна быть учтена КО при расчете доли планового потребления участника оптового рынка в ГТП потребления, относящегося к сетям РСК, в соответствии с пп. 9.13 и 9.14 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) начиная с расчетного периода *m*+1 (где *m* – наиболее ранний расчетный период, до 1-го (включительно) числа которого получена указанная информация).  КО в срок не позднее 10 рабочих дней с даты получения указанного уведомления проводит анализ представленных документов и, в случае отсутствия замечаний, уведомляет заявителя о положительных результатах рассмотрения.  В случае непредставления участником оптового рынка в КО актуальной информации об изменении указанных обстоятельств или предоставления недостоверной информации ответственность за использование в расчетах КО неактуальной (недостоверной) информации об обстоятельствах, указанных в настоящем подпункте, несет участник оптового рынка. | Участник оптового рынка вправе направить КО сопроводительным письмом, подписанным уполномоченным лицом участника оптового рынка, с приложением оригинала или нотариально заверенной копии соответствующей доверенности, уведомление о наличии заключенного договора оказания услуг по передаче электрической энергии с территориальной сетевой организацией в отношении ГТП потребления поставщика или ГТП потребления ГАЭС по форме 11 приложения 1 к *Регламенту допуска к торговой системе оптового рынка* (Приложение № 1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). Указанная информация должна быть учтена КО при расчете доли планового потребления участника оптового рынка в ГТП потребления, относящегося к сетям РСК, в соответствии с пп. 9.13 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) начиная с расчетного периода *m*+1 (где *m* – наиболее ранний расчетный период, до 1-го (включительно) числа которого получена указанная информация).  КО в срок не позднее 10 рабочих дней с даты получения указанного уведомления проводит анализ представленных документов и, в случае отсутствия замечаний, уведомляет заявителя о положительных результатах рассмотрения.  В случае непредставления участником оптового рынка в КО актуальной информации об изменении указанных обстоятельств или предоставления недостоверной информации ответственность за использование в расчетах КО неактуальной (недостоверной) информации об обстоятельствах, указанных в настоящем подпункте, несет участник оптового рынка. |

## Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ РЕГИСТРАЦИИ РЕГУЛИРУЕМЫХ ДОГОВОРОВ КУПЛИ-ПРОДАЖИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ (Приложение № 6.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **5** | 5. Порядок внесения изменений В схему прикрепления по регулируемым договорам и в регулируемые договоры купли-продажи электроэнергии и мощностиКО вносит изменения в сформированную схему прикрепления по регулируемым договорам, в том числе в следующих случаях:получение (лишение) статуса субъекта оптового рынка, равно как и получение (лишение) права торговли электрической энергией и мощностью на оптовом рынке по соответствующим ГТП организациями, указанными в пункте 3.2 настоящего Регламента;внесение федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов изменений в тарифно-балансовые решения на соответствующий период регулирования.Изменение схемы прикрепления по регулируемым договорам осуществляется в порядке, установленном для формирования схемы прикрепления по регулируемым договорам, с учетом особенностей, предусмотренных пунктом 7 приложения 3 к настоящему Регламенту.Если при формировании измененной (изменений) схемы прикрепления по регулируемым договорам коэффициенты, задающие допустимые отклонения параметров модели формирования схемы прикрепления по регулируемым договорам (пункт 2.3 приложения 3 к настоящему Регламенту) сохраняются равными аналогичным коэффициентам, утвержденным Наблюдательным советом Совета рынка, то вынесение измененной (изменений) схемы прикрепления по регулируемым договорам на утверждение Наблюдательным советом Совета рынка не требуется.В противном случае измененная (изменения) схема (схемы) прикрепления по регулируемым договорам утверждается (утверждаются) на заседании Наблюдательного совета Совета рынка в установленном порядке. | 5. Порядок внесения изменений В схему прикрепления по регулируемым договорам и в регулируемые договоры купли-продажи электроэнергии и мощностиКО вносит изменения в сформированную схему прикрепления по регулируемым договорам, в том числе в следующих случаях:получение (лишение) статуса субъекта оптового рынка, равно как и получение (лишение) права торговли электрической энергией и мощностью на оптовом рынке по соответствующим ГТП организациями, указанными в пункте 3.2 настоящего Регламента;внесение федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов изменений в тарифно-балансовые решения на соответствующий период регулирования;вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации, предусматривающего изменение порядка учета потерь электрической энергии на оптовом и розничных рынках.Изменение схемы прикрепления по регулируемым договорам осуществляется в порядке, установленном для формирования схемы прикрепления по регулируемым договорам, с учетом особенностей, предусмотренных пунктом 7 приложения 3 к настоящему Регламенту.Если при формировании измененной (изменений) схемы прикрепления по регулируемым договорам коэффициенты, задающие допустимые отклонения параметров модели формирования схемы прикрепления по регулируемым договорам (пункт 2.3 приложения 3 к настоящему Регламенту) сохраняются равными аналогичным коэффициентам, утвержденным Наблюдательным советом Совета рынка, то вынесение измененной (изменений) схемы прикрепления по регулируемым договорам на утверждение Наблюдательным советом Совета рынка не требуется.В противном случае измененная (изменения) схема (схемы) прикрепления по регулируемым договорам утверждается (утверждаются) на заседании Наблюдательного совета Совета рынка в установленном порядке. |
| **5.4** | **Добавить пункт** | **5.4 Порядок изменения регулируемых договоров, схемы прикрепления по регулируемым договорам и (или) перечня регулируемых договоров в случае вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации, предусматривающего изменение порядка учета потерь электрической энергии на оптовом и розничных рынках**В случае вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации, предусматривающего изменение порядка учета потерь электрической энергии на оптовом и розничных рынках КО осуществляет снижение объемов электрической энергии по регулируемым договорам. По каждому регулируемому договору с даты вступления в силу указанного постановления объем электрической энергии уменьшается на величину, соответствующую действующему до момента вступления в силу Постановления значению коэффициента компенсации потерь электрической энергии в электрических сетях (=1,03). После снижения объемов электрической энергии, производится арифметическое округление почасовых объемов поставки электроэнергии до 1 кВт.Если при формировании измененной (изменений) схемы прикрепления по регулируемым договорам коэффициенты, задающие допустимые отклонения параметров модели формирования схемы прикрепления по регулируемым договорам (пункт 2.3 приложения 3 к настоящему Регламенту), утвержденные Наблюдательным советом Совета рынка, нарушаются, вынесение измененной (изменений) схемы прикрепления по регулируемым договорам на утверждение Наблюдательным советом Совета рынка не требуется. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в приложение 3 к РЕГЛАМЕНТУ РЕГИСТРАЦИИ РЕГУЛИРУЕМЫХ ДОГОВОРОВ КУПЛИ-ПРОДАЖИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ (Приложение № 6.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **2.4** | Прочие параметры модели − коэффициент резервирования мощности для расчета объемов поставки мощности по регулируемым договорам. Рассчитывается как отношение суммы предварительных месячных объемов поставки мощности для поставщиков за месяц *m* к суммарному объему потребления мощности населением и ненаселением в месяце *m*, определенному на основании Сводного прогнозного баланса, по соответствующей ценовой зоне оптового рынка;  − коэффициент компенсации потерь электрической энергии в электрических сетях, равный 1,03. | Прочие параметры модели − коэффициент резервирования мощности для расчета объемов поставки мощности по регулируемым договорам. Рассчитывается как отношение суммы предварительных месячных объемов поставки мощности для поставщиков за месяц *m* к суммарному объему потребления мощности населением и ненаселением в месяце *m*, определенному на основании Сводного прогнозного баланса, по соответствующей ценовой зоне оптового рынка;  − коэффициент компенсации потерь электрической энергии в электрических сетях. Данный коэффициент принимается равным 1,03 для месяцев 2017 года, предшествующих дате вступления в силу изменений в Правила оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 года № 1172, которые предусматривают исключение увеличения объемов поставки электрической энергии по регулиремым договорам на 3 процента для целей компенсации потерь. Для прочих месяцев 2017 года указанный коэффициент принимается равным 1. |
| **3.1** | … Ограничение почасового объема РД для потребителей:    Объем электрической энергии по совокупности всех определенных для потребителя *j* регулируемых договоров в период *h* должен лежать в допустимых пределах от типового планового объема потребления электрической энергии в типовом периоде *h*, увеличенного на коэффициент компенсации потерь электрической энергии в электрических сетях.  Ограничение годовой стоимости покупки ЭЭ:    Стоимость электрической энергии по совокупности всех определенных для потребителя *j* регулируемых договоров за расчетный период должна лежать в пределах от стоимости объема потребления электрической энергии за расчетный период, определенного в соответствии с принятыми ФСТ России тарифно-балансовыми решениями на расчетный период по индикативной цене на электрическую энергию.  …  Ограничение годовой стоимости РД:    Стоимость электрической энергии и мощности по совокупности всех определенных для потребителя *j* регулируемых договоров за период регулирования должна лежать в допустимых пределах от совокупной стоимости электрической энергии и мощности, определенной в соответствии с тарифно-балансовыми решениями, принятыми федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов на период регулирования.  Ограничение помесячной стоимости РД:    Разница между стоимостью электрической энергии и мощности по совокупности всех определенных для потребителя *j* регулируемых договоров и совокупной стоимостью электрической энергии и мощности, определенной в соответствии с тарифно-балансовыми решениями, за период с начала периода регулирования до месяца *m’* включительно для любого месяца *m’*, кроме декабря, должна лежать в допустимых пределах от среднемесячной за период регулирования совокупной стоимости электрической энергии и мощности, определенной в соответствии с тарифно-балансовыми решениями.  … | … Ограничение почасового объема РД для потребителей:    Объем электрической энергии по совокупности всех определенных для потребителя *j* регулируемых договоров в период *h* должен лежать в допустимых пределах от типового планового объема потребления электрической энергии в типовом периоде *h*.  Ограничение годовой стоимости покупки ЭЭ:    Стоимость электрической энергии по совокупности всех определенных для потребителя *j* регулируемых договоров за расчетный период должна лежать в пределах от стоимости объема потребления электрической энергии за расчетный период, определенного в соответствии с принятыми ФСТ России тарифно-балансовыми решениями на расчетный период по индикативной цене на электрическую энергию.  …  Ограничение годовой стоимости РД:    Стоимость электрической энергии и мощности по совокупности всех определенных для потребителя *j* регулируемых договоров за период регулирования должна лежать в допустимых пределах от совокупной стоимости электрической энергии и мощности, определенной в соответствии с тарифно-балансовыми решениями, принятыми федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов на период регулирования.  Ограничение помесячной стоимости РД:    Разница между стоимостью электрической энергии и мощности по совокупности всех определенных для потребителя *j* регулируемых договоров и совокупной стоимостью электрической энергии и мощности, определенной в соответствии с тарифно-балансовыми решениями, за период с начала периода регулирования до месяца *m’* включительно для любого месяца *m’*, кроме декабря, должна лежать в допустимых пределах от среднемесячной за период регулирования совокупной стоимости электрической энергии и мощности, определенной в соответствии с тарифно-балансовыми решениями. … |
| **3.2** | … Ограничение почасового объема РД для потребителей:    Объем электрической энергии по совокупности всех определенных для потребителя *j* регулируемых договоров в период *h* должен лежать в допустимых пределах от типового планового объема потребления электрической энергии в типовом периоде *h*, увеличенного на коэффициент компенсации потерь электрической энергии в электрических сетях.  Ограничение годовой стоимости покупки ЭЭ:    Стоимость электрической энергии по совокупности всех определенных для потребителя *j* регулируемых договоров за период регулирования должна лежать в допустимых пределах от стоимости электрической энергии, определенной в соответствии с тарифно-балансовыми решениями, принятыми федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов на период регулирования.  …  Ограничение годовой стоимости РД:    Стоимость электрической энергии и мощности по совокупности всех определенных для потребителя *j* регулируемых договоров за период регулирования должна лежать в допустимых пределах от совокупной стоимости электрической энергии и мощности, определенной в соответствии с тарифно-балансовыми решениями, принятыми федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов на период регулирования.  Ограничение помесячной стоимости РД:    Разница между стоимостью электрической энергии и мощности по совокупности всех определенных для потребителя *j* регулируемых договоров и совокупной стоимостью электрической энергии и мощности, определенной в соответствии с тарифно-балансовыми решениями, за период с начала периода регулирования до месяца *m’* включительно для любого месяца *m’*, кроме декабря, должна лежать в допустимых пределах от среднемесячной за период регулирования совокупной стоимости электрической энергии и мощности, определенной в соответствии с тарифно-балансовыми решениями.  … | … Ограничение почасового объема РД для потребителей:    Объем электрической энергии по совокупности всех определенных для потребителя *j* регулируемых договоров в период *h* должен лежать в допустимых пределах от типового планового объема потребления электрической энергии в типовом периоде *h*.  Ограничение годовой стоимости покупки ЭЭ:    Стоимость электрической энергии по совокупности всех определенных для потребителя *j* регулируемых договоров за период регулирования должна лежать в допустимых пределах от стоимости электрической энергии, определенной в соответствии с тарифно-балансовыми решениями, принятыми федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов на период регулирования.  …  Ограничение годовой стоимости РД:    Стоимость электрической энергии и мощности по совокупности всех определенных для потребителя *j* регулируемых договоров за период регулирования должна лежать в допустимых пределах от совокупной стоимости электрической энергии и мощности, определенной в соответствии с тарифно-балансовыми решениями, принятыми федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов на период регулирования.  Ограничение помесячной стоимости РД:    Разница между стоимостью электрической энергии и мощности по совокупности всех определенных для потребителя *j* регулируемых договоров и совокупной стоимостью электрической энергии и мощности, определенной в соответствии с тарифно-балансовыми решениями, за период с начала периода регулирования до месяца *m’* включительно для любого месяца *m’*, кроме декабря, должна лежать в допустимых пределах от среднемесячной за период регулирования совокупной стоимости электрической энергии и мощности, определенной в соответствии с тарифно-балансовыми решениями. … |
| **3.3** | … Ограничение на годовой объем поставки электрической энергии:    Объем электрической энергии, поставляемой по совокупности всех определенных для поставщика *i* регулируемых договоров, за период регулирования должен лежать в допустимых пределах от величины объема поставки электрической энергии, указанной в Сводном прогнозном балансе.  Ограничение на объем поставки электрической энергии за первое полугодие:    Объем электрической энергии, поставляемой по совокупности всех определенных для поставщика *i* регулируемых договоров, за первое полугодие периода регулирования должен лежать в допустимых пределах от величины объема поставки электрической энергии за первое полугодие, указанной в Сводном прогнозном балансе.  Ограничение на объем поставки электрической энергии за второе полугодие:    Объем электрической энергии, поставляемой по совокупности всех определенных для поставщика *i* регулируемых договоров, за второе полугодие периода регулирования должен лежать в допустимых пределах от величины объема поставки электрической энергии за второе полугодие, указанной в Сводном прогнозном балансе.  …  Ограничение на распределение по генерирующим компаниям РД с потребителями, определенными в п. 6 настоящего приложения, и потребителями, имеющими по состоянию на 1 января года, в отношении которого формируется схема прикрепления по регулируемым договорам, статус участника – кредитора потребителя РРЭ:    где *G* – генерирующая компания;  – перечень потребителей, определенных в п. 6 настоящего приложения, и потребители, имеющие по состоянию на 1 января года, в отношении которого формируется схема прикрепления по регулируемым договорам, статус участников – кредиторов потребителя РРЭ;    Стоимость электрической энергии и мощности по совокупности всех определенных для потребителя *j*, определенного в п. 6 настоящего приложения, и потребителей, имеющих по состоянию на 1 января года, в отношении которого формируется схема прикрепления по регулируемым договорам, статус участников – кредиторов потребителя РРЭ, регулируемых договоров со всеми станциями генерирующей компании *G* за период регулирования должна лежать в допустимых пределах от величины совокупной стоимости объема потребления электрической энергии, определенной в Сводном прогнозном балансе по индикативной цене на электрическую энергию, и объема оплачиваемого сальдо перетока мощности, определенного в Сводном прогнозном балансе по индикативной цене на мощность, умноженной на долю стоимости поставляемой генерирующей компанией *G* по РД электрической энергии и мощности, в стоимость поставляемой по ценовой зоне по РД электрической энергии и мощности. | … Ограничение на годовой объем поставки электрической энергии:    Объем электрической энергии, поставляемой по совокупности всех определенных для поставщика *i* регулируемых договоров, за период регулирования должен лежать в допустимых пределах от величины объема поставки электрической энергии, указанной в Сводном прогнозном балансе.  Ограничение на объем поставки электрической энергии за первое полугодие:    Объем электрической энергии, поставляемой по совокупности всех определенных для поставщика *i* регулируемых договоров, за первое полугодие периода регулирования должен лежать в допустимых пределах от величины объема поставки электрической энергии за первое полугодие, указанной в Сводном прогнозном балансе.  Ограничение на объем поставки электрической энергии за второе полугодие:    Объем электрической энергии, поставляемой по совокупности всех определенных для поставщика *i* регулируемых договоров, за второе полугодие периода регулирования должен лежать в допустимых пределах от величины объема поставки электрической энергии за второе полугодие, указанной в Сводном прогнозном балансе.  …  Ограничение на распределение по генерирующим компаниям РД с потребителями, определенными в п. 6 настоящего приложения, и потребителями, имеющими по состоянию на 1 января года, в отношении которого формируется схема прикрепления по регулируемым договорам, статус участника – кредитора потребителя РРЭ:    где *G* – генерирующая компания;  – перечень потребителей, определенных в п. 6 настоящего приложения, и потребители, имеющие по состоянию на 1 января года, в отношении которого формируется схема прикрепления по регулируемым договорам, статус участников – кредиторов потребителя РРЭ;   Стоимость электрической энергии и мощности по совокупности всех определенных для потребителя *j*, определенного в п. 6 настоящего приложения, и потребителей, имеющих по состоянию на 1 января года, в отношении которого формируется схема прикрепления по регулируемым договорам, статус участников – кредиторов потребителя РРЭ, регулируемых договоров со всеми станциями генерирующей компании *G* за период регулирования должна лежать в допустимых пределах от величины совокупной стоимости объема потребления электрической энергии, определенной в Сводном прогнозном балансе по индикативной цене на электрическую энергию, и объема оплачиваемого сальдо перетока мощности, определенного в Сводном прогнозном балансе по индикативной цене на мощность, умноженной на долю стоимости поставляемой генерирующей компанией *G* по РД электрической энергии и мощности, в стоимость поставляемой по ценовой зоне по РД электрической энергии и мощности. |
| **3.6** | Проверка выполнения ограничения на годовую стоимость РД В случае если после операций округления и перераспределения остатков округления для потребителя *j* происходит нарушение ограничения годовой стоимости РД для населения, т.е. , то выполняется операция исправления превышения стоимостного баланса потребителя по следующему алгоритму. … | Проверка выполнения ограничения на годовую стоимость РД В случае если после операций округления и перераспределения остатков округления для потребителя *j* происходит нарушение ограничения годовой стоимости РД для населения, т.е. , то выполняется операция исправления превышения стоимостного баланса потребителя по следующему алгоритму. … |
| **7.4** | … – расчетная стоимость прикрепления по РД генерирующей компании *G* к потребителю, имеющему статус участника – кредитора потребителя РРЭ, за период с месяца по декабрь текущего года. Указанная величина является решением следующей системы уравнений, при котором параметр  достигает максимального значения:  .  Балансовая выручка поставщика *i* за текущий год рассчитывается как:  .  Стоимость электрической энергии и мощности по регулируемым договорам между потребителем, имеющим статус участника – кредитора потребителя РРЭ, и генерирующей компанией *G* за период с 1 января текущего года по последнее число месяца, предшествующего месяцу  текущего года, определяется как:  ;  – минимальная среди всех генерирующих компаний ценовой зоны доля стоимости поставки по регулируемым договорам генерирующей компании *G* потребителю, имеющему статус участника – кредитора потребителя РРЭ, в балансовой выручке генерирующей компании *G* (). | … – расчетная стоимость прикрепления по РД генерирующей компании *G* к потребителю, имеющему статус участника – кредитора потребителя РРЭ, за период с месяца по декабрь текущего года. Указанная величина является решением следующей системы уравнений, при котором параметр  достигает максимального значения:  .  Балансовая выручка поставщика *i* за текущий год рассчитывается как:  .  Стоимость электрической энергии и мощности по регулируемым договорам между потребителем, имеющим статус участника – кредитора потребителя РРЭ, и генерирующей компанией *G* за период с 1 января текущего года по последнее число месяца, предшествующего месяцу  текущего года, определяется как:  ;  – минимальная среди всех генерирующих компаний ценовой зоны доля стоимости поставки по регулируемым договорам генерирующей компании *G* потребителю, имеющему статус участника – кредитора потребителя РРЭ, в балансовой выручке генерирующей компании *G* (). |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ПРОВЕДЕНИЯ КОНКУРЕНТНОГО ОТБОРА ЦЕНОВЫХ ЗАЯВОК НА СУТКИ ВПЕРЕД (Приложение № 7 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **2** | Цели проведения конкурентного отбора и определения планового почасового производства и потребления участников оптового рынкаВ ходе конкурентного отбора и определения планового почасового производства и потребления участников оптового рынка КО в соответствии с требованиями настоящего Регламента должен определить:объемы планового почасового производства и потребления, разделенные на объемы, проданные (купленные) по регулируемым и свободным двусторонним договорам (в том числе по свободным договорам купли-продажи электроэнергии и мощности), и на объемы, проданные (купленные) по равновесным ценам, для каждого часа операционных суток и для:  * каждого узла расчетной модели и каждого сечения поставки экспортно-импортных операций; * каждой группы точек поставки. В случае если группа точек поставки относится к нескольким узлам расчетной модели, в указанном объеме по отдельности определяются проданные (купленные) объемы электрической энергии, относимые к каждому узлу расчетной модели;  равновесные цены для каждого часа и для каждого узла расчетной модели, а также для каждого сечения поставки экспортно-импортных операций;плановое почасовое производство и потребление (торговый график) для:  * каждого узла расчетной модели и каждого сечения поставки экспортно-импортных операций; * каждой группы точек поставки;  величину плановых почасовых нагрузочных потерь электроэнергии (мощности) в сетях, представленных в расчетной модели;[[1]](#footnote-1)величину плановых почасовых нагрузочных потерь электроэнергии (мощности) в сетях ФСК, представленных в расчетной модели, с разделением по тарифным зонам. | Цели проведения конкурентного отбора и определения планового почасового производства и потребления участников оптового рынкаВ ходе конкурентного отбора и определения планового почасового производства и потребления участников оптового рынка КО в соответствии с требованиями настоящего Регламента должен определить:Объемы планового почасового производства и потребления, разделенные на объемы, проданные (купленные) по регулируемым и свободным двусторонним договорам (в том числе по свободным договорам купли-продажи электроэнергии и мощности), и на объемы, проданные (купленные) по равновесным ценам, для каждого часа операционных суток и для:  * каждого узла расчетной модели и каждого сечения поставки экспортно-импортных операций; * каждой группы точек поставки. В случае если группа точек поставки относится к нескольким узлам расчетной модели, в указанном объеме по отдельности определяются проданные (купленные) объемы электрической энергии, относимые к каждому узлу расчетной модели.  Равновесные цены для каждого часа и для каждого узла расчетной модели, а также для каждого сечения поставки экспортно-импортных операций;Плановое почасовое производство и потребление (торговый график) для:  * каждого узла расчетной модели и каждого сечения поставки экспортно-импортных операций; * каждой группы точек поставки.  Величину плановых почасовых нагрузочных потерь электроэнергии (мощности) в сетях, представленных в расчетной модели;Величину плановых почасовых нагрузочных потерь электроэнергии (мощности) в сетях ФСК, представленных в расчетной модели, с разделением по тарифным зонам. |
| **Раздел 4, п. 3.2** | Для каждой ГТП потребления типа «Система», отнесенной к субъекту Российской Федерации *F* в пределах соответствующей ценовой зоны, по которой в отношении соответствующего Участника оптового рынка **не** применена мера оперативного воздействия на данные операционные сутки согласно Методике применения мер оперативного воздействия, являющейся приложением к *Регламенту подачи ценовых заявок Участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка),* КО:  а) определяет объем потребления, равный минимальному из   * величины объема потребления, заявленного Участником оптового рынка в составе Уведомления о максимальном почасовом потреблении в отношении данной ГТП потребления; * величины максимального значения <количество> в парах <цена – количество>, включенных в ценовую заявку Участника оптового рынка в отношении данной ГТП потребления, принятой для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед согласно *Регламенту подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).   b) рассчитанный в подпункте «a» данного подпункта настоящего Регламента объем потребления уменьшается на величину, указанную в подпункте 14 п. 4 настоящего Регламента.  c) для ГТП потребления энергосбытовой организации, указанной в решении Правительства Российской Федерации, расположенных в местах, определенных в соответствии с указанным решением Правительства Российской Федерации, применяется прогнозный объем почасового потребления, определенный в соответствии с п. 2.8 настоящего Регламента.  При этом в случае если полученный таким образом объем потребления оказался меньше нуля, то для дальнейших расчетов он принимается равным нулю. | Для каждой ГТП потребления типа «Система», отнесенной к субъекту Российской Федерации *F* в пределах соответствующей ценовой зоны, по которой в отношении соответствующего участника оптового рынка **не** применена мера оперативного воздействия на данные операционные сутки согласно Методике применения мер оперативного воздействия, являющейся приложением к *Регламенту подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка),* КО:  а) определяет объем потребления, равный минимальному из   * величины объема потребления, заявленного Участником оптового рынка в составе Уведомления о максимальном почасовом потреблении в отношении данной ГТП потребления; * величины максимального значения <количество> в парах <цена – количество>, включенных в ценовую заявку участника оптового рынка в отношении данной ГТП потребления, принятой для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед согласно *Регламенту подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).   b) рассчитанный в подпункте «a» данного подпункта настоящего Регламента объем потребления уменьшается на величину объема прогнозных нагрузочных потерь в сетях, включенных в данную ГТП потребления (), определенный как:  ;  c) для ГТП потребления энергосбытовой организации, указанной в решении Правительства Российской Федерации, расположенных в местах, определенных в соответствии с указанным решением Правительства Российской Федерации, применяется прогнозный объем почасового потребления, определенный в соответствии с п. 2.8 настоящего Регламента,  где  - прогнозный «среднечасовой» поток активной мощности, втекающий в узел расчетной модели *m* из узла расчетной модели *n* в час операционных суток *h*, переданный СО в КО в актуализированной расчетной модели в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  - прогнозный «среднечасовой» поток активной мощности, втекающий в узел расчетной модели *n* из узла расчетной модели *m* в час операционных суток *h*, переданный СО в КО в актуализированной расчетной модели в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  [*nm*]– ветвь расчетной модели;  *n*, *m* – узел расчетной модели;  - период времени, равный одному часу;  *R* – энергорайон ГТП потребления *p*;  *p* – ГТП потребления;  *h –* час операционных суток.  При этом в случае если полученный таким образом объем потребления оказался меньше нуля, то для дальнейших расчетов он принимается равным нулю. |
| **Раздел 4, п. 3.5** | КО рассчитывает разницу между суммарным поузловым прогнозом потребления по территории субъекта Российской Федерации *F* в пределах соответствующей ценовой зоны (в случае если более одного субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то *F* является объединением указанных субъектов РФ), определенным в соответствии с п. 3.1 настоящего раздела данного Регламента (за вычетом потребления в энергорайоне ФСК), и суммой объема потребления, определенного в отношении данного субъекта РФ в пределах соответствующей ценовой зоны в соответствии с п. 3.4 настоящего раздела данного Регламента, и суммарного по отнесенным к данному субъекту РФ в пределах соответствующей ценовой зоны узлам расчетной модели прогнозного почасового объема производства электрической энергии отнесенными к соответствующему узлу расчетной модели блок-станциями, определенного в соответствии с п. 2.3 настоящего раздела.  a. в случае если абсолютная величина полученной разницы **не** превышает максимальную из   * 110 МВт∙ч, * 25 % от величины прогноза потребления СО по территории субъекта Российской Федерации *F* в пределах соответствующей ценовой зоны (за вычетом потребления в энергорайоне ФСК), определенной в соответствии с п. 3.1 настоящего раздела,   то КО **не** осуществляет корректировку величин объемов потребления, указанных Участниками оптового рынка в уведомлении о максимальном почасовом потреблении в отношении ГТП потребления, отнесенных к данному субъекту Российской Федерации в пределах соответствующей ценовой зоны, по которым в отношении соответствующих Участников оптового рынка **не** применены меры оперативного воздействия на данные операционные сутки согласно Методике применения мер оперативного воздействия, являющейся приложением к *Регламенту подачи ценовых заявок Участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*, и в качестве скорректированного максимального планового почасового потребления по каждой из указанных ГТП принимается величина объема потребления, заявленная участником оптового рынка в составе уведомления о максимальном почасовом потреблении в отношении данной ГТП потребления, уменьшенная на указанный СО в актуализированной расчетной модели объем нагрузочных потерь электроэнергии в сетях, включенных в данную ГТП потребления.  b. в случае несоблюдения условия, указанного в подпункте «a» данного пункта, КО осуществляет корректировку величин объемов потребления, указанных Участниками оптового рынка в уведомлении о максимальном почасовом потреблении в отношении ГТП потребления, отнесенных к данному субъекту Российской Федерации в пределах соответствующей ценовой зоны, по которым в отношении соответствующих Участников оптового рынка **не** применены меры оперативного воздействия на данные операционные сутки согласно Методике применения мер оперативного воздействия, являющейся приложением к *Регламенту подачи ценовых заявок Участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка),* следующим образом:   * для ГТП потребления гарантирующего поставщика:   – если    и  ,  то ,  – иначе ;   * для прочих ГТП потребления:   – если    и  ,  то ,  – иначе ,  где  [МВт∙ч] – объем максимального почасового потребления электрической энергии в ГТП потребления *p* в час операционных суток *h*, указанный участником оптового рынка *i* в поданном в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) уведомлении о максимальном почасовом объеме потребления электроэнергии, за вычетом указанного СО в актуализированной расчетной модели объема нагрузочных потерь электроэнергии в сетях, включенных в данную ГТП потребления;  [МВт∙ч] – объем прогнозного почасового потребления электрической энергии в ГТП потребления *p* участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с п. 2 раздела настоящего Регламента;  [МВт∙ч] – объем максимального фактического почасового потребления в ГТП потребления *p* участника оптового рынка *i*, определенный в соответствии с приложением 6 к *Регламенту коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) для целей применения в отношении месяца *m*;  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления;  *m* – месяц, к которому отнесен час *h*;  *h* – час операционных суток. | КО рассчитывает разницу между суммарным поузловым прогнозом потребления по территории субъекта Российской Федерации *F* в пределах соответствующей ценовой зоны (в случае если более одного субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то *F* является объединением указанных субъектов РФ), определенным в соответствии с п. 3.1 настоящего раздела данного Регламента (за вычетом потребления в энергорайоне ФСК), и суммой объема потребления, определенного в отношении данного субъекта РФ в пределах соответствующей ценовой зоны в соответствии с п. 3.4 настоящего раздела данного Регламента, и суммарного по отнесенным к данному субъекту РФ в пределах соответствующей ценовой зоны узлам расчетной модели прогнозного почасового объема производства электрической энергии отнесенными к соответствующему узлу расчетной модели блок-станциями, определенного в соответствии с п. 2.3 настоящего раздела.  a. в случае если абсолютная величина полученной разницы **не** превышает максимальную из   * 110 МВт∙ч, * 25 % от величины прогноза потребления СО по территории субъекта Российской Федерации *F* в пределах соответствующей ценовой зоны (за вычетом потребления в энергорайоне ФСК), определенной в соответствии с п. 3.1 настоящего раздела,   то КО **не** осуществляет корректировку величин объемов потребления, указанных участниками оптового рынка в уведомлении о максимальном почасовом потреблении в отношении ГТП потребления, отнесенных к данному субъекту Российской Федерации в пределах соответствующей ценовой зоны, по которым в отношении соответствующих участников оптового рынка **не** применены меры оперативного воздействия на данные операционные сутки согласно Методике применения мер оперативного воздействия, являющейся приложением к *Регламенту подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*, и в качестве скорректированного максимального планового почасового потребления по каждой из указанных ГТП принимается величина объема потребления, заявленная участником оптового рынка в составе уведомления о максимальном почасовом потреблении в отношении данной ГТП потребления, уменьшенная на величину объема прогнозных нагрузочных потерь в сетях, включенных в данную ГТП потребления (), определенного в соответствии с п. 3.2 настоящего раздела.  b. в случае несоблюдения условия, указанного в подпункте «a» данного пункта, КО осуществляет корректировку величин объемов потребления, указанных участниками оптового рынка в уведомлении о максимальном почасовом потреблении в отношении ГТП потребления, отнесенных к данному субъекту Российской Федерации в пределах соответствующей ценовой зоны, по которым в отношении соответствующих участников оптового рынка **не** применены меры оперативного воздействия на данные операционные сутки согласно Методике применения мер оперативного воздействия, являющейся приложением к *Регламенту подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка),* следующим образом:   * для ГТП потребления гарантирующего поставщика:   – если    и  ,  то ,  – иначе ;   * для прочих ГТП потребления:   – если    и  ,  то ,  – иначе ,  где  [МВт∙ч] – объем максимального почасового потребления электрической энергии в ГТП потребления *p* в час операционных суток *h*, указанный участником оптового рынка *i* в поданном в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) уведомлении о максимальном почасовом объеме потребления электроэнергии;  [МВт\*ч] – объем прогнозных нагрузочных потерь электрической энергии в сетях, включенных в ГТП потребления *p* участника оптового рынка *i*, в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с п. 3.2 настоящего раздела;  [МВт∙ч] – объем прогнозного почасового потребления электрической энергии в ГТП потребления *p* участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с п. 2 раздела настоящего Регламента;  [МВт∙ч] – объем максимального фактического почасового потребления в ГТП потребления *p* участника оптового рынка *i*, определенный в соответствии с приложением 6 к *Регламенту коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) для целей применения в отношении месяца *m*;  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления;  *m* – месяц, к которому отнесен час *h*;  *h* – час операционных суток. |
| **раздел 4, п. 14** | уменьшает последовательно, начиная с максимального объема, содержащегося в ценовой заявке, значение количества в скорректированной в соответствии с подпунктом 4 п. 4 настоящего Регламента ценовой заявке в отношении ГТП потребления типа «Система» на величину объема прогнозных нагрузочных потерь в сетях, включенных в данную ГТП потребления, переданную СО в КО в актуализированной расчетной модели в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).*  При этом в случае если полученный таким образом объем потребления оказался меньше нуля, то для дальнейших расчетов он принимается равным нулю. | уменьшает последовательно, начиная с максимального объема, содержащегося в ценовой заявке, значение количества в скорректированной в соответствии с подпунктом 4 п. 4 настоящего Регламента ценовой заявке в отношении ГТП потребления типа «Система» на величину объема прогнозных нагрузочных потерь в сетях, включенных в данную ГТП потребления (), определенного в соответствии с п. 3.2 настоящего раздела*.*  При этом в случае если полученный таким образом объем потребления оказался меньше нуля, то для дальнейших расчетов он принимается равным нулю. |
| **7.1** | …  4. КО ежедневно до 19 часов 00 минут (21 часа 00 минут в случае получения КО актуализированной расчетной модели после регламентных сроков передачи, установленных в п. 3.2.2 настоящего Регламента, или в случае наступления событий, указанных в подпункте 10 п. 5.3 настоящего Регламента) по времени ценовой зоны торговых суток размещает на своем официальном сайте в разделе, к которому имеет доступ только Федеральная сетевая компания, следующую информацию:   * плановый объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК в каждой ценовой зоне с разбивкой по тарифным зонам, в каждый час операционных суток *h*, определенный в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед (Приложение № 8 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).*   … | …  4. КО ежедневно до 19 часов 00 минут (21 часа 00 минут в случае получения КО актуализированной расчетной модели после регламентных сроков передачи, установленных в п. 3.2.2 настоящего Регламента, или в случае наступления событий, указанных в подпункте 10 п. 5.3 настоящего Регламента) по времени ценовой зоны торговых суток размещает на своем официальном сайте в разделе, к которому имеет доступ только Федеральная сетевая компания, следующую информацию:   * почасовые объемы расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК в субъекте РФ, отнесенных на ГТП потребления и ГТП экспорта, определенные в соответствии с п. 4.1.22 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед (*Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).*   … |
| **Приложение 2, п. 3** | …    реактивная проводимость ветви *(i, j)*;    активная проводимость ветви *(i, j)*;    емкостная проводимость ветви *(i, j)*;  … | …    продольная реактивная проводимость ветви *(i, j),* где - активное сопротивление ветви, - индуктивное сопротивление ветви;    продольная активная проводимость ветви *(i, j),* где - активное сопротивление ветви, - индуктивное сопротивление ветви;    поперечная реактивная проводимость в узле *(i)* ветви *(i, j)*;    поперечная активная проводимость в узле *(i)* ветви *(i, j)*;    активная проводимость шунта в узле *(i)*;    реактивная проводимость шунта в узле *(i)* ветви *(i, j)*;  … |
| **Приложение 2, п. 7** | …  Нелинейные равенства, выражающие зависимость перетоков активной и реактивной мощности по ветвям сети от модулей и фаз напряжений, для всех ветвей *(i, j)* и всех *t*:  , (А.2) . (А.2’)  … | …  Нелинейные равенства, выражающие зависимость перетоков активной и реактивной мощности по ветвям сети от модулей и фаз напряжений, для всех ветвей *(i, j)* и всех *t*:  , (А.2) . (А.2’)  Потери активной мощности в ветви:    … |

**Действующая редакция**

**Приложение 3**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ***Отчет о сессии*** | | | | | | | | | | |  | |  | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |
| ***АО "АТС"*** | | | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |
| Субъект | | |  | | | | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |
| ГТП потребления | | | | | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |
| *Наименование* | | | | | | | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |
|  |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |
| Торговый час | **Заявка субъекта** | | | | | | | | Объем прогнозных нагрузочных потерь в сетях, включенных в данную ГТП, МВт•час | | | | Заявленный объем в СО  МВт\*час | | Объем по РД (без учета 3% потерь), МВт\*час | | Объем потерь по РД (3%), МВт\*Втч | | Объем Торгового графика МВт\*час | | Средневзвешенная цена по принятым узловым объемам руб/(МВт\*час) | | | Полный отнесе нный на ГТПП объем генерации блок-станций МВт\*час | | Объем ТГ за вычетом блок-станций (ТГ\*) МВт\*час | | Доля расчетных нагрузочных потерь в объеме ТГ\* % | | **Покупка в РСВ** | | | | | | **Продажа в обеспечение РД** | | | | | | **Продажа в обеспечение СДД (СДЭМ)** | | | | **Покупка в обеспечение СДД (СДЭМ)** | | | | | **Продажа превышения генерации блок-станций над потреблением** | | | | **Продажа разницы нагрузочных потерь по РД** | | | | **Покупка разницы нагрузочных потерь по РД** | | | | Объем нагрузочных потерь в сетях РСК, превышающих полные плановые объемы потребления, отнесенные на покупку МВт\*час | | Объем нагрузочных потерь в ЭР участника, определенных по результатам конкурентного отбора МВт\*час | | Объем нагрузочных потерь, отнесе нный на ГТПП в ТГ, покрытый генерацией блок-станций МВт\*час | | Доля расче тных нагрузочных потерь в сетях ФСК в объеме ТГ % | | Доля расче тных нагрузочных потерь в сетях РСК в объеме ТГ % | | Доля расче тных нагрузочных потерь в "прочих сетях" в объеме ТГ % | |
| Ступень | Цена руб/(МВт\*час) | | | Заявленный объем в АТС МВт\*час | | Скорректированный АТС объем заявки МВт\*час | | Объем покупки МВт\*час | | В т.ч. потери, отнесенные к объему покупки | | Цена руб/(МВт\*час) | | Объем продажи МВт\*час | | В т.ч. потери, отнесенные к объему продажи | | Цена руб/(МВт\*час) | | Объем продажи МВт\*час | | Цена руб/(МВт\*час) | | Объем покупки МВт\*час | | Цена руб/(МВт\*час) | | | Объем продажи МВт\*час | Цена руб/(МВт\*час) | | | Объем продажи МВт\*час | | Цена руб/(МВт\*час) | | Объем покупки МВт\*час | | Цена руб/(МВт\*час) | |
| 1 | 2 | 3 | | | 4 | | 5 | | 6 | | | | 7 | | 8 | | 9 | | 10 | | 11 | | | 12 | | 13 | | 14 | | 15 | | 16 | | 17 | | 18 | | 19 | | 20 | | 21 | | 22 | | 23 | | 24 | | | 25 | 26 | | | 27 | | 28 | | 29 | | 30 | | 31 | | 32 | | 33 | | 34 | | 35 | | 36 | |
|  | **1** |  | | |  | |  | |  | | | |  | |  | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |
|  | **2** |  | | |  | |  | |  | | | |  | |  | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |
|  | **3** |  | | |  | |  | |  | | | |  | |  | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |
| **00-01** |  |  | | |  | |  | |  | | | |  | |  | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |
|  | **1** |  | | |  | |  | |  | | | |  | |  | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |
|  | **2** |  | | |  | |  | |  | | | |  | |  | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |
|  | **3** |  | | |  | |  | |  | | | |  | |  | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |
| **….** |  |  | | |  | |  | |  | | | |  | |  | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |
|  | **1** |  | | |  | |  | |  | | | |  | |  | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |
|  | **2** |  | | |  | |  | |  | | | |  | |  | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |
|  | **3** |  | | |  | |  | |  | | | |  | |  | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |
| **23-00** |  |  | | |  | |  | |  | | | |  | |  | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |
| **Итого по ГТП потребления за текущие сутки** | | | | | | | | | | | | |  | |  | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |
| **Примечание:** | | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  |  | | |  |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  |
| \* - признак ценопринимающей пары (ступени) в заявке субъекта ОРЭ. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | |  | |  |  | | |  |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  |
| Заявленный объем в АТС (4) - количество электроэнергии в ступени поданной заявки (приводится нарастающим итогом). | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | |  | |  |  | | |  |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  |
| Скорректированный АТС объем заявки (5) - количество электроэнергии в ступени поданной заявки, скорректированное АТС для ГП, дисквалифицированных потребителей и с учетом скорректированного максимального объема почасового потребления участника. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | |  | |  | |  | |  |
| Средневзвешенная цена по принятым узловым объемам (12) - сумма поузловых объемов планового потребления (торгового графика) умноженных на соответствующие узловые цены отнесенная к суммарному объему торгового графика (по всем узлам, с которыми соотнесена данная ГТП участника), без учета потерь, отнесенных к объемам покупки/продажи. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | |  | |  | |  | |  |
| **Точность представления данных.** Округление величин объемов электрической энергии производится с точностью до трех знаков после запятой (до 1кВт ч). Округление значения цен(в рублях) на электрическую энергию производится с точностью до пяти знаков после запятой (до 0.001коп.). | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | |  | |  | |  | |  |

…

***Форма 4***

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | |  | | |  | | | |  | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | |  | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | |  | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | |
|  | | ***Отчет о сессии*** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | | |  | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | |  | | |  | | |  | | |
| ***АО «АТС»*** | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | | |  | | | | | |  | |  | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | |  | | |  | | |  |  |
| *Субъект* | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | |  | | | | |  | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | | |  | | | | | |  | |  | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | |  | | |  | | |  |  |
| *ГТП экспорта* | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | | |  | | | | | |  | |  | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | |  | | |  | | |  |  |
| *Наименование* | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | | |  | | | | | |  | |  | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | |  | | |  | | |  |  |
|  | | |  | | |  | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | | | |  | | | | |  | | |  | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | |  | | | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | |  | | |  | | |  | | | |
| Торговый час | **Заявка субъекта** | | | | | | | | | | | | | | | | | | Объем экспортных поставок электрической энергии МВт∙час | | | | | | Объем межгосударственной передачи электрической энергии  МВт∙час | | | | | | | Средневзвешенная цена на покупку руб/(МВт∙час) | | | | | Доля расчетных нагрузочных потерь в объеме ТГ, % | | | | | | | **Покупка в РСВ** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | **Продажа в обеспечение СДД (СДЭМ)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | **Покупка в обеспечение СДД (СДЭМ)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | Доля расче тных нагрузочных потерь в сетях ФСК в объеме ТГ, % | | | | | | | | | | | | | Доля расчетных нагрузочных потерь в «прочих сетях» в объеме ТГ, % | | | | | | | | | | | |
| Ступень | | | | | | | Цена руб/(МВт∙час) | | | Заявленный объем в АТС МВт∙час | | | | | | | | Объем покупки в рамках экспортных поставок электрической энергии МВт∙час | | | | | | | | | | В т.ч. потери, отнесенные к объему покупки в рамках экспортных поставок | | | | | | | | | Объем покупки в рамках межгосударственной передачи электрической энергии МВт∙час | | | | | | | | | В т.ч. потери, отнесенные к объему покупки в рамках межгосударственной передачи электрической энергии | | | | | | | Цена покупки в рамках экспортных поставок электрической энергии руб/(МВт∙час) | | | | Цена покупки в рамках межгосударственной передачи электрической энергии руб/(МВт∙час) | | | | | | | | | | | Объем продажи МВт∙час | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | Цена руб/(МВт∙час) | | | | | | | | | | Объем покупки МВт∙час | | | | | | | | | | | | | | Цена руб/(МВт∙час) | | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | | | | | | | 3 | | | 4 | | | | | | | | 11 | | | | | | 12 | | | | | | | 13 | | | | | 14 | | | | | | | 15 | | | | | | | | | | 16 | | | | | | | | | 17 | | | | | | | | | 18 | | | | | | | 19 | | | | 20 | | | | | | | | | | | 21 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 22 | | | | | | | | | | 23 | | | | | | | | | | | | | | 24 | | | | | | | | | | | | 25 | | | | | | | | | | | | | 26 | | | | | | | | | | | |
|  | **1** | | | | | | |  | | |  | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |
|  | **2** | | | | | | |  | | |  | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |
|  | **3** | | | | | | |  | | |  | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |
| **00-01** |  | | | | | | |  | | |  | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |
|  | **1** | | | | | | |  | | |  | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |
|  | **2** | | | | | | |  | | |  | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |
|  | **3** | | | | | | |  | | |  | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |
| **….** |  | | | | | | |  | | |  | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |
|  | **1** | | | | | | |  | | |  | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |
|  | **2** | | | | | | |  | | |  | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |
|  | **3** | | | | | | |  | | |  | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |
| **23-00** |  | | | | | | |  | | |  | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |
| **Итого по ГТП экспорта за текущие сутки** | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |
| **Примечание:** | | | | | | | | | |  | |  | | | | | |  | | | |  | | | | |  | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | | | |  | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | |  | |  | | |  | |  | | |  | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | | | | |  | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | |
|  | | | |  | | |  | | | | | |  | | | \* – признак ценопринимающей пары (ступени) в заявке субъекта ОРЭ. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | |  | | | |  | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | |  | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | |
|  | | | |  | | |  | | | | | |  | | | Заявленный объем в АТС (4) – количество электроэнергии в ступени поданной заявки (приводится нарастающим итогом). | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | |  | | | |  | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | |  | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | |
|  | | | |  | | |  | | | | | |  | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | |
|  | | | |  | | |  | | | | | |  | | | Средневзвешенная цена (13) – цена РСВ, определенная по результатам конкурентного отбора в отношении сечения экспорта/импорта, на котором зарегистрирована данная ГТП экспорта. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | |
|  | | | |  | | |  | | | | | |  | | | **Точность представления данных.** Округление величин объемов электрической энергии производится с точностью до трех знаков после запятой (до 1кВт∙ч). Округление значения цен (в рублях) на электрическую энергию производится с точностью до пяти знаков после запятой (до 0.001коп.). | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | |

**Предлагаемая редакция**

**Приложение 3**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| ***Отчет о сессии*** | | | | | | | | | | |  | |  | | | |  | |  | |  | |  | |  | | |  | |  |  | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  |  |
| ***АО "АТС"*** | | | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  | |  |  | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  |  |
| Субъект | | |  | | | | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  | |  |  | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  |  |
| ГТП потребления | | | | | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  | |  |  | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  |  |
| *Наименование* | | | | | | | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  | |  |  | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  |  |
|  |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  | |  |  | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  |  |
| Торговый час | **Заявка субъекта** | | | | | | | | Объем прогнозных нагрузочных потерь в сетях, включенных в данную ГТП, МВт•час | | | | Заявленный объем в СО  МВт\*час | | Объем по РД МВт\*час | | Объем Торгового графика МВт\*час | | | | Средневзвешенная цена по принятым узловым объемам руб/(МВт\*час) | | Полный отнесе нный на ГТПП объем генерации блок-станций МВт\*час | | Объем ТГ за вычетом блок-станций (ТГ\*) МВт\*час | | | | | **Покупка в РСВ** | | | | | | **Продажа в обеспечение РД** | | | | | | **Продажа в обеспечение СДД (СДЭМ)** | | | | **Покупка в обеспечение СДД (СДЭМ)** | | | | **Продажа превышения генерации блок-станций над потреблением** | | | | Объем нагрузочных потерь, отнесенных на данную ГТП, МВт\*час | | | | | | | | | | | Объем нагрузочных потерь в ЭР участника, определенных по результатам конкурентного отбора МВт\*час | Стоимость нагрузочных потерь, учтенных в равновесных ценах, руб. |
| Ступень | Цена руб/(МВт\*час) | | | Заявленный объем в АТС МВт\*час | | Скорректированный АТС объем заявки МВт\*час | | Объем покупки МВт\*час | В т.ч. потери, отнесенные к объему покупки | | Цена руб/(МВт\*час) | | | Объем продажи МВт\*час | | | | Цена руб/(МВт\*час) | | Объем продажи МВт\*час | | Цена руб/(МВт\*час) | | Объем покупки МВт\*час | | Цена руб/(МВт\*час) | | Объем продажи МВт\*час | | Цена руб/(МВт\*час) | |
| 1 | 2 | 3 | | | 4 | | 5 | | 6 | | | | 7 | | 8 | | 9 | | | | 10 | | 11 | | 12 | | | | | 13 | 14 | | 15 | | | 16 | | | | 17 | | 18 | | 19 | | 20 | | 21 | | 22 | | 23 | | 24 | | | | | | | | | | | 25 | 26 |
|  | **1** |  | | |  | |  | |  | | | |  | |  | |  | | | |  | |  | |  | | | | |  |  | |  | | |  | | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | | | | | | | | | |  |  |
|  | **2** |  | | |  | |  | |  | | | |  | |  | |  | | | |  | |  | |  | | | | |  |  | |  | | |  | | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | | | | | | | | | |  |  |
|  | **3** |  | | |  | |  | |  | | | |  | |  | |  | | | |  | |  | |  | | | | |  |  | |  | | |  | | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | | | | | | | | | |  |  |
| **00-01** |  |  | | |  | |  | |  | | | |  | |  | |  | | | |  | |  | |  | | | | |  |  | |  | | |  | | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | | | | | | | | | |  |  |
|  | **1** |  | | |  | |  | |  | | | |  | |  | |  | | | |  | |  | |  | | | | |  |  | |  | | |  | | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | | | | | | | | | |  |  |
|  | **2** |  | | |  | |  | |  | | | |  | |  | |  | | | |  | |  | |  | | | | |  |  | |  | | |  | | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | | | | | | | | | |  |  |
|  | **3** |  | | |  | |  | |  | | | |  | |  | |  | | | |  | |  | |  | | | | |  |  | |  | | |  | | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | | | | | | | | | |  |  |
| **….** |  |  | | |  | |  | |  | | | |  | |  | |  | | | |  | |  | |  | | | | |  |  | |  | | |  | | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | | | | | | | | | |  |  |
|  | **1** |  | | |  | |  | |  | | | |  | |  | |  | | | |  | |  | |  | | | | |  |  | |  | | |  | | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | | | | | | | | | |  |  |
|  | **2** |  | | |  | |  | |  | | | |  | |  | |  | | | |  | |  | |  | | | | |  |  | |  | | |  | | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | | | | | | | | | |  |  |
|  | **3** |  | | |  | |  | |  | | | |  | |  | |  | | | |  | |  | |  | | | | |  |  | |  | | |  | | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | | | | | | | | | |  |  |
| **23-00** |  |  | | |  | |  | |  | | | |  | |  | |  | | | |  | |  | |  | | | | |  |  | |  | | |  | | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | | | | | | | | | |  |  |
| **Итого по ГТП потребления за текущие сутки** | | | | | | | | | | | | |  | |  | |  | | | |  | |  | |  | | | | |  |  | |  | | |  | | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | | | | | | | | | |  |  |
| **Примечание:** | | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  |  | |  | | |  | |  |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  |  | |  |
| \* - признак ценопринимающей пары (ступени) в заявке субъекта ОРЭ. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  |  | |  |
| Заявленный объем в АТС (4) - количество электроэнергии в ступени поданной заявки (приводится нарастающим итогом). | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  |  | |  |
| Скорректированный АТС объем заявки (5) - количество электроэнергии в ступени поданной заявки, скорректированное АТС для ГП, дисквалифицированных потребителей и с учетом скорректированного максимального объема почасового потребления участника. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  |
| Средневзвешенная цена по принятым узловым объемам (12) - сумма поузловых объемов планового потребления (торгового графика) умноженных на соответствующие узловые цены отнесенная к суммарному объему торгового графика (по всем узлам, с которыми соотнесена данная ГТП участника), без учета потерь, отнесенных к объемам покупки/продажи. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  |
| **Точность представления данных.** Округление величин объемов электрической энергии производится с точностью до трех знаков после запятой (до 1кВт ч). Округление значения цен(в рублях) на электрическую энергию производится с точностью до пяти знаков после запятой (до 0.001коп.). | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  |

…

***Форма 4***

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | |  | | |  | | | |  | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | |  | | | | | | | |  | | | |  | | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | | |  | | | | | | | |  | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | | |
|  | | ***Отчет о сессии*** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | |  | | | | | | | | | |  | |  | | | | |  | | | | | |  | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | |  | |  | |  | |  | | |
| ***АО «АТС»*** | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | | |  | | | |  | | | |  | | | |  | | | | |  | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | |  | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | |  | | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | |  | | |  | |  | |  | |  | |  |  |
| *Субъект* | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | |  | | | | |  | | | | |  | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | | |  | | | |  | | | |  | | | |  | | | | |  | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | |  | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | |  | | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | |  | | |  | |  | |  | |  | |  |  |
| *ГТП экспорта* | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | | |  | | | |  | | | |  | | | |  | | | | |  | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | |  | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | |  | | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | |  | | |  | |  | |  | |  | |  |  |
| *Наименование* | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | | |  | | | |  | | | |  | | | |  | | | | |  | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | |  | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | |  | | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | |  | | |  | |  | |  | |  | |  |  |
|  | | |  | | |  | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | |  | | | | | | | | | | |  | |  | | | | |  | | | | | |  | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | |  | |  | |  | |  | | |
| Торговый час | **Заявка субъекта** | | | | | | | | | | | | | | | | | | Объем экспортных поставок электрической энергии МВт∙час | | | | | | Объем межгосударственной передачи электрической энергии  МВт∙час | | | | | | | Средневзвешенная цена на покупку руб/(МВт∙час) | | | | | | | | | | | **Покупка в РСВ** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | **Продажа в обеспечение СДД (СДЭМ)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | **Покупка в обеспечение СДД (СДЭМ)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | Объем нагрузочных потерь, отнесенных на данную ГТП, МВт\*час | | | | | | | | | | | | | | | | Стоимость нагрузочных потерь, учтенных в равновесных ценах, руб. | | | | | | | | | | | | | | |
| Ступень | | | | | | | Цена руб/(МВт∙час) | | | Заявленный объем в АТС МВт∙час | | | | | | | | Объем покупки в рамках экспортных поставок электрической энергии МВт∙час | | | | | | | | | | | | | | | | | | Объем покупки в рамках межгосударственной передачи электрической энергии МВт∙час | | | | | | | | | | | | | | | Цена покупки в рамках экспортных поставок электрической энергии руб/(МВт∙час) | | | | Цена покупки в рамках межгосударственной передачи электрической энергии руб/(МВт∙час) | | | | | | | | | | | | | | | | | Объем продажи МВт∙час | | | | | | | | Цена руб/(МВт∙час) | | | | | | | | | | Объем покупки МВт∙час | | | | | | | | | | | Цена руб/(МВт∙час) | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | | | | | | | 3 | | | 4 | | | | | | | | 5 | | | | | | 6 | | | | | | | 7 | | | | | | | | | | | 8 | | | | | | | | | | | | | | | | | | 9 | | | | | | | | | | | | | | | 10 | | | | 11 | | | | | | | | | | | | | | | | | 12 | | | | | | | | 13 | | | | | | | | | | 14 | | | | | | | | | | | 15 | | | | | | | | | | 16 | | | | | | | | | | | | | | | | 17 | | | | | | | | | | | | | | |
|  | **1** | | | | | | |  | | |  | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | |
|  | **2** | | | | | | |  | | |  | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | |
|  | **3** | | | | | | |  | | |  | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | |
| **00-01** |  | | | | | | |  | | |  | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | |
|  | **1** | | | | | | |  | | |  | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | |
|  | **2** | | | | | | |  | | |  | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | |
|  | **3** | | | | | | |  | | |  | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | |
| **….** |  | | | | | | |  | | |  | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | |
|  | **1** | | | | | | |  | | |  | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | |
|  | **2** | | | | | | |  | | |  | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | |
|  | **3** | | | | | | |  | | |  | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | |
| **23-00** |  | | | | | | |  | | |  | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | |
| **Итого по ГТП экспорта за текущие сутки** | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | |
| **Примечание:** | | | | | | | | | |  | |  | | | | | |  | | | |  | | | | |  | | |  | | | | |  | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | |  | | | | | | |  | | | |  | | |  | |  | | |  | |  | | |  | | |  | | | | |  | |  | | |  | | |  | | | | |  | | | | |  | | | |  | | | | | |  | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | | |  | | |  | | | | | | | | | | |
|  | | | |  | | |  | | | | | |  | | | \* – признак ценопринимающей пары (ступени) в заявке субъекта ОРЭ. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | |  | | |  | |  | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | | |  | | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | | | |
|  | | | |  | | |  | | | | | |  | | | Заявленный объем в АТС (4) – количество электроэнергии в ступени поданной заявки (приводится нарастающим итогом). | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | |  | | |  | |  | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | | |  | | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | | | |
|  | | | |  | | |  | | | | | |  | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | |  | | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | | | |
|  | | | |  | | |  | | | | | |  | | | Средневзвешенная цена (13) – цена РСВ, определенная по результатам конкурентного отбора в отношении сечения экспорта/импорта, на котором зарегистрирована данная ГТП экспорта. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | |  | | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | | | |
|  | | | |  | | |  | | | | | |  | | | **Точность представления данных.** Округление величин объемов электрической энергии производится с точностью до трех знаков после запятой (до 1кВт∙ч). Округление значения цен (в рублях) на электрическую энергию производится с точностью до пяти знаков после запятой (до 0.001коп.). | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | |  | | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | | | |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ РАСЧЕТА ПЛАНОВЫХ ОБЪЕМОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ И РАСЧЕТА СТОИМОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА СУТКИ ВПЕРЕД (Приложение № 8 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **2.3.5** | Плановый объем потребления в узле расчетной модели, относящийся к ГТП потребления, покрытый выработкой блок-станций (объектов управления), не представленных на оптовом рынке отдельной ГТП генерации и включенных в ГТП потребления (в том числеГТП потребления с регулируемой нагрузкой, ГТП потребления поставщика) в соответствии с Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели [МВт∙ч] – плановый объем потребления в узле расчетной модели, относящийся к ГТП потребления, покрытый выработкой блок-станций (объектов управления), не представленных на оптовом рынке отдельной ГТП генерации и включенных в ГТП потребления (в том числе ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, ГТП потребления поставщика) в соответствии с Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели (стандартная форма устанавливается *Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в узле расчетной модели *n*, отнесенный к ГТП потребления *p*, для участника оптового рынка *i*, в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  1. Для ГТП потребления поставщика, а также для ГТП потребления, не являющихся ГТП потребления гарантирующего поставщика:  1) Если ,  ;  2) Если ,  .  2. Для прочих ГТП потребления:  1) Если ,  ;  2) Если ,  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *p* - ГТП потребления;  *b* – блок-станция (объект управления), не представленная на оптовом рынке отдельной ГТП генерации и включенная в ГТП потребления (ГТП потребления с регулируемой нагрузкой) в соответствии с Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели (стандартная форма устанавливается *Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  *n* – узлы расчетной модели;  *h* - час операционных суток.  Величина  определяется в соответствии с п. 4.2.15 настоящего Регламента.  Величина  определяется в соответствии с п. 2.3.8 настоящего Регламента. | Плановый объем потребления в узле расчетной модели, относящийся к ГТП потребления, покрытый выработкой блок-станций (объектов управления), не представленных на оптовом рынке отдельной ГТП генерации и включенных в ГТП потребления (в том числеГТП потребления с регулируемой нагрузкой, ГТП потребления поставщика) в соответствии с Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели [МВт∙ч] – плановый объем потребления в узле расчетной модели, относящийся к ГТП потребления, покрытый выработкой блок-станций (объектов управления), не представленных на оптовом рынке отдельной ГТП генерации и включенных в ГТП потребления (в том числе ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, ГТП потребления поставщика) в соответствии с Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели (стандартная форма устанавливается *Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в узле расчетной модели *n*, отнесенный к ГТП потребления *p*, для участника оптового рынка *i*, в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  1) Если ,  ;  2) Если ,  .  где *i* – участник оптового рынка;  *p* - ГТП потребления;  *b* – блок-станция (объект управления), не представленная на оптовом рынке отдельной ГТП генерации и включенная в ГТП потребления (ГТП потребления с регулируемой нагрузкой) в соответствии с Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели (стандартная форма устанавливается *Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  *n* – узлы расчетной модели;  *h* - час операционных суток.  Величина  определяется в соответствии с п. 2.3.8 настоящего Регламента. |
| **4.1** | Объем плановых нагрузочных потерь в линии расчетной модели [МВт.ч] – плановый объем нагрузочных потерь электроэнергии в линии расчетной модели, для линии [*n,m*] в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:  ,  где [Ом] – активное сопротивление линии расчетной модели, для линии расчетной модели [*n,m*].  Величина определяется СО в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 *к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  [А] – плановая величина силы тока в линии расчетной модели [*n,m*] в час операционных суток *h*, определенная суток *h*.  АТС рассчитывает величину при проведении процедуры конкурентного отбора ценовых заявок в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)*.* | Объем плановых нагрузочных потерь в линии расчетной модели [МВт.ч] – плановый объем нагрузочных потерь электроэнергии в линии расчетной модели, для линии [*n,m*] в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:  ,  где  - «среднечасовой» поток активной мощности, втекающий в узел расчетной модели *m* из узла расчетной модели *n* в час операционных суток *h*, определенный при проведении процедуры конкурентного отбора ценовых заявок в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [*nm*]– ветвь расчетной модели;  *n*, *m* – узел расчетной модели;  - период времени, равный одному часу;  *h –* час операционных суток. |
| **4.2.1** | Коэффициент отнесения величины нагрузочных потерь электроэнергии в линии расчетной модели к сетям энергорайона участника оптового рынка, соответствующего либо ГТП потребления поставщика, либо ГТП потребления участника оптового рынка, не являющегося гарантирующим поставщиком (коэффициент отнесения величины нагрузочных потерь электроэнергии в линии расчетной модели к «прочим сетям») – коэффициент отнесения величины нагрузочных потерь электроэнергии в линии расчетной модели к сетям энергорайона участника оптового рынка, соответствующего либо ГТП потребления поставщика, либо ГТП потребления участника оптового рынка, не являющегося гарантирующим поставщиком (коэффициент отнесения величины нагрузочных потерь электроэнергии в линии расчетной модели к «прочим сетям»), для линии [*nm*] в энергорайоне *R* для участника *i*.  Величина  определяется Системным оператором при проведении процедуры отнесения объектов электросетевого хозяйства участника оптового рынка к расчетной модели в соответствии с *Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | Коэффициент отнесения величины нагрузочных потерь электроэнергии в линии расчетной модели к сетям энергорайона участника оптового рынка, соответствующего ГТП потребления поставщика (коэффициент отнесения величины нагрузочных потерь электроэнергии в линии расчетной модели к «прочим сетям») – коэффициент отнесения величины нагрузочных потерь электроэнергии в линии расчетной модели к сетям энергорайона участника оптового рынка, соответствующего ГТП потребления поставщика (коэффициент отнесения величины нагрузочных потерь электроэнергии в линии расчетной модели к «прочим сетям»), для линии [*nm*] в энергорайоне *R* для участника *i*.  Величина  определяется Системным оператором при проведении процедуры отнесения объектов электросетевого хозяйства участника оптового рынка к расчетной модели в соответствии с *Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |
| **4.2.7** | Доля расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях РСК по территории субъекта РФ в пределах ценовой зоны в суммарном плановом почасовом потреблении участников оптового рынка, отнесенном на отпуск из сетей РСК– доля расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях РСК по территории субъекта РФ *F* в пределах ценовой зоны в суммарном плановом почасовом потреблении участников оптового рынка, отнесенном на отпуск из сетей РСК. Величина определяется КО в соответствии с формулой:   * в случае если  ,то,• в ином случае ; где *i* – участник оптового рынка; *p*1 – ГТП потребления, не являющаяся ГТП потребления гарантирующего поставщика (за исключением ГТП потребления поставщика и ГТП потребления участников оптового рынка – потребителей НЦЗА или НЦЗК);*p*2 – ГТП потребления (за исключением ГТП потребления, не являющихся ГТП потребления гарантирующего поставщика, ГТП потребления поставщика и ГТП потребления участников оптового рынка – потребителей НЦЗА или НЦЗК); *p*3 – ГТП потребления поставщика; *s* – электростанция, в отношении которой на оптовом рынке зарегистрирована (-ы) ГТП потребления поставщика *p3*; *r* – региональная сетевая компания (территориальная сетевая организация);  *F –* субъект РФ в пределах ценовой зоны (в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон); *h* – час операционных суток. | Доля расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях РСК по территории субъекта РФ в пределах ценовой зоны в суммарном плановом почасовом потреблении участников оптового рынка, отнесенном на отпуск из сетей РСК– доля расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях РСК по территории субъекта РФ *F* в пределах ценовой зоны в суммарном плановом почасовом потреблении участников оптового рынка, отнесенном на отпуск из сетей РСК. Величина определяется КО в соответствии с формулой:   * в случае если  ,то,• в ином случае ; где *i* – участник оптового рынка; *p* – ГТП потребления (за исключением ГТП потребления поставщика и ГТП потребления участников оптового рынка – потребителей НЦЗА или НЦЗК); *r* – региональная сетевая компания (территориальная сетевая организация);  *F –* субъект РФ в пределах ценовой зоны (в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон); *h* – час операционных суток. |
| **4.2.8** | Плановый объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в сетях энергорайона участника оптового рынка, соответствующего либо ГТП потребления поставщика, либо ГТП потребления участника оптового рынка, не являющегося гарантирующим поставщиком (плановый объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в «прочих сетях») [МВт.ч] – плановый объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в сетях энергорайона участника оптового рынка, соответствующего либо ГТП потребления поставщика, либо ГТП потребления участника оптового рынка, не являющегося гарантирующим поставщиком (плановый объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в «прочих сетях»), в энергорайоне *R* для участника *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:  ,  где *i* – участник оптового рынка, не являющийся энергоснабжающей организацией (гарантирующим) поставщиком;  *R* – энергорайон участника оптового рынка;  *h* – час операционных суток. | Плановый объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в сетях энергорайона участника оптового рынка, соответствующего ГТП потребления поставщика (плановый объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в «прочих сетях») [МВт.ч] – плановый объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в сетях энергорайона участника оптового рынка, соответствующего ГТП потребления поставщика (плановый объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в «прочих сетях»), в энергорайоне *R* для участника *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *R* – энергорайон ГТП потребления поставщика;  *h* – час операционных суток. |
| **4.2.9** | Доля расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях энергорайонов участников оптового рынка, соответствующих либо ГТП потребления поставщика, либо ГТП потребления участника оптового рынка, не являющегося гарантирующим поставщиком, в ценовой зоне[[2]](#footnote-2) (доля расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в «прочих сетях» в ценовой зоне)– доля расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях энергорайонов участников оптового рынка, соответствующих либо ГТП потребления поставщика, либо ГТП потребления участника оптового рынка, не являющегося гарантирующим поставщиком (доля расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в «прочих сетях» в ценовой зоне), в ценовой зоне *z*.КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:, где *z* – ценовая зона;  *i1* – участник оптового рынка;  *R1* – энергорайон участника оптового рынка, соответствующий либо ГТП потребления поставщика, либо ГТП потребления участника оптового рынка, не являющегося энергоснабжающей организацией (гарантирующим поставщиком);  – множество субъектов РФ *F* в пределах ценовой зоны *z* (в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве субъекта РФ F используется указанный энергорайон), для которых выполнено следующее условие:  ,  *i* – участник оптового рынка; *p*1 – ГТП потребления, не являющаяся ГТП потребления гарантирующего поставщика (за исключением ГТП потребления поставщика и ГТП потребления участников оптового рынка – потребителей НЦЗА или НЦЗК);*p*2 – ГТП потребления (за исключением ГТП потребления, не являющихся ГТП потребления гарантирующего поставщика, ГТП потребления поставщика и ГТП потребления участников оптового рынка – потребителей НЦЗА или НЦЗК); *p3* – ГТП потребления поставщика; *s* – электростанция, в отношении которой на оптовом рынке зарегистрирована (-ы) ГТП потребления поставщика *p3*; *D* – регулируемый договор;  *r1* – ГТП экспорта; *s1* – сечение экспорта-импорта, к которому отнесена ГТП экспорта *r1* (за исключением транзитных сечений экспорта-импорта, соответствующих перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны)); *r* – региональная сетевая компания (территориальная сетевая организация); *h* – час операционных суток. | Объем нагрузочных потерь электрической энергии в сетях, включенных в ГТП потребления [МВт\*ч] - объем нагрузочных потерь электрической энергии в сетях, включенных в ГТП потребления *p* участника оптового рынка *i*, в час операционных суток *h*. КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  1. Для ГТП потребления типа «Нагрузка»:   .   1. Для ГТП потребления типа «Система» (за исключением ГТП потребления поставщика):   .   1. Для ГТП потребления поставщика типа «Система»:   ,  где *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления;  *R* – энергорайон ГТП потребления поставщика;  *r* – энергорайон региональной сетевой компании (территориальной сетевой организации), соответствующий энергорайону ГТП потребления *p*;  *h* – час операционных суток. |
| **4.2.14** | Доля расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК в субъекте РФ в пределах ценовой зоны, оплаченных участниками оптового рынка в полном плановом объеме потребления – доля расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК в субъекте РФ *F* в пределах ценовой зоны в час операционных суток *h*, оплаченных участниками оптового рынка в полном плановом объеме потребления. КО рассчитывает величину  по следующему алгоритму:   * в случае если , то   ;   * в ином случае ,   где  – субъект РФ в пределах ценовой зоны *z* (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  – множество субъектов РФ (включая объединения субъектов РФ) в пределах ценовой зоны *z*, для каждого из которых одновременно выполнены следующие условия:   * для данного субъекта РФ КО рассчитывает почасовые величины фактических отпусков электрической энергии (в сальдированном выражении) из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК 330 кВ и выше или сетям ФСК 220 кВ и ниже, в соответствии с п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); * хотя бы одна из величин  и  не равна нулю; * .    – суммарный за месяц объем фактического отпуска электрической энергии в сальдированном выражении из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК 330 кВ и выше за расчетный месяц (*m-2)*, рассчитанный по каждому субъекту Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон) в пределах соответствующей ценовой зоны в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);   – суммарный за месяц объем фактического отпуска электрической энергии в сальдированном выражении из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК 220 кВ и ниже за расчетный месяц (*m-2)*, рассчитанный по каждому субъекту Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон) в пределах соответствующей ценовой зоны в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – норматив потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «330 кВ и выше» в процентах от суммарного отпуска электрической энергии из сети «330 кВ и выше» по территории субъекта Российской Федерации *F* (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон), утвержденный Минэнерго России на месяц *m*;  – норматив потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «220 кВ и ниже» в процентах от суммарного отпуска электрической энергии из сети «220 кВ и ниже» по территории субъекта Российской Федерации *F* (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон), утвержденный Минэнерго России на месяц *m*. В случае если *F* соответствует объединению субъектов РФ, то норматив потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «220 кВ и ниже» в отношении объединения субъектов РФ *F* определяется как средневзвешенное со значениями суммарного отпуска электрической энергии из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК по уровню напряжения «220 кВ и ниже», значение нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «220 кВ и ниже» по территориям субъектов РФ, отнесенных к *F*. Указанные значения суммарного отпуска электрической энергии из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК по уровню напряжения «220 кВ и ниже», и нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «220 кВ и ниже» в отношении субъектов РФ утверждаются Минэнерго России.  *Примечание*. В случае если на момент проведения КО расчета стоимости покупки электрической энергии в целях компенсации потерь в отношении расчетного периода отсутствуют утвержденные нормативы потерь электроэнергии при ее передаче по ЕНЭС на текущий период регулирования, то при проведении указанного расчета в отношении соответствующего расчетного периода применяются нормативы, утвержденные приказом уполномоченных министерств Российской Федерации на предшествующий период регулирования. В случае отсутствия в отношении одного или более субъектов РФ утвержденного приказом уполномоченных министерств Российской Федерации на текущий и предшествующий период регулирования норматива при проведении указанного расчета соответствующая величина норматива принимается равной нулю;  *z* – ценовая зона;  *i* – участник оптового рынка;  *p*1 – ГТП потребления (за исключением ГТП потребления, не являющихся ГТП потребления гарантирующего поставщика, ГТП потребления поставщика и ГТП потребления участников оптового рынка – потребителей НЦЗА или НЦЗК);  *p*2 – ГТП потребления, не являющаяся ГТП потребления гарантирующего поставщика (за исключением ГТП потребления поставщика и ГТП потребления участников оптового рынка – потребителей НЦЗА или НЦЗК);  *p3* – ГТП потребления поставщика;  *s1* – электростанция, в отношении которой на оптовом рынке зарегистрирована (-ы) ГТП потребления поставщика *p3*;  *m* – расчетный период, к которому отнесен час операционных суток *h*;  *D* – регулируемый договор;  *r* – ГТП экспорта;  *s* – сечение экспорта-импорта, к которому отнесена ГТП экспорта *r* (за исключением транзитных сечений экспорта-импорта, соответствующих перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны)); *h* – час операционных суток. | Доля расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК в субъекте РФ в пределах ценовой зоны в полном плановом объеме потребления – доля расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК в субъекте РФ *F* в пределах ценовой зоны в полном плановом объеме потребления в час операционных суток *h*. КО рассчитывает величину  по следующему алгоритму:   * в случае если , то   ;   * в ином случае ,   где  – субъект РФ в пределах ценовой зоны *z* (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  – множество субъектов РФ (включая объединения субъектов РФ) в пределах ценовой зоны *z*, для каждого из которых одновременно выполнены следующие условия:   * для данного субъекта РФ КО рассчитывает почасовые величины фактических отпусков электрической энергии (в сальдированном выражении) из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК 330 кВ и выше или сетям ФСК 220 кВ и ниже, в соответствии с п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); * хотя бы одна из величин  и  не равна нулю; * .    – суммарный за месяц объем фактического отпуска электрической энергии в сальдированном выражении из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК 330 кВ и выше за расчетный месяц (*m-2)*, рассчитанный по каждому субъекту Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон) в пределах соответствующей ценовой зоны в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);   – суммарный за месяц объем фактического отпуска электрической энергии в сальдированном выражении из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК 220 кВ и ниже за расчетный месяц (*m-2)*, рассчитанный по каждому субъекту Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон) в пределах соответствующей ценовой зоны в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – норматив потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «330 кВ и выше» в процентах от суммарного отпуска электрической энергии из сети «330 кВ и выше» по территории субъекта Российской Федерации *F* (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон), утвержденный Минэнерго России на месяц *m*;  – норматив потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «220 кВ и ниже» в процентах от суммарного отпуска электрической энергии из сети «220 кВ и ниже» по территории субъекта Российской Федерации *F* (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон), утвержденный Минэнерго России на месяц *m*. В случае если *F* соответствует объединению субъектов РФ, то норматив потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «220 кВ и ниже» в отношении объединения субъектов РФ *F* определяется как средневзвешенное со значениями суммарного отпуска электрической энергии из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК по уровню напряжения «220 кВ и ниже», значение нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «220 кВ и ниже» по территориям субъектов РФ, отнесенных к *F*. Указанные значения суммарного отпуска электрической энергии из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК по уровню напряжения «220 кВ и ниже», и нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «220 кВ и ниже» в отношении субъектов РФ утверждаются Минэнерго России.  *Примечание*. В случае если на момент проведения КО расчета отсутствуют утвержденные нормативы потерь электроэнергии при ее передаче по ЕНЭС на текущий период регулирования, то при проведении указанного расчета в отношении соответствующего расчетного периода применяются нормативы, утвержденные приказом уполномоченных министерств Российской Федерации на предшествующий период регулирования. В случае отсутствия в отношении одного или более субъектов РФ утвержденного приказом уполномоченных министерств Российской Федерации на текущий и предшествующий период регулирования норматива при проведении указанного расчета соответствующая величина норматива принимается равной нулю;  *z* – ценовая зона;  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления (за исключением ГТП потребления поставщика и ГТП потребления участников оптового рынка – потребителей НЦЗА или НЦЗК);  *m* – расчетный период, к которому отнесен час операционных суток *h*;  *D* – регулируемый договор;  *r* – ГТП экспорта;  *s* – сечение экспорта-импорта, к которому отнесена ГТП экспорта *r* (за исключением транзитных сечений экспорта-импорта, соответствующих перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны)); *h* – час операционных суток. |
| **4.2.15** | Доля расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях, оплаченных участником оптового рынка в ГТП потребления в полном плановом объеме потребления в ГТП потребления (экспорта) – доля расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях, оплаченных участником оптового рынка относительно ГТП потребления в полном плановом объеме потребления в ГТП потребления (экспорта).  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:   1. для ГТП экспорта (за исключением ГТП экспорта, зарегистрированных на транзитных сечениях экспорта-импорта, соответствующих перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны)):   ;   1. для ГТП экспорта, зарегистрированных на транзитных сечениях экспорта-импорта, соответствующих перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны), а также для ГТП потребления участника оптового рынка – потребителя неценовой зоны:   ;   1. для ГТП потребления (за исключением ГТП потребления участника оптового рынка – потребителя неценовой зоны):   ,  где *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления (экспорта), отнесенная к субъекту РФ *F*;  *r* – региональная сетевая компания (территориальная сетевая организация), к электрическим сетям которой отнесена ГТП потребления *p* участника оптового рынка *i*;  *s* – сечение экспорта-импорта, к которому отнесена ГТП экспорта *p*;  *F –* субъект РФ в пределах ценовой зоны *z* (в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  *z* – ценовая зона; *h* – час операционных суток. | Доля расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях в полном плановом объеме потребления в ГТП потребления (экспорта) – доля расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях в полном плановом объеме потребления в ГТП потребления (экспорта) *p* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:   1. для ГТП экспорта (за исключением ГТП экспорта, зарегистрированных на транзитных сечениях экспорта-импорта, соответствующих перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны)):   ;   1. для ГТП экспорта, зарегистрированных на транзитных сечениях экспорта-импорта, соответствующих перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны), а также для ГТП потребления поставщика и ГТП потребления участника оптового рынка – потребителя неценовой зоны:   ;   1. для ГТП потребления (за исключением ГТП потребления участника оптового рынка – потребителя неценовой зоны):   ,  где *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления (экспорта), отнесенная к субъекту РФ *F*;  *r* – региональная сетевая компания (территориальная сетевая организация), к электрическим сетям которой отнесена ГТП потребления *p* участника оптового рынка *i*;  *s* – сечение экспорта-импорта, к которому отнесена ГТП экспорта *p*;  *F –* субъект РФ в пределах ценовой зоны *z* (в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  *z* – ценовая зона; *h* – час операционных суток. |
| **4.2.16** | Объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, оплаченный участником оптового рынка в ГТП потребления [МВт.ч] – объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, оплаченный участником оптового рынка *i* в ГТП потребления (экспорта) *p* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:   1. Для ГТП потребления (за исключением ГТП потребления поставщика) участника оптового рынка, функционирующего на территории ценовой зоны:    1. для ГТП потребления, не являющихся ГТП потребления гарантирующего поставщика:   ;   * 1. для прочих ГТП потребления:   .   1. Для ГТП потребления поставщика:   .   1. Для ГТП экспорта (за исключением ГТП экспорта, зарегистрированных на транзитных сечениях экспорта-импорта, соответствующих перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны)):   .   1. Для ГТП потребления участника оптового рынка, функционирующего на территории неценовой зоны:   .   1. Для ГТП экспорта, зарегистрированных на транзитных сечениях экспорта-импорта, соответствующих перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны):   ,  где *z* – ценовая зона;  *F –* субъект РФ в пределах ценовой зоны (в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления участника *i*, отнесенная к субъекту РФ *F*;  *r* – ГТП экспорта, отнесенная к субъекту РФ *F*;  *D* – регулируемый договор; *s* – сечение экспорта-импорта, к которому отнесена ГТП экспорта *r*;– максимально допустимая величина месячного расхода электроэнергии на собственные нужды генерации для электростанции участника оптового рынка, в отношении которой на оптовом рынке зарегистрирована (-ы) ГТП генерации, определенная в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); *s1* – электростанция, в отношении которой на оптовом рынке зарегистрирована (-ы) ГТП потребления поставщика *p*;  *m* – рассматриваемый расчетный период;  – фактическое количество часов в месяце *m*; *h* – час операционных суток. | Объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, отнесенный на ГТП потребления [МВт.ч] – объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, отнесенный на ГТП потребления (экспорта) *p* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:   1. Для ГТП потребления участника оптового рынка, функционирующего на территории ценовой зоны:   ;   1. Для ГТП экспорта (за исключением ГТП экспорта, зарегистрированных на транзитных сечениях экспорта-импорта, соответствующих перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны)):   .   1. Для ГТП потребления поставщика и ГТП потребления участника оптового рынка, функционирующего на территории неценовой зоны:   .   1. Для ГТП экспорта, зарегистрированных на транзитных сечениях экспорта-импорта, соответствующих перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны):   ,  где *z* – ценовая зона;  *F –* субъект РФ в пределах ценовой зоны (в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления участника *i*, отнесенная к субъекту РФ *F*;  *r* – ГТП экспорта, отнесенная к субъекту РФ *F*;  *D* – регулируемый договор; *s* – сечение экспорта-импорта, к которому отнесена ГТП экспорта *r*; *m* – рассматриваемый расчетный период; *h* – час операционных суток. |
| **4.2.17** | Объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях РСК, оплаченный участником оптового рынка в ГТП потребления [МВт∙ч] – объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях РСК, оплаченный участником оптового рынка *i* в ГТП потребления *p* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:   * для участника оптового рынка, заключившего договор на передачу с РСК *r*:   а) для ГТП потребления, не являющихся ГТП потребления гарантирующего поставщика:  ;  б) для прочих ГТП потребления:  ;   * для ГТП потребления поставщика:   ;   * для участника оптового рынка – потребителя неценовой зоны, для ГТП экспорта:   ,  где *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления, отнесенная к субъекту РФ *F*;  *r* – региональная сетевая компания (территориальная сетевая организация);  *F –* субъект РФ в пределах ценовой зоны (в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон); – максимально допустимая величина месячного расхода электроэнергии на собственные нужды генерации для электростанции участника оптового рынка, в отношении которой на оптовом рынке зарегистрирована (-ы) ГТП генерации, определенная в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); *s* – электростанция, в отношении которой на оптовом рынке зарегистрирована (-ы) ГТП потребления поставщика *p*;  *m* – рассматриваемый расчетный период;  – фактическое количество часов в месяце *m*; *h* – час операционных суток. | Объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях РСК, отнесенный на ГТП потребления [МВт∙ч] – объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях РСК, отнесенный на ГТП потребления *p* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:   * для участника оптового рынка, заключившего договор на передачу с РСК *r*:   ;   * для участника оптового рынка – потребителя неценовой зоны, для ГТП экспорта, а также для ГТП потребления поставщика:   ,  где *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления, отнесенная к субъекту РФ *F*;  *r* – региональная сетевая компания (территориальная сетевая организация);  *F –* субъект РФ в пределах ценовой зоны (в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон); *h* – час операционных суток. |
| **4.2.18** | Объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях в энергорайонах участников оптового рынка, соответствующих либо ГТП потребления поставщика, либо ГТП потребления участников оптового рынка, не являющихся гарантирующими поставщиками, оплаченный участником оптового рынка в отношении ГТП потребления (объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в «прочих сетях», оплаченный участником оптового рынка в отношении ГТП потребления) [МВ∙ч] – объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях в энергорайонах участников оптового рынка, соответствующих либо ГТП потребления поставщика, либо ГТП потребления участников оптового рынка, не являющихся гарантирующими поставщиками (объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в «прочих сетях», оплаченный участником оптового рынка в отношении ГТП потребления), оплаченный участником оптового рынка *i* относительно ГТП потребления (экспорта) *p*, в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:   1. Для ГТП потребления (за исключением ГТП потребления поставщика) участника оптового рынка, функционирующего на территории ценовой зоны:   а) для ГТП потребления, не являющихся ГТП потребления гарантирующего поставщика:  ;  б) для прочих ГТП потребления:  .   1. Для ГТП потребления поставщика:   .   1. Для ГТП экспорта (за исключением ГТП экспорта, зарегистрированных на транзитных сечениях экспорта-импорта, соответствующих перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны)):   .   1. Для ГТП потребления участника оптового рынка – потребителя неценовой зоны:   .   1. Для ГТП экспорта, зарегистрированных на транзитных сечениях экспорта-импорта, соответствующих перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны):   ,  где *z* – ценовая зона;  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления;  *r* – ГТП экспорта;  *D* – регулируемый договор;  *s* – сечение экспорта-импорта, к которому отнесена ГТП экспорта *r*;  – максимально допустимая величина месячного расхода электроэнергии на собственные нужды генерации для электростанции участника оптового рынка, в отношении которой на оптовом рынке зарегистрирована (-ы) ГТП генерации, определенная в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); *s1* – электростанция, в отношении которой на оптовом рынке зарегистрирована (-ы) ГТП потребления поставщика *p*;  *m* – рассматриваемый расчетный период;  – фактическое количество часов в месяце *m*;  *h* – час операционных суток. | Объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях в энергорайонах участников оптового рынка, соответствующих ГТП потребления поставщика, отнесенный на ГТП потребления (объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в «прочих сетях», отнесенный на ГТП потребления) [МВ∙ч] – объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях в энергорайонах участников оптового рынка, соответствующих ГТП потребления поставщика (объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в «прочих сетях»), отнесенный на ГТП потребления (экспорта) *p*, в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:   1. Для ГТП потребления поставщика:   ;   1. Для прочих ГТП потребления и ГТП экспорта:   ,  где *i* – участник оптового рынка;  *R –* энергорайон ГТП потребления поставщика *p*;  *p* – ГТП потребления (экспорта);  *h* – час операционных суток. |
| **4.2.19** | Объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях, оплаченный участником оптового рынка относительно ГТП потребления [МВт.ч] – объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях, оплаченный участником оптового рынка *i* относительно ГТП потребления (экспорта) *p*, в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления (экспорта) участника *i*;  *p* – для участника оптового рынка – потребителя электрической энергии НЦЗА или НЦЗК соотносится с перетоком в ограничивающем сечении НЦЗА или НЦЗК соответственно; *h* – час операционных суток. | Объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях, отнесенный на ГТП потребления [МВт.ч] – объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях, отнесенный на ГТП потребления (экспорта) *p*, в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления (экспорта) участника *i*;  *p* – для участника оптового рынка – потребителя электрической энергии НЦЗА или НЦЗК соотносится с перетоком в ограничивающем сечении НЦЗА или НЦЗК соответственно; *h* – час операционных суток. |
| **4.2.20** | Объем планового перетока электроэнергии, ориентированного в сторону экспорта (исходящего), для линии расчетной модели, входящей в сечение экспорта-импорта  [МВт.ч] – объем планового перетока электроэнергии, ориентированного в сторону экспорта (исходящего), для линии расчетной модели *l*, входящей в сечение экспорта-импорта, в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  при проведении процедуры конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)*.*  Указанная величина определяется в целях формирования стоимости объемов расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях, подлежащей вычету из оплаты услуг по передаче, для ГТП экспорта, расположенных на границе двух и более субъектов РФ. | Объем планового перетока электроэнергии, ориентированного в сторону экспорта (исходящего), для линии расчетной модели, входящей в сечение экспорта-импорта  [МВт.ч] – объем планового перетока электроэнергии, ориентированного в сторону экспорта (исходящего), для линии расчетной модели *l*, входящей в сечение экспорта-импорта, в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  при проведении процедуры конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)*.* |
| **4.2.21** | Весовой коэффициент экспортных перетоков по линиям электропередачи субъекта РФ  – весовой коэффициент экспортных перетоков по линиям электропередачи субъекта РФ *F* (в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон) для сечения экспорта-импорта *s* в час *h*, рассчитанный в соответствии с формулой:   * если, то   ;   * в ином случае ,   где *N* – число субъектов РФ *f* (в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *f* используется указанный энергорайон), на границе территории которых расположено сечение экспорта-импорта *s*;  *S(f)* – совокупностьлиний электропередачи, проходящих по территории субъекта РФ *f* (в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *f* используется указанный энергорайон) и входящих в сечение экспорта-импорта *s*;  *SF* – совокупностьлиний электропередачи, проходящих по территории субъекта РФ *F* (в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон), в отношении которого рассчитывается весовой коэффициент , и входящих в сечение экспорта-импорта *s*;  – объем планового перетока электроэнергии, ориентированного в сторону экспорта (исходящего), для линии расчетной модели *l*, входящей в сечение экспорта-импорта, в час операционных суток *h*, определяемый в соответствии с п. 4.2.20 настоящего регламента.  Указанная величина определяется в целях формирования стоимости объемов расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях, подлежащей вычету из оплаты услуг по передаче, для ГТП экспорта, расположенных на границе двух и более субъектов РФ.  Отнесение линии электропередачи, входящей в сечение экспорта-импорта, на котором зарегистрирована данная ГТП экспорта, к субъекту РФ (к объединению субъектов РФ – в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону) производится на основании данных актуализированной расчетной модели о местонахождении ближайшего к государственной границе РФ узла расчетной модели, относящегося к этой линии и находящегося на территории РФ. | Весовой коэффициент экспортных перетоков по линиям электропередачи субъекта РФ  – весовой коэффициент экспортных перетоков по линиям электропередачи субъекта РФ *F* (в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон) для сечения экспорта-импорта *s* в час *h*, рассчитанный в соответствии с формулой:   * если, то   ;   * в ином случае ,   где *N* – число субъектов РФ *f* (в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *f* используется указанный энергорайон), на границе территории которых расположено сечение экспорта-импорта *s*;  *S(f)* – совокупностьлиний электропередачи, проходящих по территории субъекта РФ *f* (в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *f* используется указанный энергорайон) и входящих в сечение экспорта-импорта *s*;  *SF* – совокупностьлиний электропередачи, проходящих по территории субъекта РФ *F* (в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон), в отношении которого рассчитывается весовой коэффициент , и входящих в сечение экспорта-импорта *s*;  – объем планового перетока электроэнергии, ориентированного в сторону экспорта (исходящего), для линии расчетной модели *l*, входящей в сечение экспорта-импорта, в час операционных суток *h*, определяемый в соответствии с п. 4.2.20 настоящего регламента.  Отнесение линии электропередачи, входящей в сечение экспорта-импорта, на котором зарегистрирована данная ГТП экспорта, к субъекту РФ (к объединению субъектов РФ – в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону) производится на основании данных актуализированной расчетной модели о местонахождении ближайшего к государственной границе РФ узла расчетной модели, относящегося к этой линии и находящегося на территории РФ. |
| **4.2.22** | Объемы расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях, оплаченные участником оптового рынка в отношении экспортных поставок электроэнергии в ГТП экспорта а) [МВт∙ч] – объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, оплаченный участником оптового рынка *i* в отношении экспортных поставок электроэнергии в ГТП экспорта *r*, в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:   * для ГТП экспорта, зарегистрированных на транзитных сечениях экспорта-импорта, соответствующих перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны):   ;   * для прочих ГТП экспорта:   ;  б)  [МВт∙ч] – объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях в энергорайонах участников оптового рынка, соответствующих либо ГТП потребления поставщика, либо ГТП потребления участников оптового рынка, не являющихся гарантирующими поставщиками (объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в «прочих сетях»), оплаченный участником оптового рынка *i* в отношении экспортных поставок электроэнергии в ГТП экспорта *r*, в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:   * для ГТП экспорта, зарегистрированных на транзитных сечениях экспорта-импорта, соответствующих перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны):   ;   * для прочих ГТП экспорта:   ;  в)  [МВт∙ч] – суммарный объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях, оплаченный участником оптового рынка *i* в отношении экспортных поставок электроэнергии в ГТП экспорта *r*, в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *s* – сечение экспорта-импорта, к которому отнесена ГТП экспорта *r*;  *r* – ГТП экспорта;  *D* – регулируемый договор; *h* – час операционных суток. | Объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК в субъекте РФ, отнесенный на ГТП потребления и ГТП экспорта  [МВт∙ч] – объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК в субъекте РФ *F*, отнесенный на ГТП потребления и ГТП экспорта, в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  ,  где *F –* субъект РФ в пределах ценовой зоны (в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления; *s* – сечение экспорта-импорта, к которому отнесена ГТП экспорта *r*; *h* – час операционных суток. |
| **4.2.23** | Объемы расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях, оплаченные участником оптового рынка в отношении суммарных объемов межгосударственной передачи электроэнергии, осуществляемой через ГТП экспорта а)  [МВт∙ч] – объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, оплаченный участником оптового рынка *i* в отношении суммарных объемов межгосударственной передачи электроэнергии, осуществляемой через ГТП экспорта *r*, в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  ;  б)  [МВт∙ч] – объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях в энергорайонах участников оптового рынка, соответствующих либо ГТП потребления поставщика, либо ГТП потребления участников оптового рынка, не являющихся гарантирующими поставщиками (объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в «прочих сетях»), оплаченный участником оптового рынка *i* в отношении суммарных объемов межгосударственной передачи электроэнергии, осуществляемой через ГТП экспорта *r* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  ;  в)  [МВт∙ч] – суммарный объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях, оплаченный участником оптового рынка *i* в отношении суммарных объемов межгосударственной передачи электроэнергии, осуществляемой через ГТП экспорта *r* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *r* – ГТП экспорта;  *h* – час операционных суток. | Удалить пункт |
| **4.2.24** | Объемы расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, оплаченные участником оптового рынка в ГТП экспорта и отнесенные к субъекту РФ  [МВт∙ч] – объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, оплаченный участником оптового рынка *i* в отношении экспортных поставок электроэнергиив ГТП экспорта *r* в час операционных суток *h* и отнесенный к субъекту РФ *F*.  [МВт∙ч] – объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, оплаченный участником оптового рынка *i* в отношении суммарных объемов межгосударственной передачи электрической энергии в ГТП экспорта *r* в час операционных суток *h* и отнесенный к субъекту РФ *F*.  КО рассчитывает величины  и  в соответствии с формулами:   * для ГТП экспорта, зарегистрированных на транзитных сечениях экспорта-импорта, соответствующих перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны):   и ;   * для прочих ГТП экспорта:   ;  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *r* – ГТП экспорта, отнесенная к ценовой зоне *z*;;  *s* – сечение экспорта-импорта, к которому отнесена ГТП экспорта *r*;  *F* –субъект РФ в пределах ценовой зоны *z* (в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  *h* – час операционных суток;  *z* – ценовая зона. | Удалить пункт |
| **4.3** | **Добавить пункт** | 4.3. Расчет стоимости нагрузочных потерь, учтенных в равновесных ценах на электрическую энергию4.3.1. Стоимость расчетных нагрузочных потерь электрической энергии, учтенных в равновесных ценах на электрическую энергию в ГТП потребления (экспорта) [руб.] – стоимость расчетных нагрузочных потерь электрической энергии, учтенных в равновесных ценах на электрическую энергию в ГТП потребления (экспорта) *p* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  В случае если рассматриваемый час операционных суток *h* не отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне:   1. Для ГТП потребления участника оптового рынка, функционирующего на территории ценовой зоны:  * если , то   ;   * иначе ;  1. Для ГТП экспорта (за исключением ГТП экспорта, зарегистрированных на транзитных сечениях экспорта-импорта, соответствующих перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны)):  * если , то   ,   * иначе ;  1. Для ГТП потребления участника оптового рынка, функционирующего на территории неценовой зоны:   ;   1. Для ГТП экспорта, зарегистрированных на транзитных сечениях экспорта-импорта, соответствующих перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны):   .  В случае если рассматриваемый час операционных суток *h* отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне, то для всех ГТП потребления (экспорта), отнесенных к данной ценовой зоне:  ,  где *z* – ценовая зона;  *i* – участник оптового рынка;  *F –*субъект РФ в пределах ценовой зоны *z* (в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  *s* – сечение экспорта-импорта, к которому отнесена ГТП экспорта *p*;  *p* – ГТП потребления (экспорта);  *h* – час операционных суток. 4.3.2. Стоимость расчетных нагрузочных потерь электрической энергии, учтенных в равновесных ценах на электрическую энергию в отношении суммарных объемов межгосударственной передачи электрической энергии в ГТП экспорта [руб.] – стоимость расчетных нагрузочных потерь электрической энергии, учтенных в равновесных ценах на электрическую энергию вотношении суммарных объемов межгосударственной передачи электрической энергииГТП экспорта *p* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:   * если , то   ,   * иначе ,   где *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП экспорта;  *h* – час операционных суток. |
| **5.4.1** | В случае если рассматриваемый час операционных суток *h* не отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне, КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:. | В случае если рассматриваемый час операционных суток *h* не отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне, КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:. |
| **5.6.2** | Объем электроэнергии, покупаемый участниками оптового рынка в данном субъекте РФ на рынке на сутки вперед по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в период действия государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне [МВт•ч] – объем электроэнергии, покупаемый участниками оптового рынка в субъекте РФ *F* на рынке на сутки вперед по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в период действия государственного регулирования цен (тарифов) в ценовой зоне *z*, в случае если рассматриваемый час операционных суток *h* отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне.  КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:  ,  где  определяется КО следующим образом:   * в случае если *p* является ГТП потребления поставщика,; * для иных ГТП потребления:   если ГТП потребления *p* отнесена только к одному субъекту РФ *F*, то  ;  если ГТП потребления *p* отнесена более чем к одному субъекту РФ *F*, то  – если, то;  – если, то,  где – объем электроэнергии, запланированный к покупке покупателем в ГТП потребления, в ГТП потребления *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*;  *p* – ГТП потребления;  *z* – ценовая зона оптового рынка;  – количество субъектов РФ, к которым отнесена ГТП потребления *p*;  *d* – свободный двусторонний договор купли-продажи электроэнергии, принятый КО к учету, в котором в качестве ГТП покупателя указана ГТП, отнесенная к ценовой зоне оптового рынка *z*;  *h* – час операционных суток;  *F* – субъект РФ; в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон;  – объемы потребления ГТП потребления *p*, относящейся к субъекту Российской Федерации *F*, учтенные в плановом балансе производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам оптового рынка на 2007 год, утвержденном Федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий за минимальный из периодов планирования; определяется КО следующим образом: если ГТП экспорта *r* отнесена только к одному субъекту РФ *F*, то  ;  в случае если ГТП экспорта *r* отнесена более чем к одному субъекту РФ *F*, то  ;  [МВт.ч] – объем электроэнергии, запланированный к покупке участником оптового рынка в ГТП экспорта, в ГТП экспорта *r* участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*; [МВт∙ч] – суммарный объем покупки электрической энергии в целях компенсации потерь в отношении субъекта Российской Федерации у участников оптового рынка по договорам комиссии на продажу электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в отношении субъекта Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны *z* в час операционных суток *h*;  *r* – ГТП экспорта (за исключением ГТП экспорта, зарегистрированных на сечениях экспорта-импорта, соответствующих перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны);  – количество субъектов РФ в ценовой зоне *z*, к которым отнесена ГТП экспорта *r*. Отнесение ГТП экспорта к субъекту РФ производится на основании данных актуализированной расчетной модели о местонахождении ближайшего к государственной границе РФ находящегося на территории РФ узла расчетной модели, относящегося к соответствующей линии электропередачи, входящей в сечение экспорта-импорта, на котором зарегистрирована данная ГТП экспорта, при условии, что актуальное состояние данной линии является включенное состояние. В случае если актуальное состояние каждой из линий электропередачи, входящей в сечение экспорта-импорта, на котором зарегистрирована данная ГТП экспорта, является выключенное состояние, то  определяется равным количеству субъектов Российской Федерации в пределах данной ценовой зоны *z*, к которым отнесены указанные линии. | Объем электроэнергии, покупаемый участниками оптового рынка в данном субъекте РФ на рынке на сутки вперед по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в период действия государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне [МВт•ч] – объем электроэнергии, покупаемый участниками оптового рынка в субъекте РФ *F* на рынке на сутки вперед по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в период действия государственного регулирования цен (тарифов) в ценовой зоне *z*, в случае если рассматриваемый час операционных суток *h* отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне.  КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:  ,  где  определяется КО следующим образом:   * в случае если *p* является ГТП потребления поставщика,; * для иных ГТП потребления:   если ГТП потребления *p* отнесена только к одному субъекту РФ *F*, то  ;  если ГТП потребления *p* отнесена более чем к одному субъекту РФ *F*, то  – если, то;  – если, то,  где – объем электроэнергии, купленный покупателем в ГТП потребления *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*;  *p* – ГТП потребления;  *z* – ценовая зона оптового рынка;  – количество субъектов РФ, к которым отнесена ГТП потребления *p*;  *d* – свободный двусторонний договор купли-продажи электроэнергии, принятый КО к учету, в котором в качестве ГТП покупателя указана ГТП, отнесенная к ценовой зоне оптового рынка *z*;  *h* – час операционных суток;  *F* – субъект РФ; в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон;  – объемы потребления ГТП потребления *p*, относящейся к субъекту Российской Федерации *F*, учтенные в плановом балансе производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам оптового рынка на 2007 год, утвержденном Федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий за минимальный из периодов планирования; определяется КО следующим образом: если ГТП экспорта *r* отнесена только к одному субъекту РФ *F*, то  ;  в случае если ГТП экспорта *r* отнесена более чем к одному субъекту РФ *F*, то  ;  [МВт.ч] – объем электроэнергии, запланированный к покупке участником оптового рынка в ГТП экспорта, в ГТП экспорта *r* участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*; [МВт∙ч] – суммарный объем покупки электрической энергии в целях компенсации потерь в отношении субъекта Российской Федерации у участников оптового рынка по договорам комиссии на продажу электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в отношении субъекта Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны *z* в час операционных суток *h*;  *r* – ГТП экспорта (за исключением ГТП экспорта, зарегистрированных на сечениях экспорта-импорта, соответствующих перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны);  – количество субъектов РФ в ценовой зоне *z*, к которым отнесена ГТП экспорта *r*. Отнесение ГТП экспорта к субъекту РФ производится на основании данных актуализированной расчетной модели о местонахождении ближайшего к государственной границе РФ находящегося на территории РФ узла расчетной модели, относящегося к соответствующей линии электропередачи, входящей в сечение экспорта-импорта, на котором зарегистрирована данная ГТП экспорта, при условии, что актуальное состояние данной линии является включенное состояние. В случае если актуальное состояние каждой из линий электропередачи, входящей в сечение экспорта-импорта, на котором зарегистрирована данная ГТП экспорта, является выключенное состояние, то  определяется равным количеству субъектов Российской Федерации в пределах данной ценовой зоны *z*, к которым отнесены указанные линии. |
| **6.1.2** | Доля предварительных нагрузочных потерь по регулируемому договору − доля предварительных нагрузочных потерь по регулируемому договору.  1. Для регулируемых договоров и объемов поставки электрической энергии, включенных в сводный прогнозный баланс ФСТ, на покрытие собственного потребления участника оптового рынка, за исключением регулируемых договоров и объемов на покрытие собственного потребления в ГТП потребления поставщиков и ГТП потребления участников, являющихся смежными с зарегистрированными на ОРЭМ за указанным участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрированы ГТП потребления поставщика:  КО определяет величину в соответствии с формулой:  .  2. Для регулируемых договоров и объемов на покрытие собственного потребления в ГТП потребления поставщиков и ГТП потребления участников, являющихся смежными с зарегистрированными на ОРЭМ за указанным участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрированы ГТП потребления поставщика:  КО определяет величину  в соответствии с *Регламентом регистрации регулируемых договоров купли-продажи электроэнергии и мощности и договоров комиссии на продажу электроэнергии и мощности* (Приложение № 6.2 *к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*. | Удалить пункт с удалением нумерации пункта 6.1.1 |
| **6.2.1** | Договорный объем потребляемой электроэнергии по регулируемому договору в ГТП потребления (ГТП экспорта) покупателя электрической энергии и мощности [МВт∙ч] – договорный объем покупки электроэнергии по регулируемому договору в ГТП потребления (ГТП экспорта), по регулируемому договору *D* в ГТП потребления (ГТП экспорта) *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *D* – регулируемый договор;  *p* – ГТП потребления (экспорта); *h* – час операционных суток. | Договорный объем потребляемой электроэнергии по регулируемому договору в ГТП потребления (ГТП экспорта) покупателя электрической энергии и мощности [МВт∙ч] – договорный объем покупки электроэнергии по регулируемому договору в ГТП потребления (ГТП экспорта), по регулируемому договору *D* в ГТП потребления (ГТП экспорта) *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *D* – регулируемый договор;  *p* – ГТП потребления (экспорта); *h* – час операционных суток. |
| **6.2.2** | Объем потребляемой электроэнергии по регулируемому договору в ГТП потребления участников, являющихся смежными с зарегистрированными на ОРЭМ за указанным участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрированы ГТП потребления поставщика, объем покупки которого не включает 3% потерь [МВт.ч] – объем потребляемой электроэнергии по регулируемому договору в ГТП потребления участников, являющихся смежными с зарегистрированными на ОРЭМ за указанным участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрированы ГТП потребления поставщика, объем покупки которого не включает 3% потерь, в ГТП потребления *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  .  [МВт.ч] – объем потребляемой электроэнергии по регулируемому договору в ГТП потребления участников, являющихся смежными с зарегистрированными на ОРЭМ за указанным участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрированы ГТП потребления поставщика, объем покупки которого включает 3% потерь, в ГТП потребления *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  , где *p* – ГТП потребления участника *i*, являющаяся смежной с зарегистрированными на ОРЭМ за указанным участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрированы ГТП потребления поставщика. | **Удалить пункт** |
| **6.2.3** | 6.2.3. Договорный объем электроэнергии, включенный в полный плановый объем потребления в ГТП потребления (ГТП экспорта) [МВт.ч] –договорный объем электроэнергии, включенный в полный плановый объем потребления в ГТП потребления (ГТП экспорта), по регулируемому договору *D* в ГТП потребления (ГТП экспорта) *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  1. Для участника оптового рынка – покупателя электрической энергии и мощности:  если,  то,  иначе.  2. Для участника оптового рынка – поставщика электрической энергии и мощности – в отношении ГТП потребления поставщика величина .  3. Для участника оптового рынка – энергоснабжающей организации (гарантирующего поставщика) – в отношении ГТП потребления участника, являющейся смежной с зарегистрированными на ОРЭМ за указанным участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрированы ГТП потребления поставщика:  ,  то ,  ,  ,  иначе  ,  где  ,  .  4. Для участника оптового рынка, осуществляющего экспортно-импортные операции, в отношении ГТП экспорта:  если ,  то ,  иначе ,  где *i* – участник оптового рынка;  *D* – регулируемый договор;  *D1* – регулируемые договоры;  *p* – ГТП потребления (экспорта); *h* – час операционных суток. | 6.2.2. Договорный объем электроэнергии, включенный в полный плановый объем потребления в ГТП потребления (ГТП экспорта) [МВт.ч] –договорный объем электроэнергии, включенный в полный плановый объем потребления в ГТП потребления (ГТП экспорта), по регулируемому договору *D* в ГТП потребления (ГТП экспорта) *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  1. Для участника оптового рынка – покупателя электрической энергии и мощности:  если,  то,  иначе.  2. Для участника оптового рынка – поставщика электрической энергии и мощности – в отношении ГТП потребления поставщика величина .  3. Для участника оптового рынка, осуществляющего экспортно-импортные операции, в отношении ГТП экспорта:  если ,  то ,  иначе ,  где *i* – участник оптового рынка;  *D* – регулируемый договор;  *D1* – регулируемые договоры;  *p* – ГТП потребления (экспорта); *h* – час операционных суток. |
| **8.3.5** | Объем электроэнергии, купленный покупателем [МВт∙ч] – объем электроэнергии, купленный покупателем, в ГТП потребления *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:   1. Для участника оптового рынка – покупателя электрической энергии и мощности:   .   1. Для участника оптового рынка – потребителя электрической энергии НЦЗА или НЦЗК:   .  3. Для участника оптового рынка ― покупателя электрической энергии в отношении внезонального энергорайона (ВЭ), отнесенного к неценовой зоне Дальнего Востока и работающего синхронно со второй ценовой зоной:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления;  *p*1 – для участника оптового рынка – потребителя электрической энергии НЦЗА или НЦЗК соотносится с перетоком в ограничивающем сечении НЦЗА или НЦЗК соответственно или ГТП потребления покупателя оптового рынка неценовой зоны Дальнего Востока, включающая в себя ВЭ, работающий синхронно со второй ценовой зоной;  *h* – час операционных суток.  4. Для участника оптового рынка – поставщика электрической энергии и мощности в ГТП потребления поставщика:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  p2 – ГТП потребления поставщика; – максимально допустимая величина месячного расхода электроэнергии на собственные нужды генерации для электростанции участника оптового рынка, в отношении которой на оптовом рынке зарегистрирована (-ы) ГТП генерации, определенная в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); *s* – электростанция, в отношении которой на оптовом рынке зарегистрирована (-ы) ГТП потребления поставщика p2;  *m* – рассматриваемый расчетный период;  – фактическое количество часов в месяце *m*;  *h* – час операционных суток;  [МВт∙ч] – объем экспортных поставок электроэнергии, купленный покупателем, в ГТП экспорта *r* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой: . [МВт∙ч] – суммарный объем межгосударственной передачи электроэнергии, купленный покупателем, в ГТП экспорта *r* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой: , где *s* – сечение экспорта/импорта, к которому отнесена ГТП экспорта *r*;  *i* – участник оптового рынка;  *D* – регулируемый договор;  *r* – ГТП экспорта;  *h* – час операционных суток.  5. Для участника оптового рынка в отношении ГТП потребления, соответствующей изолированному энергорайону, отнесенному ко второй ценовой зоне и работающему изолированно (несинхронно) со второй ценовой зоной, но синхронно с неценовой зоной Дальнего Востока:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *p3* – ГТП потребления, соответствующая изолированному энергорайону, отнесенному ко второй ценовой зоне и работающему изолированно (несинхронно) со второй ценовой зоной, но синхронно с неценовой зоной Дальнего Востока; *h* – час операционных суток. | Объем электроэнергии, купленный покупателем [МВт∙ч] – объем электроэнергии, купленный покупателем, в ГТП потребления *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:   1. Для участника оптового рынка – покупателя электрической энергии и мощности:   .   1. Для участника оптового рынка – потребителя электрической энергии НЦЗА или НЦЗК:   .  3. Для участника оптового рынка ― покупателя электрической энергии в отношении внезонального энергорайона (ВЭ), отнесенного к неценовой зоне Дальнего Востока и работающего синхронно со второй ценовой зоной:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления;  *p*1 – для участника оптового рынка – потребителя электрической энергии НЦЗА или НЦЗК соотносится с перетоком в ограничивающем сечении НЦЗА или НЦЗК соответственно или ГТП потребления покупателя оптового рынка неценовой зоны Дальнего Востока, включающая в себя ВЭ, работающий синхронно со второй ценовой зоной;  *h* – час операционных суток.  4. Для участника оптового рынка – поставщика электрической энергии и мощности в ГТП потребления поставщика:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *p*2 – ГТП потребления поставщика;  *h* – час операционных суток;  [МВт∙ч] – объем экспортных поставок электроэнергии, купленный покупателем, в ГТП экспорта *r* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой: . [МВт∙ч] – суммарный объем межгосударственной передачи электроэнергии, купленный покупателем, в ГТП экспорта *r* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой: , где *s* – сечение экспорта/импорта, к которому отнесена ГТП экспорта *r*;  *i* – участник оптового рынка;  *D* – регулируемый договор;  *r* – ГТП экспорта;  *h* – час операционных суток.  5. Для участника оптового рынка в отношении ГТП потребления, соответствующей изолированному энергорайону, отнесенному ко второй ценовой зоне и работающему изолированно (несинхронно) со второй ценовой зоной, но синхронно с неценовой зоной Дальнего Востока:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *p3* – ГТП потребления, соответствующая изолированному энергорайону, отнесенному ко второй ценовой зоне и работающему изолированно (несинхронно) со второй ценовой зоной, но синхронно с неценовой зоной Дальнего Востока; *h* – час операционных суток. |
| **8.3.7** | Объем электроэнергии в размере плановых нагрузочных потерь электроэнергии, купленный покупателем в ГТП потребления (ГТП экспорта), отнесенный к объему регулируемого договора, включенного в плановое почасовое потребление участника [МВт.ч] – объем электроэнергии в размере плановых нагрузочных потерь электроэнергии, купленный покупателем в ГТП потребления (ГТП экспорта), отнесенный к объему регулируемого договора, отнесенный к объему регулируемого договора *D* в ГТП потребления (ГТП экспорта) *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:   1. Если,   то ,  иначе,  2. Для участника оптового рынка – поставщика электрической энергии и мощности в отношении ГТП потребления поставщика:  Если,  то  ,  иначе;  3. Для участника оптового рынка – энергоснабжающей организации (гарантирующего поставщика) в отношении ГТП потребления участника, являющейся смежной с зарегистрированными на ОРЭМ за указанным участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрированы ГТП потребления поставщика:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *D* – регулируемый договор;  *p* – ГТП потребления (экспорта);  *h* – час операционных суток. | **Удалить пункт с изменением нумерации следующих пунктов и входящих в их состав подпунктов** |
| **8.3.8.1** | 8.3.8.1. В случае если рассматриваемый час операционных суток *h* не отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:   1. а) для ГТП потребления (за исключением ГТП потребления поставщика):   ,  b) для ГТП потребления поставщика:  ,  где  [руб./МВт∙ч] – цена покупки электрической энергии в ГТП потребления поставщика *p* участника оптового рынка *i* в час *h* операционных суток, определенная КО в соответствии с формулой:    ;   * в случае одновременного выполнения следующих условий:   + ГТП потребления поставщика отнесена к электростанции (-ям), включающей (-им) одну или более ГТП генерации следующего типа:   – указанная в подпункте «а» п. 3.8.9 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) ГТП генерации, включающая генерирующий (-ие) объект (-ы), мощность которого (-ых) поставляется в вынужденном режиме;  – ГТП генерации, включающая генерирующие объекты, за счет которых формируется перспективный технологический резерв мощности; ;;  * – в иных случаях,   ― цена электроэнергии в ГТП потребления, рассчитанная для целей расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед, определенная в соответствии с п. 5.3.3 настоящего Регламента;  ― цена электроэнергии в ГТП генерации, включающей генерирующие объекты, за счет которых формируется перспективный технологический резерв мощности, которая определяется в соответствии с пунктом 8.1.5.1 настоящего Регламента; *p* – ГТП потребления поставщика;― ГТП генерации электростанции, в отношении которой зарегистрирована ГТП потребления поставщика *p*; ― указанная в подпункте «а» п. 3.8.9 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) ГТП генерации, включающая генерирующий (-ие) объект (-ы), мощность которого (-ых) поставляется в вынужденном режиме;  ― ГТП генерации, включающая генерирующие объекты, за счет которых формируется перспективный технологический резерв мощности; ― ГТП генерации электростанции, в отношении которой зарегистрирована ГТП потребления поставщика *p*, и не отнесенная ни к ГТП генерации, ни к ГТП генерации, ни к ГТП генерации; ― цена на электрическую энергию, определенная в соответствии с подпунктом «а» п. 3.8.9 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) для ГТП генерации, включающей генерирующий (-ие) объект (-ы), мощность которого (-ых) поставляется в вынужденном режиме.   1. Для участника оптового рынка – потребителя НЦЗА или НЦЗК:   .  3. Для участника оптового рынка ― покупателя электрической энергии:  неценовой зоны Дальнего Востока в отношении ГТП потребления, включающей в себя ВЭ, работающий синхронно со второй ценовой зоной  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления;  *p* – ГТП потребления участника оптового рынка, зарегистрированная в НЦЗА или НЦЗК, а также ГТП потребления участника оптового рынка, зарегистрированная в неценовой зоне Дальнего Востока, включающая в себя ВЭ, работающий синхронно со второй ценовой зоной;  *n* – узел расчетной модели;  *h* – час операционных суток.  4. Для участника оптового рынка в отношении ГТП потребления, соответствующей изолированному энергорайону, отнесенному ко второй ценовой зоне и работающему изолированно (несинхронно) со второй ценовой зоной, но синхронно с неценовой зоной Дальнего Востока:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления, соответствующая изолированному энергорайону, отнесенному ко второй ценовой зоне и работающему изолированно (несинхронно) со второй ценовой зоной, но синхронно с неценовой зоной Дальнего Востока;  *p1* – ГТП потребления гарантирующего поставщика, функционирующего на территории Забайкальского края;  *h* – час операционных суток.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  а) для ГТП экспорта, зарегистрированных на сечениях экспорта-импорта, соответствующих перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны), и не являющихся транзитными (по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед):  ,  ;  б) для ГТП экспорта, зарегистрированных на транзитных сечениях экспорта-импорта, соответствующих перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны) (по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед):  ;  в) для прочих ГТП экспорта:  ,  где  – цена для формирования сделок по ГТП экспорта, зарегистрированным на таких сечениях;  – равновесная цена, определенная в результате конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, по сечению, соответствующему внезональному энергорайону, соответствующему представлению второй ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для первой ценовой зоны;  – равновесная цена, определенная в результате конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, по сечению, соответствующему внезональному энергорайону, соответствующему представлению первой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для второй ценовой зоны.  Значение коэффициента *k*1 устанавливается равным 0,93, значение *k*2 устанавливается равным 0,07. Указанное значение подлежит пересмотру Наблюдательным советом НП «Совет рынка» по результатам ежеквартального анализа КО торговых операций во внезональном энергорайоне.  *i* – участник оптового рынка;  *r* – ГТП экспорта;  *h* – час операционных суток.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  а) для ГТП экспорта, зарегистрированной на сечении экспорта-импорта, соответствующем перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны) (по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед), и не являющимся транзитным:  ,  ;  б) для прочих ГТП экспорта:  ,  где – в случае если продажа объема межгосударственной передачи электрической энергии *d* в час операционных суток *h* осуществляется в ГТП импорта, зарегистрированной на сечении экспорта-импорта, соответствующем перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны) (по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед), и не являющимся транзитным;  – в ином случае;  – цена для формирования сделок по ГТП экспорта, зарегистрированным на таких сечениях;  – равновесная цена, определенная в результате конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, по сечению, соответствующему внезональному энергорайону, соответствующему представлению второй ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для первой ценовой зоны;  – равновесная цена, определенная в результате конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, по сечению, соответствующему внезональному энергорайону, соответствующему представлению первой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для второй ценовой зоны.  Значение коэффициента *k*1 устанавливается равным 0,93, значение *k*2 устанавливается равным 0,07. Указанное значение подлежит пересмотру Наблюдательным советом НП «Совет рынка» по результатам ежеквартального анализа КО торговых операций во внезональном энергорайоне.  *i* – участник оптового рынка;  *r* – ГТП экспорта;  – ГТП импорта, в которой осуществляется продажа объема межгосударственной передачи электроэнергии *d*;  *d* – индекс, определяющий один из переданных ДДПР объемов межгосударственной передачи электроэнергии в ГТП экспорта *r* в отношении часа операционных суток *h*;  *h* – час операционных суток. | 8.3.7.1. В случае если рассматриваемый час операционных суток *h* не отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  1. а) для ГТП потребления (за исключением ГТП потребления поставщика):  ,  b) для ГТП потребления поставщика:  ,  где  [руб./МВт∙ч] – цена покупки электрической энергии в ГТП потребления поставщика *p* участника оптового рынка *i* в час *h* операционных суток, определенная КО в соответствии с формулой:    ;   * в случае одновременного выполнения следующих условий:   + ГТП потребления поставщика отнесена к электростанции (-ям), включающей (-им) одну или более ГТП генерации следующего типа:   – указанная в подпункте «а» п. 3.8.9 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) ГТП генерации, включающая генерирующий (-ие) объект (-ы), мощность которого (-ых) поставляется в вынужденном режиме;  – ГТП генерации, включающая генерирующие объекты, за счет которых формируется перспективный технологический резерв мощности; ;;  * – в иных случаях,   ― цена электроэнергии в ГТП потребления, рассчитанная для целей расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед, определенная в соответствии с п. 5.3.3 настоящего Регламента;  ― цена электроэнергии в ГТП генерации, включающей генерирующие объекты, за счет которых формируется перспективный технологический резерв мощности, которая определяется в соответствии с пунктом 8.1.5.1 настоящего Регламента; *p* – ГТП потребления поставщика;― ГТП генерации электростанции, в отношении которой зарегистрирована ГТП потребления поставщика *p*; ― указанная в подпункте «а» п. 3.8.9 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) ГТП генерации, включающая генерирующий (-ие) объект (-ы), мощность которого (-ых) поставляется в вынужденном режиме;  ― ГТП генерации, включающая генерирующие объекты, за счет которых формируется перспективный технологический резерв мощности; ― ГТП генерации электростанции, в отношении которой зарегистрирована ГТП потребления поставщика *p*, и не отнесенная ни к ГТП генерации, ни к ГТП генерации, ни к ГТП генерации; ― цена на электрическую энергию, определенная в соответствии с подпунктом «а» п. 3.8.9 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) для ГТП генерации, включающей генерирующий (-ие) объект (-ы), мощность которого (-ых) поставляется в вынужденном режиме.   1. Для участника оптового рынка – потребителя НЦЗА или НЦЗК:   .  3. Для участника оптового рынка ― покупателя электрической энергии:  неценовой зоны Дальнего Востока в отношении ГТП потребления, включающей в себя ВЭ, работающий синхронно со второй ценовой зоной  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления;  *p* – ГТП потребления участника оптового рынка, зарегистрированная в НЦЗА или НЦЗК, а также ГТП потребления участника оптового рынка, зарегистрированная в неценовой зоне Дальнего Востока, включающая в себя ВЭ, работающий синхронно со второй ценовой зоной;  *n* – узел расчетной модели;  *h* – час операционных суток.  4. Для участника оптового рынка в отношении ГТП потребления, соответствующей изолированному энергорайону, отнесенному ко второй ценовой зоне и работающему изолированно (несинхронно) со второй ценовой зоной, но синхронно с неценовой зоной Дальнего Востока:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления, соответствующая изолированному энергорайону, отнесенному ко второй ценовой зоне и работающему изолированно (несинхронно) со второй ценовой зоной, но синхронно с неценовой зоной Дальнего Востока;  *p1* – ГТП потребления гарантирующего поставщика, функционирующего на территории Забайкальского края;  *h* – час операционных суток.  КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:  а) для ГТП экспорта, зарегистрированных на сечениях экспорта-импорта, соответствующих перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны), и не являющихся транзитными (по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед):  ,  ;  б) для ГТП экспорта, зарегистрированных на транзитных сечениях экспорта-импорта, соответствующих перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны) (по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед):  ;  в) для прочих ГТП экспорта:  ,  где  – цена для формирования сделок по ГТП экспорта, зарегистрированным на таких сечениях;  – равновесная цена, определенная в результате конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, по сечению, соответствующему внезональному энергорайону, соответствующему представлению второй ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для первой ценовой зоны;  – равновесная цена, определенная в результате конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, по сечению, соответствующему внезональному энергорайону, соответствующему представлению первой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для второй ценовой зоны.  Значение коэффициента *k*1 устанавливается равным 0,93, значение *k*2 устанавливается равным 0,07. Указанное значение подлежит пересмотру Наблюдательным советом НП «Совет рынка» по результатам ежеквартального анализа КО торговых операций во внезональном энергорайоне.  *i* – участник оптового рынка;  *r* – ГТП экспорта;  *h* – час операционных суток.  КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:  а) для ГТП экспорта, зарегистрированной на сечении экспорта-импорта, соответствующем перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны) (по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед), и не являющимся транзитным:  ,  ;  б) для прочих ГТП экспорта:  ,  где – в случае если продажа объема межгосударственной передачи электрической энергии *d* в час операционных суток *h* осуществляется в ГТП импорта, зарегистрированной на сечении экспорта-импорта, соответствующем перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны) (по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед), и не являющимся транзитным;  – в ином случае;  – цена для формирования сделок по ГТП экспорта, зарегистрированным на таких сечениях;  – равновесная цена, определенная в результате конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, по сечению, соответствующему внезональному энергорайону, соответствующему представлению второй ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для первой ценовой зоны;  – равновесная цена, определенная в результате конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, по сечению, соответствующему внезональному энергорайону, соответствующему представлению первой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для второй ценовой зоны.  Значение коэффициента *k*1 устанавливается равным 0,93, значение *k*2 устанавливается равным 0,07. Указанное значение подлежит пересмотру Наблюдательным советом НП «Совет рынка» по результатам ежеквартального анализа КО торговых операций во внезональном энергорайоне.  *i* – участник оптового рынка;  *r* – ГТП экспорта;  – ГТП импорта, в которой осуществляется продажа объема межгосударственной передачи электроэнергии *d*;  *d* – индекс, определяющий один из переданных ДДПР объемов межгосударственной передачи электроэнергии в ГТП экспорта *r* в отношении часа операционных суток *h*;  *h* – час операционных суток. |
| **8.3.8.2** | 8.3.8.2. В случае если рассматриваемый час операционных суток *h* отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:  ,  где;  *z* – ценовая зона оптового рынка;  *i* – участник оптового рынка, выступающий в качестве покупателя по свободному двустороннему договору *d*;  *j* – участник оптового рынка, выступающий в качестве продавца по свободному двустороннему договору *d*;  *p* – ГТП, являющаяся ГТП покупателя по свободному двустороннему договору *d*;  *q* – ГТП, являющаяся ГТП продавца по свободному двустороннему договору *d*;  *d* – свободный двусторонний договор, принятый КО к учету в отношении часа *h* операционных суток;  *h* – час операционных суток.  В случае если рассматриваемый час операционных суток *h* отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне, КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:   1. Для ГТП потребления, исключая ГТП потребления поставщика:   ,  где *p* – ГТП потребления участника оптового рынка *i*;  *i* – участник оптового рынка;  *d* – свободный двусторонний договор, по которому ГТП *p* является ГТП покупателя по договору, принятый КО к учету;  *h* – час операционных суток.   1. Для ГТП потребления поставщика:   где определяется по следующей формуле:   * + если и   ,  то;   * + если либо   , то   * + - * 1. если:   ;   * + - * 1. если:   ,  где – установленная мощность генерирующего оборудования в ГТП генерации *q* электростанции *s* участника оптового рынка *i* согласно Форме 12, Форме 12 «А» (приложение 1 к *Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – регулируемый уровень цены (тарифа) на электрическую энергию поставщика оптового рынка *i*, утвержденный федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов в отношении электростанции *s* и применяемый при введении государственного регулирования цен (тарифов), определенный согласно п. 3.8.8 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – средневзвешенная цена в заявке поставщика, рассчитанная в соответствии с п. 5.2.2.2 настоящего Регламента;  *i* – участник оптового рынка;  *h* – час операционных суток,  – количество ГТП генерации, являющихся смежными с зарегистрированными на ОРЭМ за участником оптового рынка *i* ГТП потребления *p*;  *s* – электростанция участника оптового рынка *i*, в отношение генерирующего оборудования которой на оптовом рынке зарегистрирована ГТП генерации *q*;  *q* – ГТП генерации, являющаяся смежной с зарегистрированными на ОРЭМ за участником *i* ГТП потребления *p*;  *d* – свободный двусторонний договор, принятый КО к учету, по которому ГТП генерации *q* является ГТП продавца;  *F* – субъект РФ, к которому отнесена ГТП генерации *q*; в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон.   1. Для участника оптового рынка – потребителя НЦЗА или НЦЗК:   .  4. Для участника оптового рынка ― покупателя электрической энергии в отношении внезонального энергорайона (ВЭ), отнесенного к неценовой зоне Дальнего Востока и работающего синхронно со второй ценовой зоной:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления;  *F* – субъект РФ; в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон;  *p* – для участника оптового рынка – потребителя электрической энергии НЦЗА или НЦЗК соотносится с перетоком в ограничивающем сечении НЦЗА или НЦЗК соответственно, или для потребителя, ГТП потребления которого включает в себя внезональный энергорайон (ВЭ), отнесенный к неценовой зоне Дальнего Востока и работающий синхронно со второй ценовой зоной;  *z=1* ― НЦЗА или НЦЗК для участника оптового рынка – потребителя электрической энергии НЦЗА или НЦЗК;  *z=2* – неценовая зона Дальнего Востока для потребителя, ГТП потребления которого включает в себя внезональный энергорайон (ВЭ), отнесенный к неценовой зоне Дальнего Востока и работающий синхронно со второй ценовой зоной;  *h* – час операционных суток.  [руб./МВт∙ч] – цена на электроэнергию в субъекте РФ *F* в пределах ценовой зоны *z* в час операционных суток *h*, в случае если рассматриваемый час операционных суток *h* отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов), рассчитанная в соответствии с п. 5.6 настоящего регламента;  ― средневзвешенная цена на электроэнергию на границе между неценовой зоной (либо внезональным энергорайоном, работающим синхронно со второй ценовой зоной) и ценовой зоной, определенная в соответствии с пунктом 5.7 настоящего Регламента;  – регулируемый уровень цены (тарифа) на электрическую энергию поставщика оптового рынка, утвержденный федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов и применяемый при введении государственного регулирования цен (тарифов), определенный согласно п. 3.8.8 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  *n* – узел расчетной модели;  *h* – час операционных суток.  5. Для участника оптового рынка в отношении ГТП потребления, соответствующей изолированному энергорайону, отнесенному ко второй ценовой зоне и работающему изолированно (несинхронно) со второй ценовой зоной, но синхронно с неценовой зоной Дальнего Востока:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления, соответствующая изолированному энергорайону, отнесенному ко второй ценовой зоне и работающему изолированно (несинхронно) со второй ценовой зоной, но синхронно с неценовой зоной Дальнего Востока;  *p1* – ГТП потребления гарантирующего поставщика, функционирующего на территории Забайкальского края;  *h* – час операционных суток.  КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:  а) для ГТП экспорта *p*, зарегистрированных на сечениях экспорта-импорта, соответствующих перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны), и не являющихся транзитными (по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед):  • при действии введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) только в первой ценовой зоне:  ,  где,  – равновесная цена, определенная в результате конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, по сечению, соответствующему внезональному энергорайону, соответствующему представлению первой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для второй ценовой зоны;  *k*1 и *k*2 – коэффициенты, значения которых устанавливаются в соответствии с подпунктом 1 пункта 8.1.6.1 настоящего Регламента;  – цена на электроэнергию в период государственного регулирования цен (тарифов) в субъекте РФ *F* в пределах ценовой зоны по ГТП экспорта, определенная в соответствии с п. 5.6.5 настоящего Регламента;  *p* – ГТП экспорта участника оптового рынка *i*, отнесенная к первой ценовой зоне;  *i* – участник оптового рынка;  *d* – свободный двусторонний договор, по которому ГТП *p* является ГТП покупателя по договору, принятый КО к учету;  *h* – час операционных суток;  • при действии введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) только во второй ценовой зоне:  ,  где,  – равновесная цена, определенная в результате конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, по сечению, соответствующему внезональному энергорайону, соответствующему представлению второй ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для первой ценовой зоны;  *k*1 и *k*2 – коэффициенты, значения которых устанавливаются в соответствии с подпунктом 1 пункта 8.1.6.1 настоящего Регламента;  – цена на электроэнергию в период государственного регулирования цен (тарифов) в субъекте РФ *F* в пределах ценовой зоны по ГТП экспорта, определенная в соответствии с п. 5.6.5 настоящего Регламента;  *p* – ГТП экспорта участника оптового рынка *i*, отнесенная ко второй ценовой зоне;  *i* – участник оптового рынка;  *d* – свободный двусторонний договор, по которому ГТП *p* является ГТП покупателя по договору, принятый КО к учету;  *h* – час операционных суток;  • при действии введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) одновременно в первой и второй ценовых зонах:  ,  где,  *p* – ГТП экспорта участника оптового рынка *i*;  *i* – участник оптового рынка;  *d* – свободный двусторонний договор, по которому ГТП *p* является ГТП покупателя по договору, принятый КО к учету;  *h* – час операционных суток;  *k*1 и *k*2 – коэффициенты, значения которых устанавливаются в соответствии с подпунктом 1 пункта 8.1.6.1 настоящего Регламента;  – цена на электроэнергию в период государственного регулирования цен (тарифов) в субъекте РФ *F* в пределах ценовой зоны по ГТП экспорта, определенная в соответствии с п. 5.6.5 настоящего Регламента;  б) для ГТП экспорта *p*, зарегистрированных на транзитных сечениях экспорта-импорта, соответствующих перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны) (по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед):  ;  в) для прочих ГТП экспорта *p*:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *d* – свободный двусторонний договор, по которому ГТП *p* является ГТП покупателя по договору, принятый КО к учету;  – цена на электроэнергию в период государственного регулирования цен (тарифов) в субъекте РФ *F* в пределах ценовой зоны по ГТП экспорта, определенная в соответствии с п. 5.6.5 настоящего Регламента;  *h* – час операционных суток. | 8.3.7.2. В случае если рассматриваемый час операционных суток *h* отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:  ,  где;  *z* – ценовая зона оптового рынка;  *i* – участник оптового рынка, выступающий в качестве покупателя по свободному двустороннему договору *d*;  *j* – участник оптового рынка, выступающий в качестве продавца по свободному двустороннему договору *d*;  *p* – ГТП, являющаяся ГТП покупателя по свободному двустороннему договору *d*;  *q* – ГТП, являющаяся ГТП продавца по свободному двустороннему договору *d*;  *d* – свободный двусторонний договор, принятый КО к учету в отношении часа *h* операционных суток;  *h* – час операционных суток.  В случае если рассматриваемый час операционных суток *h* отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне, КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:   1. Для ГТП потребления, исключая ГТП потребления поставщика:   ,  где *p* – ГТП потребления участника оптового рынка *i*;  *i* – участник оптового рынка;  *d* – свободный двусторонний договор, по которому ГТП *p* является ГТП покупателя по договору, принятый КО к учету;  *h* – час операционных суток.   1. Для ГТП потребления поставщика:   ,  где определяется по следующей формуле:   * + если и   ,  то;   * + если либо   , то   * + - * 1. если:   ;   * + - * 1. если:   ,  где – установленная мощность генерирующего оборудования в ГТП генерации *q* электростанции *s* участника оптового рынка *i* согласно Форме 12, Форме 12 «А» (приложение 1 к *Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – регулируемый уровень цены (тарифа) на электрическую энергию поставщика оптового рынка *i*, утвержденный федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов в отношении электростанции *s* и применяемый при введении государственного регулирования цен (тарифов), определенный согласно п. 3.8.8 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – средневзвешенная цена в заявке поставщика, рассчитанная в соответствии с п. 5.2.2.2 настоящего Регламента;  *i* – участник оптового рынка;  *h* – час операционных суток,  – количество ГТП генерации, являющихся смежными с зарегистрированными на ОРЭМ за участником оптового рынка *i* ГТП потребления *p*;  *s* – электростанция участника оптового рынка *i*, в отношение генерирующего оборудования которой на оптовом рынке зарегистрирована ГТП генерации *q*;  *q* – ГТП генерации, являющаяся смежной с зарегистрированными на ОРЭМ за участником *i* ГТП потребления *p*;  *d* – свободный двусторонний договор, принятый КО к учету, по которому ГТП генерации *q* является ГТП продавца;  *F* – субъект РФ, к которому отнесена ГТП генерации *q*; в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон.   1. Для участника оптового рынка – потребителя НЦЗА или НЦЗК:   .  4. Для участника оптового рынка ― покупателя электрической энергии в отношении внезонального энергорайона (ВЭ), отнесенного к неценовой зоне Дальнего Востока и работающего синхронно со второй ценовой зоной:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления;  *F* – субъект РФ; в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон;  *p* – для участника оптового рынка – потребителя электрической энергии НЦЗА или НЦЗК соотносится с перетоком в ограничивающем сечении НЦЗА или НЦЗК соответственно, или для потребителя, ГТП потребления которого включает в себя внезональный энергорайон (ВЭ), отнесенный к неценовой зоне Дальнего Востока и работающий синхронно со второй ценовой зоной;  *z=1* ― НЦЗА или НЦЗК для участника оптового рынка – потребителя электрической энергии НЦЗА или НЦЗК;  *z=2* – неценовая зона Дальнего Востока для потребителя, ГТП потребления которого включает в себя внезональный энергорайон (ВЭ), отнесенный к неценовой зоне Дальнего Востока и работающий синхронно со второй ценовой зоной;  *h* – час операционных суток.  [руб./МВт∙ч] – цена на электроэнергию в субъекте РФ *F* в пределах ценовой зоны *z* в час операционных суток *h*, в случае если рассматриваемый час операционных суток *h* отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов), рассчитанная в соответствии с п. 5.6 настоящего регламента;  ― средневзвешенная цена на электроэнергию на границе между неценовой зоной (либо внезональным энергорайоном, работающим синхронно со второй ценовой зоной) и ценовой зоной, определенная в соответствии с пунктом 5.7 настоящего Регламента;  – регулируемый уровень цены (тарифа) на электрическую энергию поставщика оптового рынка, утвержденный федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов и применяемый при введении государственного регулирования цен (тарифов), определенный согласно п. 3.8.8 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  *n* – узел расчетной модели;  *h* – час операционных суток.  5. Для участника оптового рынка в отношении ГТП потребления, соответствующей изолированному энергорайону, отнесенному ко второй ценовой зоне и работающему изолированно (несинхронно) со второй ценовой зоной, но синхронно с неценовой зоной Дальнего Востока:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления, соответствующая изолированному энергорайону, отнесенному ко второй ценовой зоне и работающему изолированно (несинхронно) со второй ценовой зоной, но синхронно с неценовой зоной Дальнего Востока;  *p1* – ГТП потребления гарантирующего поставщика, функционирующего на территории Забайкальского края;  *h* – час операционных суток.  КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:  а) для ГТП экспорта *p*, зарегистрированных на сечениях экспорта-импорта, соответствующих перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны), и не являющихся транзитными (по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед):  • при действии введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) только в первой ценовой зоне:  ,  где,  – равновесная цена, определенная в результате конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, по сечению, соответствующему внезональному энергорайону, соответствующему представлению первой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для второй ценовой зоны;  *k*1 и *k*2 – коэффициенты, значения которых устанавливаются в соответствии с подпунктом 1 пункта 8.1.6.1 настоящего Регламента;  – цена на электроэнергию в период государственного регулирования цен (тарифов) в субъекте РФ *F* в пределах ценовой зоны по ГТП экспорта, определенная в соответствии с п. 5.6.5 настоящего Регламента;  *p* – ГТП экспорта участника оптового рынка *i*, отнесенная к первой ценовой зоне;  *i* – участник оптового рынка;  *d* – свободный двусторонний договор, по которому ГТП *p* является ГТП покупателя по договору, принятый КО к учету;  *h* – час операционных суток;  • при действии введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) только во второй ценовой зоне:  ,  где,  – равновесная цена, определенная в результате конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, по сечению, соответствующему внезональному энергорайону, соответствующему представлению второй ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для первой ценовой зоны;  *k*1 и *k*2 – коэффициенты, значения которых устанавливаются в соответствии с подпунктом 1 пункта 8.1.6.1 настоящего Регламента;  – цена на электроэнергию в период государственного регулирования цен (тарифов) в субъекте РФ *F* в пределах ценовой зоны по ГТП экспорта, определенная в соответствии с п. 5.6.5 настоящего Регламента;  *p* – ГТП экспорта участника оптового рынка *i*, отнесенная ко второй ценовой зоне;  *i* – участник оптового рынка;  *d* – свободный двусторонний договор, по которому ГТП *p* является ГТП покупателя по договору, принятый КО к учету;  *h* – час операционных суток;  • при действии введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) одновременно в первой и второй ценовых зонах:  ,  где,  *p* – ГТП экспорта участника оптового рынка *i*;  *i* – участник оптового рынка;  *d* – свободный двусторонний договор, по которому ГТП *p* является ГТП покупателя по договору, принятый КО к учету;  *h* – час операционных суток;  *k*1 и *k*2 – коэффициенты, значения которых устанавливаются в соответствии с подпунктом 1 пункта 8.1.6.1 настоящего Регламента;  – цена на электроэнергию в период государственного регулирования цен (тарифов) в субъекте РФ *F* в пределах ценовой зоны по ГТП экспорта, определенная в соответствии с п. 5.6.5 настоящего Регламента;  б) для ГТП экспорта *p*, зарегистрированных на транзитных сечениях экспорта-импорта, соответствующих перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны) (по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед):  ;  в) для прочих ГТП экспорта *p*:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *d* – свободный двусторонний договор, по которому ГТП *p* является ГТП покупателя по договору, принятый КО к учету;  – цена на электроэнергию в период государственного регулирования цен (тарифов) в субъекте РФ *F* в пределах ценовой зоны по ГТП экспорта, определенная в соответствии с п. 5.6.5 настоящего Регламента;  *h* – час операционных суток. |
| **8.3.10** | Стоимость объема электроэнергии в размере плановых нагрузочных потерь электроэнергии, купленных покупателем в ГТП потребления (ГТП экспорта) по договору купли-продажи электроэнергии на оптовом рынке [руб.] – стоимость объема электроэнергии в размере плановых нагрузочных потерь электроэнергии, купленных покупателем в ГТП потребления (ГТП экспорта) по договору купли-продажи электроэнергии на оптовом рынке, в ГТП потребления (ГТП экспорта) *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:  для ГТП потребления (ГТП экспорта):  а) случае если рассматриваемый час операционных суток *h* не отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне:  ;  б) в случае если рассматриваемый час операционных суток *h* отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне:  ,  где *D* – регулируемый договор, по которому данный участник выступает в качестве покупателя;  ― регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию поставщика *j* для продажи на оптовом рынке по регулируемым договорам, являющаяся ценой по регулируемому договору *D*;  *i* – участник оптового рынка;  *D* – регулируемый договор;  *p* – ГТП потребления (экспорта);  *h* – час операционных суток. | **Удалить пункт с изменением нумерации следующего пункта** |
| **8.4.1** | Объем электроэнергии, НЕ включенный в полный плановый объем покупки в ГТП потребления по регулируемому договору [МВт.ч] − объем электроэнергии, НЕ включенный в полный плановый объем покупки в ГТП потребления, по регулируемому договору *D* в ГТП потребления *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:  1. Для участника оптового рынка – покупателя электрической энергии и мощности:  .  2. Для участника оптового рынка – в отношении ГТП потребления данного участника, являющейся смежной с зарегистрированными на ОРЭМ за указанным участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрированы ГТП потребления поставщика:  ,  где  , ,  где *i* – участник оптового рынка;  *D* –регулируемый договор;  *p* – ГТП потребления;  *h* – час операционных суток. | Объем электроэнергии, НЕ включенный в полный плановый объем покупки в ГТП потребления по регулируемому договору [МВт.ч] − объем электроэнергии, НЕ включенный в полный плановый объем покупки в ГТП потребления, по регулируемому договору *D* в ГТП потребления *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *D* –регулируемый договор;  *p* – ГТП потребления;  *h* – час операционных суток. |
| **8.4.2** | Объем электроэнергии, НЕ включенный в полный плановый объем покупки в ГТП потребления по всем регулируемым договорам, определенных КО для данного покупателя, в соответствии с *Регламентом регистрации и учета свободных двусторонних договоров купли-продажи электрической энергии* (Приложение № 6.1к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). [МВт•ч] − объем электроэнергии, НЕ включенный в полный плановый объем покупки в ГТП потребления по всем регулируемым договорам в ГТП потребления *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:  .  В отношении ГТП потребления поставщика, а также в отношении ГТП потребления данного участника, являющейся смежной с зарегистрированными на ОРЭМ за указанным участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрированы ГТП потребления поставщика, КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:  ,  где  ,  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *D* – регулируемые договоры;  *p* – ГТП потребления;  *h* – час операционных суток. | Объем электроэнергии, НЕ включенный в полный плановый объем покупки в ГТП потребления по всем регулируемым договорам, определенных КО для данного покупателя, в соответствии с *Регламентом регистрации и учета свободных двусторонних договоров купли-продажи электрической энергии* (Приложение № 6.1к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). [МВт•ч] − объем электроэнергии, НЕ включенный в полный плановый объем покупки в ГТП потребления по всем регулируемым договорам в ГТП потребления *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *D* – регулируемые договоры;  *p* – ГТП потребления;  *h* – час операционных суток. |
| **8.4.4** | Объем электроэнергии, проданный покупателем в обеспечение исполнения обязательств по регулируемому договору [МВт∙ч] – объем электроэнергии, проданный покупателем в обеспечение исполнения обязательств по регулируемому договору *D* в ГТП потребления *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:   1. Для участника оптового рынка – покупателя электрической энергии и мощности:   .   1. Для участника оптового рынка – поставщика электрической энергии и мощности – в отношении ГТП потребления поставщика, а также для ГТП потребления участников, являющихся смежными с зарегистрированными на ОРЭМ за указанным участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрированы ГТП потребления поставщика:   ,  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, проданный покупателем в обеспечение исполнения обязательств по регулируемому договору *D* в ГТП экспорта *r* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *D* – регулируемый договор;  *r* – ГТП экспорта;  *p* – ГТП потребления; *h* – час операционных суток. | Объем электроэнергии, проданный покупателем в обеспечение исполнения обязательств по регулируемому договору [МВт∙ч] – объем электроэнергии, проданный покупателем в обеспечение исполнения обязательств по регулируемому договору *D* в ГТП потребления *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:  .  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, проданный покупателем в обеспечение исполнения обязательств по регулируемому договору *D* в ГТП экспорта *r* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:  ,  где *i* – участник оптового рынка;  *D* – регулируемый договор;  *r* – ГТП экспорта;  *p* – ГТП потребления; *h* – час операционных суток. |
| **8.4.9** | Объем электроэнергии в размере плановых нагрузочных потерь электроэнергии, проданный покупателем, отнесенный к объему регулируемого договора, включенному в плановое почасовое потребление участника [МВт∙ч] – объем электроэнергии в размере плановых нагрузочных потерь электроэнергии, проданный покупателем в ГТП потребления (ГТП экспорта), отнесенный к объему регулируемого договора, отнесенный к объему регулируемого договора *D* в ГТП потребления (ГТП экспорта) *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:   1. Если,   то ,  иначе .  2. Для участника оптового рынка – поставщика электрической энергии и мощности – в отношении ГТП потребления поставщика, а также для участника оптового рынка – энергоснабжающей организации (гарантирующего поставщика) – в отношении ГТП потребления участника, являющейся смежной с зарегистрированными на ОРЭМ за указанным участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрированы ГТП потребления поставщика:  если,  то  ,  иначе ,  где *i* – участник оптового рынка;  *D* – регулируемый договор;  *p* – ГТП потребления (экспорта);  *h* – час операционных суток. | **Удалить пункт с изменением нумерации следующих пунктов** |
| **8.4.12.2** | В случае если рассматриваемый час операционных суток *h* отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне и если потребитель является покупателем по свободному двустороннему договору, то КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:  ,  где,  – цена на электроэнергию в период государственного регулирования цен (тарифов) в субъекте РФ *F* в пределах ценовой зоны по ГТП экспорта, определенная в соответствии с п. 5.6.5 настоящего Регламента;  – величина, определенная согласно п. 8.3.8.2 настоящего Регламента;  *i* – участник оптового рынка, который является покупателем по данному свободному двустороннему договору;  *j* – участник оптового рынка, который является продавцом по данному свободному двустороннему договору;  *d* – свободный двусторонний договор, принятый КО к учету;  – ГТП покупателя по свободному двустороннему договору *d*;  *q* – ГТП продавца по свободному двустороннему договору *d*;  *h* – час операционных суток;  *p* – определяется следующим образом:   * + - * если, то *p* – ГТП свободного двустороннего договора;  * + - * если, то *p* – ГТП покупателя по свободному двустороннему договору. | В случае если рассматриваемый час операционных суток *h* отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне и если потребитель является покупателем по свободному двустороннему договору, то КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:  ,  где,  – цена на электроэнергию в период государственного регулирования цен (тарифов) в субъекте РФ *F* в пределах ценовой зоны по ГТП экспорта, определенная в соответствии с п. 5.6.5 настоящего Регламента;  – величина, определенная согласно п. 8.3.7.2 настоящего Регламента;  *i* – участник оптового рынка, который является покупателем по данному свободному двустороннему договору;  *j* – участник оптового рынка, который является продавцом по данному свободному двустороннему договору;  *d* – свободный двусторонний договор, принятый КО к учету;  – ГТП покупателя по свободному двустороннему договору *d*;  *q* – ГТП продавца по свободному двустороннему договору *d*;  *h* – час операционных суток;  *p* – определяется следующим образом:   * + - * если, то *p* – ГТП свободного двустороннего договора;  * + - * если, то *p* – ГТП покупателя по свободному двустороннему договору. |
| **8.4.15** | Стоимость объема электроэнергии в размере плановых нагрузочных потерь электроэнергии, проданных покупателем по договору комиссии на продажу электроэнергии на оптовом рынке [руб.] – стоимость плановых нагрузочных потерь электроэнергии, проданных покупателем в ГТП потребления (ГТП экспорта).  КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:  В случае если рассматриваемый час операционных суток *h* не отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне:  .  В случае если рассматриваемый час операционных суток *h* отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне:  ,  где *i* ― участник оптового рынка;  *D* ― регулируемые договоры;  ― регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию поставщика *j* для продажи на оптовом рынке по регулируемым договорам, являющаяся ценой по регулируемому договору *D*;  *q* (*D*) ― ГТП генерации, продавца по регулируемому договору;  *h* ― час операционных суток. | **Удалить пункт с изменением нумерации следующего пункта** |
| **9.1** | Расчет суммарного объема покупки электрической энергии ЦФР в отношении субъекта Российской Федерации у участников оптового рынка по договорам комиссии на продажу электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед [МВт∙ч] – суммарный объем покупки электрической энергии в целях компенсации потерь в отношении субъекта Российской Федерации у участников оптового рынка по договорам комиссии на продажу электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, в отношении субъекта Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны *z* в час операционных суток *h.*  КО рассчитывает в соответствии с формулой:  ,  где [МВт∙ч] – величина плановых потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, относящихся к субъекту Российской Федерации *F*, учтенная в плановом балансе производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам оптового рынка, утвержденном Федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий за данный расчетный период;  определяется в соответствии с п. 3.1.7 настоящего Регламента; *F*, *F*1 – субъект РФ (за исключением субъектов РФ, по которым не установлены тарифы на компенсацию потерь для ФСК), в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F, F1* используется указанный энергорайон. | Расчет суммарного объема покупки электрической энергии ЦФР в отношении субъекта Российской Федерации у участников оптового рынка по договорам комиссии на продажу электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед [МВт∙ч] – суммарный объем покупки электрической энергии в целях компенсации потерь в отношении субъекта Российской Федерации у участников оптового рынка по договорам комиссии на продажу электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, в отношении субъекта Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны *z* в час операционных суток *h.*  КО рассчитывает в соответствии с формулой:  ,  где [МВт∙ч] – величина плановых потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, относящихся к субъекту Российской Федерации *F*, учтенная в плановом балансе производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам оптового рынка, утвержденном Федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий за данный расчетный период;  определяется в соответствии с п. 3.1.7 настоящего Регламента;  определяется в соответствии с п. 4.2.12 настоящего Регламента; *F*, *F*1 – субъект РФ (за исключением субъектов РФ, по которым не установлены тарифы на компенсацию потерь для ФСК), в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F, F1* используется указанный энергорайон. |
| **9.2** | Расчет суммарного объема продажи электрической энергии ЦФР в отношении субъекта Российской Федерации участникам оптового рынка по договорам купли-продажи на покупку электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед [МВт•ч] – объем продажи электрической энергии в целях компенсации потерь в отношении субъекта Российской Федерации участникам оптового рынка по договорам купли-продажи на покупку электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, в отношении субъекта Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны *z* в час операционных суток *h.*  КО рассчитывает в соответствии с формулой:  ,  где [МВт∙ч] – величина плановых потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, относящихся к субъекту Российской Федерации *F*, учтенная в плановом балансе производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам оптового рынка, утвержденном Федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий за данный расчетный период;  определяется в соответствии с п. 3.1.7 настоящего Регламента;  *F*, *F*1 – субъект РФ (за исключением субъектов РФ, по которым не установлены тарифы на компенсацию потерь для ФСК), в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F, F1* используется указанный энергорайон. | Расчет суммарного объема продажи электрической энергии ЦФР в отношении субъекта Российской Федерации участникам оптового рынка по договорам купли-продажи на покупку электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед [МВт•ч] – объем продажи электрической энергии в целях компенсации потерь в отношении субъекта Российской Федерации участникам оптового рынка по договорам купли-продажи на покупку электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, в отношении субъекта Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны *z* в час операционных суток *h.*  КО рассчитывает в соответствии с формулой:  ,  где [МВт∙ч] – величина плановых потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, относящихся к субъекту Российской Федерации *F*, учтенная в плановом балансе производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам оптового рынка, утвержденном Федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий за данный расчетный период;  определяется в соответствии с п. 3.1.7 настоящего Регламента;  определяется в соответствии с п. 4.2.12 настоящего Регламента;  *F*, *F*1 – субъект РФ (за исключением субъектов РФ, по которым не установлены тарифы на компенсацию потерь для ФСК), в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F, F1* используется указанный энергорайон. |
| **10** | Предоставление информации об объемах нагрузочных потерь, оплаченнЫх участниками оптового рынка10.1 КО по окончании расчетного периода предоставляет участниками оптового рынка:1) объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, оплаченный участником оптового рынка в ГТП потребления;2) объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях РСК, оплаченный участником оптового рынка в ГТП потребления;3) объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях в энергорайонах участников оптового рынка, соответствующих либо ГТП потребления поставщика, либо ГТП потребления участников оптового рынка, не являющихся энергоснабжающими организациями (гарантирующими поставщиками);4) объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях, оплаченный участником оптового рынка в ГТП потребления.10.2 КО по окончании расчетного периода предоставляет ФСК:1) суммарный объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, оплаченный всеми участниками оптового рынка, по каждой ценовой зоне;2) суммарный объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях региональных сетевых компаний каждого региона, оплаченный всеми участниками оптового рынка, по каждой ценовой зоне;3) объемы расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, оплаченных участниками оптового рынка, заключившими договоры на передачу с федеральной сетевой компанией по каждой ГТП потребления суммарно за месяц;4) объемы расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, оплаченных участниками оптового рынка, заключившими договоры на передачу с региональной сетевой компанией каждого региона, по каждой ГТП потребления суммарно за месяц;5) объемы расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях РСК, оплаченных участником оптового рынка, заключившим договоры на передачу с региональной сетевой компанией, по каждой ГТП потребления суммарно за месяц.10.3 Предоставление информации о средневзвешенных ценах электроэнергии в зонах свободного перетока для целей учета на рынке на сутки вперед биржевых СДЭМКО ежедневно по окончании торговой сессии предоставляет участникам оптового рынка информацию о средневзвешенных ценах электроэнергии в зонах свободного перетока для целей учета на рынке на сутки вперед биржевых СДЭМ. | Предоставление информации об объемах нагрузочных потерь, оплаченнЫх участниками оптового рынкаПредоставление информации о средневзвешенных ценах электроэнергии в зонах свободного перетока для целей учета на рынке на сутки вперед биржевых СДЭМКО ежедневно по окончании торговой сессии предоставляет участникам оптового рынка информацию о средневзвешенных ценах электроэнергии в зонах свободного перетока для целей учета на рынке на сутки вперед биржевых СДЭМ. |
| **11.1** | КО при расчете плановых объемов производства и потребления и расчете стоимости электроэнергии на сутки вперед исходя из следующих принципов округления величин:1) все объемные величины рассчитываются с точностью до одного киловатт-часа;2) все стоимостные величины рассчитываются в рублях с точностью до двух знаков после запятой.Округление плановых объемов производства и потребления и стоимости электроэнергии на сутки вперед осуществляется в следующем порядке:11.1.1. КО производит округление величин покупки/продажи электрической энергии в ГТП, определенных в соответствии с разделом 8 настоящего Регламента, а также величин покупки (продажи) ЦФР по договорам комиссии на продажу (договорам купли-продажи на покупку) электрической энергии, определенных в соответствии с разделом 9 настоящего регламента, методом математического округления с точностью до 1 кВт•ч для каждого часа операционных суток.11.1.2. КО производит округление стоимости покупки/продажи электрической энергии в ГТП, определенных в соответствии с разделом 8 настоящего регламента, а также стоимости покупки (продажи) ЦФР по договорам комиссии на продажу (договорам купли-продажи на покупку) электрической энергии, определенных в соответствии с разделом 9 настоящего Регламента, методом математического округления с точностью до 1 копейки для каждого часа операционных суток.11.1.3. КО производит расчет (перерасчет) цен покупки/продажи электрической энергии в ГТП, а также цен покупки (продажи) ЦФР по договорам комиссии на продажу (договорам купли-продажи на покупку) электрической энергии, путем деления округленной стоимости, определенной в соответствии с разделом 8 (9) настоящего Регламента, на соответствующий округленный объем (в том числе объем с учетом нагрузочных потерь), определенной в соответствии с разделом 8 (9) настоящего Регламента, с точностью до 11 знаков после запятой для каждого часа операционных суток – в случае если указанный соответствующий округленный объем отличен от нуля. В случае если указанный округленный объем равен нулю, то КО производит расчет (перерасчет) соответствующей цены (цен покупки/продажи электрической энергии в ГТП, цен покупки (продажи) ЦФР по договорам комиссии на продажу (договорам купли-продажи на покупку)) электрической энергии с точностью до 11 знаков после запятой для каждого часа операционных суток.11.1.4. КО рассчитывает небаланс округления объемных величин по рынку в целом как разность между суммой округленных объемов продажи и суммой округленных объемов покупки для каждого часа операционных суток.11.1.5. В случае если рассчитанный небаланс округления для часа операционных суток больше нуля, то сделка на покупку с наибольшим объемом для указанного часа операционных суток увеличивается на величину небаланса округления без изменения стоимости.11.1.6. В случае если рассчитанный небаланс округления для часа операционных суток меньше нуля, то сделка на продажу с наибольшим объемом для указанного часа операционных суток увеличивается на модуль величины небаланса округления без изменения стоимости. | КО при расчете плановых объемов производства и потребления и расчете стоимости электроэнергии на сутки вперед исходя из следующих принципов округления величин:1) все объемные величины рассчитываются с точностью до одного киловатт-часа;2) все стоимостные величины рассчитываются в рублях с точностью до двух знаков после запятой.Округление плановых объемов производства и потребления и стоимости электроэнергии на сутки вперед осуществляется в следующем порядке:11.1.1. КО производит округление величин покупки/продажи электрической энергии в ГТП, определенных в соответствии с разделом 8 настоящего Регламента, а также величин покупки (продажи) ЦФР по договорам комиссии на продажу (договорам купли-продажи на покупку) электрической энергии, определенных в соответствии с разделом 9 настоящего регламента, методом математического округления с точностью до 1 кВт•ч для каждого часа операционных суток.11.1.2. КО производит округление стоимости покупки/продажи электрической энергии в ГТП, определенных в соответствии с разделом 8 настоящего регламента, а также стоимости покупки (продажи) ЦФР по договорам комиссии на продажу (договорам купли-продажи на покупку) электрической энергии, определенных в соответствии с разделом 9 настоящего Регламента, методом математического округления с точностью до 1 копейки для каждого часа операционных суток.11.1.3. КО производит расчет (перерасчет) цен покупки/продажи электрической энергии в ГТП, а также цен покупки (продажи) ЦФР по договорам комиссии на продажу (договорам купли-продажи на покупку) электрической энергии, путем деления округленной стоимости, определенной в соответствии с разделом 8 (9) настоящего Регламента, на соответствующий округленный объем, определенной в соответствии с разделом 8 (9) настоящего Регламента, с точностью до 11 знаков после запятой для каждого часа операционных суток – в случае если указанный соответствующий округленный объем отличен от нуля. В случае если указанный округленный объем равен нулю, то КО производит расчет (перерасчет) соответствующей цены (цен покупки/продажи электрической энергии в ГТП, цен покупки (продажи) ЦФР по договорам комиссии на продажу (договорам купли-продажи на покупку)) электрической энергии с точностью до 11 знаков после запятой для каждого часа операционных суток.11.1.4. КО рассчитывает небаланс округления объемных величин по рынку в целом как разность между суммой округленных объемов продажи и суммой округленных объемов покупки для каждого часа операционных суток.11.1.5. В случае если рассчитанный небаланс округления для часа операционных суток больше нуля, то сделка на покупку с наибольшим объемом для указанного часа операционных суток увеличивается на величину небаланса округления без изменения стоимости.11.1.6. В случае если рассчитанный небаланс округления для часа операционных суток меньше нуля, то сделка на продажу с наибольшим объемом для указанного часа операционных суток увеличивается на модуль величины небаланса округления без изменения стоимости. |
| **11.4** | Округление величин нагрузочных потерь, относимых на объемы покупки/продажи электрической энергии в ГТП потребления/экспорта в соответствии с разделом 8 настоящего регламента, осуществляется в следующем порядке:1) в начале производится округление величин нагрузочных потерь, относимых на объемы покупки/продажи электрической энергии в ГТП потребления/экспорта, методом математического округления;2) в случае если результат округления больше нуля, итоговая величина нагрузочных потерь, относимых на объемы покупки/продажи электрической энергии в ГТП потребления/экспорта, приравнивается к результату округления;3) в случае если результат округления равен нулю, итоговая величина нагрузочных потерь, относимых на объемы покупки/продажи электрической энергии в ГТП потребления/экспорта, итоговой величине присваивается значение 0 киловатт-часов.Ошибка округления величин нагрузочных потерь, относимых на объемы покупки/продажи электрической энергии в ГТП потребления/экспорта, округляется методом математического округления и в случае отличая от нуля увеличивает на 1 киловатт-час величину нагрузочных потерь, относимых на объемы покупки электрической энергии в ГТП потребления/экспорта, либо уменьшает на 1 киловатт-час величину нагрузочных потерь, относимых на объемы продажи электрической энергии в ГТП потребления/экспорта, в зависимости от того, какая из указанных величин больше. | **Удалить пункт** |
| **11.5** | Округленные величины нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях, оплаченных участником оптового рынка в ГТП потребления в полном плановом объеме потребления, рассчитываются для каждого часа операционных суток на основании округленных в соответствии с п. 11.4 настоящего регламента величин нагрузочных потерь, относимых на объемы покупки/продажи электрической энергии в ГТП потребления/экспорта, на основании балансового уравнения:  1. Для ГТП потребления:   .   1. Для ГТП экспорта:  .  1. Для перетока в ограничивающем сечении НЦЗА или НЦЗК:  . | **Удалить пункт** |
| **11.6** | 11.6. Величина планового физического небаланса в час операционных суток, определенная в соответствии с п. 3.1.7 настоящего регламента рассчитывается на основании округленных величин, определенных в соответствии с пп. 11.3, 11.5 настоящего Регламента. | 11.4. Величина планового физического небаланса в час операционных суток, определенная в соответствии с п. 3.1.7 настоящего регламента рассчитывается на основании округленных величин, определенных в соответствии с п. 11.3 настоящего Регламента. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в** [**РЕГЛАМЕНТ**](http://www.np-ats.ru/index.jsp?pid=206) **КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ (Приложение № 11 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **9.14** | Для целей распределения нагрузочных потерь электрической энергии в сетях ФСК КО для каждого месяца в отношении каждой ГТП потребления и ГТП экспорта рассчитывает долю фактического потребления участника оптового рынка в ГТП потребления (экспорта), относящегося к сетям РСК, в следующем порядке:  1. Для ГТП потребления типа «Система», отнесенной к ценовой зоне оптового рынка и зарегистрированной на оптовом рынке в отношении ГП, в отношении которой выполнено каждое из следующих условий:  * указанный ГП не отнесен к назначенным в 2006 году гарантирующими поставщиками акционерным обществам энергетики и электрификации и (или) энергосбытовым организациям, созданным в результате реорганизации акционерных обществ энергетики и электрификации, либо организациям, которые получили статус гарантирующего поставщика в отношении зоны деятельности указанных гарантирующих поставщиков; * данная ГТП потребления включает электрические сети территориальной (-ых) сетевой (-ых) организации (-ий), не имеющие электрических связей с электрическими сетями иной (иных) территориальной (-ых) сетевой (-ых) организации (-ий), включенными в иную ГТП потребления в данном субъекте РФ, согласно информации, представленной в соответствии с п. 2.5 *Положения о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); * данная ГТП имеет сечение коммерческого учета с ФСК –   величина .   1. Для ГТП потребления типа «Система», зарегистрированной на оптовом рынке в отношении ГП, отнесенного к назначенным в 2006 году гарантирующими поставщиками акционерным обществам энергетики и электрификации и (или) энергосбытовым организациям, созданным в результате реорганизации акционерных обществ энергетики и электрификации, либо организациям, которые получили статус гарантирующего поставщика в отношении зоны деятельности указанных гарантирующих поставщиков, величина .  1. Для ГТП потребления поставщика и ГТП потребления ГАЭС, в отношении которых по состоянию на 1-е число месяца, предшествующего расчетному, участником оптового рынка не была предоставлена КО информация в соответствии с п. 5.7 *Регламента допуска к торговой системе оптового рынка* (Приложение № 1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), величина .   Для ГТП потребления поставщика и ГТП потребления ГАЭС, в отношении которых до 1-го числа месяца, предшествующего расчетному, участником оптового рынка была предоставлена КО информация в соответствии с п. 5.7 *Регламента допуска к торговой системе оптового рынка* (Приложение № 1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), величина рассчитывается в соответствии с порядком, определенным в настоящем пункте для прочих ГТП потребления.  4. Для ГТП экспорта величина .  5. В случае если в отношении ГТП потребления выполнено каждое из следующих условий:   * все точки поставки, включенные в состав данной ГТП, относятся к сечению (-ям) коммерческого учета только с ГТП потребления поставщика (-ов) электрической энергии; * в регистрационной информации, предоставленной участником оптового рынка в соответствии с *Регламентом допуска к торговой системе оптового рынка* (Приложение № 1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в отношении данной ГТП потребления содержится информация о наличии договора оказания услуг по передаче электрической энергии только с организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью (ФСК); * не позднее 15-го числа месяца, предшествующего расчетному, участник оптового рынка предоставил в КО официальное письмо, подписанное уполномоченным представителем участника оптового рынка, содержащее информацию об отсутствии у него в отношении данной ГТП договора оказания услуг по передаче электрической энергии с иными лицами, оказывающими услуги по передаче электрической энергии (кроме организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью (ФСК), и отсутствии у указанного участника оптового рынка в соответствии с законодательством об электроэнергетике обязанности по заключению договора оказания услуг по передаче электрической энергии с иными лицами,   то величина .  В случае непредоставления участником оптового рынка в КО актуальной регистрационной информации о всех действующих в отношении данной ГТП договорах оказания услуг по передаче электрической энергии или предоставления недостоверной информации ответственность за использование в расчетах КО неактуальной (недостоверной) информации несет такой участник оптового рынка.  6. В случае если в отношении ГТП потребления гарантирующего поставщика выполнено каждое из следующих условий:   * в регистрационной информации, предоставленной участником оптового рынка в соответствии с *Регламентом допуска к торговой системе оптового рынка* (Приложение № 1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в отношении данной ГТП потребления не содержится информация о наличии договора оказания услуг по передаче электрической энергии между организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью (ФСК) и данным участником оптового рынка; * не позднее 15-го числа расчетного периода, предшествующего расчетному, участник оптового рынка предоставил в КО официальное письмо, подписанное уполномоченным представителем участника оптового рынка, содержащее информацию об отсутствии у него и у обслуживаемых им на розничном рынке потребителей договора оказания услуг по передаче электрической энергии с организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью (ФСК),   то величина .  В случае непредоставления участником оптового рынка в КО актуальной регистрационной информации о всех действующих в отношении данной ГТП договорах оказания услуг по передаче электрической энергии или предоставления недостоверной информации ответственность за использование в расчетах КО неактуальной (недостоверной) информации несет такой участник оптового рынка.  7. Для прочих ГТП потребления КО по данным коммерческого учета рассчитывает величину как отношение суммарной за расчетный период *m* величины фактических сальдо перетоков электрической энергии со смежной энергосбытовой компанией, покупающей на оптовом рынке электрическую энергию для компенсации потерь в сетях РСК, к сумме величин фактического сальдо перетоков электроэнергии, полученной из сетей ФСК, и фактического сальдо перетоков электроэнергии со смежной энергосбытовой компанией, покупающей на оптовом рынке электрическую энергию для компенсации потерь в сетях РСК, за расчетный период *m*. а) Для ГТП потребления, не имеющей сечения с ФСК, величина . б) В случае если в отношении ГТП потребления участника оптового рынка выполнено каждое из следующих условий:   * включенные в данную ГТП потребления энергопринимающие устройства присоединены к электрическим сетям сетевой организации через энергетические установки поставщика электрической энергии; * в регистрационной информации, предоставленной участником оптового рынка в соответствии с *Регламентом допуска к торговой системе оптового рынка* (Приложение № 1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в отношении данной ГТП потребления содержится информация о наличии договора оказания услуг по передаче электрической энергии в части оплаты потерь с РСК; * не позднее 15-го числа месяца, предшествующего расчетному, участник оптового рынка предоставил в КО официальное письмо, подписанное уполномоченным представителем участника оптового рынка, содержащее информацию, что точки поставки, расположенные на элементах энергопринимающего оборудования, присоединенных к электрическим сетям сетевой организации через энергетические установки поставщика электрической энергии, включены в договор оказания услуг по передаче электроэнергии с РСК,   то в расчет доли фактического потребления участника оптового рынка, относящегося к сетям РСК, включаются данные о фактических почасовых объемах поставки электрической энергии по точкам поставки, указанным участником оптового рынка в соответствующем письме, со смежной ГТП потребления поставщика в расчетном месяце *m*. В случае непредоставления участником оптового рынка в КО актуальной регистрационной информации о наличии действующего в отношении данной ГТП договора оказания услуг по передаче электрической энергии с РСК или предоставления недостоверной информации ответственность за использование в расчетах КО неактуальной (недостоверной) информации несет такой участник оптового рынка. в) В случае если фактические значения сальдо перетоков электрической энергии участника оптового рынка со смежной энергосбытовой компанией, покупающей на оптовом рынке электрическую энергию для компенсации потерь в сетях РСК и ФСК, имеют противоположные знаки, то доля фактического потребления участника оптового рынка принимает значение:  * при приеме электрической энергии по результатам расчетного периода из сетей РСК величина (вся доля фактического потребления участника оптового рынка относится на сети РСК);  * при приеме электрической энергии по результатам расчетного периода из сетей ФСК величина (вся доля фактического потребления участника оптового рынка относится на сети ФСК).   г) В случае если соблюдено хотя бы одно из следующих условий:   * в отношении сальдо перетоков со смежной энергосбытовой компанией, с сетями ФСК или со смежной генерирующей компанией были применены замещающие методы расчета; * отсутствует прием электрической энергии по результатам расчетного периода как из сетей РСК, так и из сетей ФСК,  то величина доли фактического потребления, принимается равной величине, использованной для расчетов в предыдущем месяце.В случае отсутствия рассчитанных величин в предыдущем месяце величина доли фактического потребления принимается равной:  * при наличии сечения как с ФСК, так и с РСК величина ;  * при наличии сечения только с ФСК величина ;  * при наличии сечения только с РСК величина . | **Удалить данный пункт** |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЪЕМОВ, ИНИЦИАТИВ И СТОИМОСТИ ОТКЛОНЕНИЙ** **(Приложение № 12 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **2.1.1** | =– плановый объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в сетях региональной сетевой компании «*r*» в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с п. 4.2.5 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) *–* определяется для участника оптового рынка, являющегося энергоснабжающей организацией (гарантирующим) поставщиком,  = [МВт.ч] – плановый объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в сетях энергорайона участника оптового рынка соответствующему либо ГТП потребления поставщика, либо ГТП потребления участника оптового рынка, не являющегося энергоснабжающей организацией (гарантирующим поставщиком), в энергорайоне «R» для участника «*i*» в час операционных суток «*h*», определенный в соответствии с п. 4.2.8 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | =– плановый объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии, определенный в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |
| **п. 2.1.1,**  **подп. 11** | 11. Величина договорного объема электрической энергии (), включенного в полный плановый объем потребления ГТП экспорта, по регулируемому договору *D* в ГТП экспорта *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, определена согласно с п. 6.2.3 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | 11. Величина договорного объема электрической энергии (), включенного в полный плановый объем потребления ГТП экспорта, по регулируемому договору *D* в ГТП экспорта *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, определена согласно п. 6.2.2 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |
| **2.4.5** | **2.4.5.** Для ГТП экспорта участников оптового рынка, осуществляющих экспортно-импортные операции, в отношении которых в соответствии с *Регламентом регистрации регулируемых договоров купли-продажи электроэнергии и мощности* (Приложение № 6.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) определен договорный объем поставки электрической энергии по регулируемому договору купли-продажи электрической энергии и мощности в случае одновременного выполнения следующих условий:   * согласно п. 2.4 настоящего Регламента в отношении данной ГТП экспорта определен отличный от нуля объем отклонения по собственной инициативе в сторону снижения экспортной поставки; * величина фактического сальдо-объема поставки по данному сечению в данный час не превышает сумму по всем регулируемым договорам *D* в отношении данной ГТП *r* величин , определенных в соответствии с п. 6.2.3 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | **2.4.5.** Для ГТП экспорта участников оптового рынка, осуществляющих экспортно-импортные операции, в отношении которых в соответствии с *Регламентом регистрации регулируемых договоров купли-продажи электроэнергии и мощности* (Приложение № 6.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) определен договорный объем поставки электрической энергии по регулируемому договору купли-продажи электрической энергии и мощности в случае одновременного выполнения следующих условий:   * согласно п. 2.4 настоящего Регламента в отношении данной ГТП экспорта определен отличный от нуля объем отклонения по собственной инициативе в сторону снижения экспортной поставки; * величина фактического сальдо-объема поставки по данному сечению в данный час не превышает сумму по всем регулируемым договорам *D* в отношении данной ГТП *r* величин , определенных в соответствии с п. 6.2.2 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |
| **4.4.3.3** | Для ГТП потребления поставщика участников оптового рынка в узле расчетной модели, а также для ГТП потребления участника, являющейся смежной с зарегистрированной на оптовом рынке за указанным участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрирована ГТП потребления поставщика Для ГТП потребления участника, являющейся смежной с зарегистрированной на оптовом рынке за указанным участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрирована ГТП потребления поставщика, ставка, применяемая для определения расчетных показателей стоимости составляющей величины отклонения в сторону увеличения потребления по собственной инициативе, определяется на каждый час расчетного периода для каждого узла, относимого к ГТП потребления участников оптового рынка в пределах максимально допустимой величины почасового расхода электроэнергии на собственные нужды генерации в данной ГТП, как равновесная узловая цена электроэнергии в узле расчетной модели «n» в час операционных суток «h» (),  = (98)  Для ГТП потребления поставщика: ставка, применяемая для определения расчетных показателей стоимости составляющей величины отклонения в сторону увеличения потребления по собственной инициативе , определяется на каждый час расчетного периода для каждого узла, относимого к ГТП потребления поставщика участников оптового рынка в пределах максимально допустимой величины почасового расхода электроэнергии на собственные нужды генерации в данной ГТП, как равная величине , определенной в отношении ГТП потребления поставщика p участника оптового рынка i для часа операционных суток h в соответствии с Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед (Приложение № 8 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).  Для ГТП потребления поставщика: ставка, применяемая в период действия государственного регулирования цен (тарифов) для определения расчетных показателей стоимости составляющей величины отклонения в сторону увеличения потребления по собственной инициативе, определяется на каждый час расчетного периода для каждого узла, относимого к ГТП потребления поставщика участников оптового рынка в пределах максимально допустимой величины почасового расхода электроэнергии на собственные нужды генерации в данной ГТП, как равная , определенной в соответствии с п. 8.3.8 Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед (Приложение № 8 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).  Для ГТП потребления участника, являющейся смежной с зарегистрированной на оптовом рынке за указанным участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрирована ГТП потребления поставщика: ставка, применяемая в период действия государственного регулирования цен (тарифов) для определения расчетных показателей стоимости составляющей величины отклонения в сторону увеличения потребления по собственной инициативе, определяется на каждый час расчетного периода для каждого узла, относимого к ГТП потребления поставщика участников оптового рынка в пределах максимально допустимой величины почасового расхода электроэнергии на собственные нужды генерации в данной ГТП, как равная цене на электроэнергию в период государственного регулирования цен (тарифов) для данной ГТП p, (), определенной в соответствии с п. 5.6 Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед (Приложение № 8 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка),  А для объемов выше максимально допустимой величины почасового расхода электроэнергии на собственные нужды генерации в данной ГТП - как цена для балансирования системы при увеличении объемов ():  = (99.1)  Для ГТП потребления поставщика: ставка, применяемая для объемов выше максимально допустимой величины почасового расхода электроэнергии на собственные нужды генерации в данной ГТП , определяется как  = MAX (i, ) (116.2)  Для ГТП потребления поставщика: в период действия государственного регулирования цен (тарифов) ставка, применяемая для объемов выше максимально допустимой величины почасового расхода электроэнергии на собственные нужды генерации в данной ГТП, определяется как  = MAX (i, ) (116.3)  Для ГТП потребления участника, являющейся смежной с зарегистрированной на оптовом рынке за указанным участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрирована ГТП потребления поставщика: в период действия государственного регулирования цен (тарифов) ставка, применяемая для объемов выше максимально допустимой величины почасового расхода электроэнергии на собственные нужды генерации в данной ГТП, определяется как  = (116.4)  В случае если в отношении соответствующего часа в данной ГТП выполнены условия, указанные в первом буллите подп. 11 п. 3.1.2 настоящего Регламента, то применяется значение , определенное в соответствующей ГТП. | Для ГТП потребления поставщика участников оптового рынка в узле расчетной модели, а также для ГТП потребления участника, являющейся смежной с зарегистрированной на оптовом рынке за указанным участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрирована ГТП потребления поставщика Для ГТП потребления участника, являющейся смежной с зарегистрированной на оптовом рынке за указанным участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрирована ГТП потребления поставщика, ставка, применяемая для определения расчетных показателей стоимости составляющей величины отклонения в сторону увеличения потребления по собственной инициативе, определяется на каждый час расчетного периода для каждого узла, относимого к ГТП потребления участников оптового рынка в пределах максимально допустимой величины почасового расхода электроэнергии на собственные нужды генерации в данной ГТП, как равновесная узловая цена электроэнергии в узле расчетной модели «n» в час операционных суток «h» (),  = (98)  Для ГТП потребления поставщика: ставка, применяемая для определения расчетных показателей стоимости составляющей величины отклонения в сторону увеличения потребления по собственной инициативе , определяется на каждый час расчетного периода для каждого узла, относимого к ГТП потребления поставщика участников оптового рынка в пределах максимально допустимой величины почасового расхода электроэнергии на собственные нужды генерации в данной ГТП, как равная величине , определенной в отношении ГТП потребления поставщика p участника оптового рынка i для часа операционных суток h в соответствии с Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед (Приложение № 8 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).  Для ГТП потребления поставщика: ставка, применяемая в период действия государственного регулирования цен (тарифов) для определения расчетных показателей стоимости составляющей величины отклонения в сторону увеличения потребления по собственной инициативе, определяется на каждый час расчетного периода для каждого узла, относимого к ГТП потребления поставщика участников оптового рынка в пределах максимально допустимой величины почасового расхода электроэнергии на собственные нужды генерации в данной ГТП, как равная , определенной в соответствии с Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед (Приложение № 8 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).  Для ГТП потребления участника, являющейся смежной с зарегистрированной на оптовом рынке за указанным участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрирована ГТП потребления поставщика: ставка, применяемая в период действия государственного регулирования цен (тарифов) для определения расчетных показателей стоимости составляющей величины отклонения в сторону увеличения потребления по собственной инициативе, определяется на каждый час расчетного периода для каждого узла, относимого к ГТП потребления поставщика участников оптового рынка в пределах максимально допустимой величины почасового расхода электроэнергии на собственные нужды генерации в данной ГТП, как равная цене на электроэнергию в период государственного регулирования цен (тарифов) для данной ГТП p, (), определенной в соответствии с п. 5.6 Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед (Приложение № 8 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка),  А для объемов выше максимально допустимой величины почасового расхода электроэнергии на собственные нужды генерации в данной ГТП - как цена для балансирования системы при увеличении объемов ():  = (99.1)  Для ГТП потребления поставщика: ставка, применяемая для объемов выше максимально допустимой величины почасового расхода электроэнергии на собственные нужды генерации в данной ГТП , определяется как  = MAX (i, ) (116.2)  Для ГТП потребления поставщика: в период действия государственного регулирования цен (тарифов) ставка, применяемая для объемов выше максимально допустимой величины почасового расхода электроэнергии на собственные нужды генерации в данной ГТП, определяется как  = MAX (i, ) (116.3)  Для ГТП потребления участника, являющейся смежной с зарегистрированной на оптовом рынке за указанным участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрирована ГТП потребления поставщика: в период действия государственного регулирования цен (тарифов) ставка, применяемая для объемов выше максимально допустимой величины почасового расхода электроэнергии на собственные нужды генерации в данной ГТП, определяется как  = (116.4)  В случае если в отношении соответствующего часа в данной ГТП выполнены условия, указанные в первом буллите подп. 11 п. 3.1.2 настоящего Регламента, то применяется значение , определенное в соответствующей ГТП. |
| **4.4.4.3** | Для ГТП потребления поставщика участников оптового рынка в узле расчетной модели, а также для ГТП потребления участника, являющейся смежной с зарегистрированной на оптовом рынке за указанным участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрирована ГТП потребления поставщика, Для ГТП потребления участника, являющейся смежной с зарегистрированной на оптовом рынке за указанным участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрирована ГТП потребления поставщика, ставка, применяемая для определения расчетных показателей стоимости составляющей величины отклонения в сторону снижения потребления по собственной инициативе, определяется на каждый час расчетного периода для каждого узла, относимого к ГТП потребления поставщика участников оптового рынка в пределах максимально допустимой величины почасового расхода электроэнергии на собственные нужды генерации в данной ГТП как равновесная узловая цена электроэнергии в узле расчетной модели n в час операционных суток h () определенная в соответствии с Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (Приложение № 7 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка),  = (102)  Для ГТП потребления поставщика: ставка, применяемая для определения расчетных показателей стоимости составляющей величины отклонения в сторону снижения потребления по собственной инициативе , определяется на каждый час расчетного периода для каждого узла, относимого к ГТП потребления поставщика участников оптового рынка в пределах максимально допустимой величины почасового расхода электроэнергии на собственные нужды генерации в данной ГТП, как равная величине , определенной в отношении ГТП потребления поставщика p участника оптового рынка i для часа операционных суток h в соответствии с Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед (Приложение № 8 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).  Для ГТП потребления поставщика: ставка, применяемая в период действия государственного регулирования цен (тарифов) для определения расчетных показателей стоимости составляющей величины отклонения в сторону снижения потребления по собственной инициативе, определяется на каждый час расчетного периода для каждого узла, относимого к ГТП потребления поставщика участников оптового рынка в пределах максимально допустимой величины почасового расхода электроэнергии на собственные нужды генерации в данной ГТП, как равная , определенной в соответствии с п. 8.3.8 Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед (Приложение № 8 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).  Для ГТП потребления участника, являющейся смежной с зарегистрированной на оптовом рынке за указанным участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрирована ГТП потребления поставщика: ставка, применяемая в период действия государственного регулирования цен (тарифов) для определения расчетных показателей стоимости составляющей величины отклонения в сторону снижения потребления по собственной инициативе, определяется на каждый час расчетного периода для каждого узла, относимого к ГТП потребления поставщика участников оптового рынка в пределах максимально допустимой величины почасового расхода электроэнергии на собственные нужды генерации в данной ГТП, как равная цене на электроэнергию в период государственного регулирования цен (тарифов) для данной ГТП p, (), определенной в соответствии с п. 5.6 Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед (Приложение № 8 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).  А для объемов выше максимально допустимой величины почасового расхода электроэнергии на собственные нужды генерации в данной ГТП - как цена для балансирования системы при уменьшении объемов ():  = (103.1)  Для ГТП потребления поставщика для объемов выше максимально допустимой величины почасового расхода электроэнергии на собственные нужды генерации в данной ГТП применяется:  = MIN (i, ) (120.2)  Для ГТП потребления поставщика: в период действия государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне для объемов выше максимально допустимой величины почасового расхода электроэнергии на собственные нужды генерации в данной ГТП применяется:  = MIN (i, ) (120.3)  Для ГТП потребления участника, являющейся смежной с зарегистрированной на оптовом рынке за указанным участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрирована ГТП потребления поставщика: в период действия государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне для объемов выше максимально допустимой величины почасового расхода электроэнергии на собственные нужды генерации в данной ГТП применяется:  =  В случае если в отношении соответствующего часа в данной ГТП выполнены условия, указанные в первом буллите подп. 12 п. 3.1.2 настоящего Регламента, то применяется значение , определенное в соответствующей ГТП. | Для ГТП потребления поставщика участников оптового рынка в узле расчетной модели, а также для ГТП потребления участника, являющейся смежной с зарегистрированной на оптовом рынке за указанным участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрирована ГТП потребления поставщика, Для ГТП потребления участника, являющейся смежной с зарегистрированной на оптовом рынке за указанным участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрирована ГТП потребления поставщика, ставка, применяемая для определения расчетных показателей стоимости составляющей величины отклонения в сторону снижения потребления по собственной инициативе, определяется на каждый час расчетного периода для каждого узла, относимого к ГТП потребления поставщика участников оптового рынка в пределах максимально допустимой величины почасового расхода электроэнергии на собственные нужды генерации в данной ГТП как равновесная узловая цена электроэнергии в узле расчетной модели n в час операционных суток h () определенная в соответствии с Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (Приложение № 7 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка),  = (102)  Для ГТП потребления поставщика: ставка, применяемая для определения расчетных показателей стоимости составляющей величины отклонения в сторону снижения потребления по собственной инициативе , определяется на каждый час расчетного периода для каждого узла, относимого к ГТП потребления поставщика участников оптового рынка в пределах максимально допустимой величины почасового расхода электроэнергии на собственные нужды генерации в данной ГТП, как равная величине , определенной в отношении ГТП потребления поставщика p участника оптового рынка i для часа операционных суток h в соответствии с Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед (Приложение № 8 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).  Для ГТП потребления поставщика: ставка, применяемая в период действия государственного регулирования цен (тарифов) для определения расчетных показателей стоимости составляющей величины отклонения в сторону снижения потребления по собственной инициативе, определяется на каждый час расчетного периода для каждого узла, относимого к ГТП потребления поставщика участников оптового рынка в пределах максимально допустимой величины почасового расхода электроэнергии на собственные нужды генерации в данной ГТП, как равная , определенной в соответствии с Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед (Приложение № 8 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).  Для ГТП потребления участника, являющейся смежной с зарегистрированной на оптовом рынке за указанным участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрирована ГТП потребления поставщика: ставка, применяемая в период действия государственного регулирования цен (тарифов) для определения расчетных показателей стоимости составляющей величины отклонения в сторону снижения потребления по собственной инициативе, определяется на каждый час расчетного периода для каждого узла, относимого к ГТП потребления поставщика участников оптового рынка в пределах максимально допустимой величины почасового расхода электроэнергии на собственные нужды генерации в данной ГТП, как равная цене на электроэнергию в период государственного регулирования цен (тарифов) для данной ГТП p, (), определенной в соответствии с п. 5.6 Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед (Приложение № 8 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).  А для объемов выше максимально допустимой величины почасового расхода электроэнергии на собственные нужды генерации в данной ГТП - как цена для балансирования системы при уменьшении объемов ():  = (103.1)  Для ГТП потребления поставщика для объемов выше максимально допустимой величины почасового расхода электроэнергии на собственные нужды генерации в данной ГТП применяется:  = MIN (i, ) (120.2)  Для ГТП потребления поставщика: в период действия государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне для объемов выше максимально допустимой величины почасового расхода электроэнергии на собственные нужды генерации в данной ГТП применяется:  = MIN (i, ) (120.3)  Для ГТП потребления участника, являющейся смежной с зарегистрированной на оптовом рынке за указанным участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрирована ГТП потребления поставщика: в период действия государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне для объемов выше максимально допустимой величины почасового расхода электроэнергии на собственные нужды генерации в данной ГТП применяется:  =  В случае если в отношении соответствующего часа в данной ГТП выполнены условия, указанные в первом буллите подп. 12 п. 3.1.2 настоящего Регламента, то применяется значение , определенное в соответствующей ГТП. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в** [**РЕГЛАМЕНТ**](http://www.np-ats.ru/index.jsp?pid=206) **ФИНАНСОВЫХ РАСЧЕТОВ НА ОПТОВОМ РЫНКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (Приложение № 16 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **4.3.1** | …  c) Предварительная стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка в ГТП потребления по договору купли-продажи на РСВ за торговые сутки, определяется по формуле:  , (3)  [руб.] – предварительная стоимость электроэнергии, купленной потребителем *i* в ГТП потребления *p* по договору купли-продажи на РСВ за торговые сутки *x*-1;  [руб.] – стоимость электроэнергии, принятой потребителем по договору купли-продажи на РСВ в ГТП потребителя, в ГТП потребления *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – стоимость электроэнергии, купленной потребителем в ГТП свободного двустороннего договора в обеспечение исполнения обязательств по свободному двустороннему договору, если Потребитель является Продавцом по свободному двустороннему договору и если данный час *h* не отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – стоимость объема электроэнергии в размере плановых нагрузочных потерь электроэнергии в ГТП потребления по договору купли-продажи на РСВ, в ГТП потребления *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).*  d) Предварительная стоимость электроэнергии, проданной Потребителем в ГТП потребления по договору комиссии на РСВ за торговые сутки, определяется по формуле:  ,  [руб.] – предварительная стоимость электроэнергии, проданной потребителем *i* в ГТП потребления *p* по договору комиссии на РСВ за торговые сутки *x*-1;  [руб.] – стоимость электроэнергии, проданной покупателем по всем регулируемым договорам, в ГТП потребления *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – стоимость электроэнергии, проданной потребителем в ГТП свободного двустороннего договора в обеспечение исполнения обязательств по свободному двустороннему договору, если данный час *h* не отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – стоимость электроэнергии в объеме плановых нагрузочных потерь, проданной покупателем в ГТП потребления *p*, для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)*;*  [руб.] – стоимость проданной электрической энергии блок-станций либо иных генерирующих объектов, в отношении которых на оптовом рынке не зарегистрированы ГТП генерации, в ГТП потребления *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – стоимость электроэнергии, проданной потребителем в обеспечение исполнения обязательств по небиржевому СДЭМ. Определяется в соответствии с Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед (Приложение № 8 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  [руб.] – стоимость электроэнергии, проданной покупателем в обеспечение исполнения обязательств по биржевому СДЭМ. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – стоимость электроэнергии, проданной потребителем в обеспечение исполнения обязательств по свободному двустороннему договору, в случае если рассматриваемый час операционных суток *h* отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  …   1. Предварительная стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка в ГТП экспорта по договору купли-продажи на РСВ за торговые сутки, определяется по формуле:   ,  [руб.] – стоимость экспортных поставок электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i*, осуществляющим покупку электроэнергии в ГТП экспорта *r* по договору купли-продажи на РСВ в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – стоимость электроэнергии в объемах межгосударственной передачи электроэнергии, купленной потребителем по договору купли-продажи на РСВ в ГТП экспорта *r*, для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка в обеспечение исполнения обязательств по свободному двустороннему договору, если данный час *h* не отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – стоимость объема электроэнергии в размере плановых нагрузочных потерь электроэнергии, купленных покупателем в ГТП экспорта по договору купли-продажи электроэнергии на оптовом рынке, в ГТП экспорта *r* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).   1. Предварительная стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка, в ГТП экспорта по договору комиссии на РСВ за торговые сутки, определяется по формуле:   ,  [руб.] – стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка в обеспечение исполнения обязательств по свободному двустороннему договору, если данный час *h* не отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка в обеспечение исполнения обязательств по небиржевому СДЭМ. Определяется в соответствии с Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед (Приложение № 8 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  [руб.] – стоимость электроэнергии, проданной покупателем в обеспечение исполнения обязательств по биржевому СДЭМ. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – стоимость электроэнергии, проданной потребителем в обеспечение исполнения обязательств по свободному двустороннему договору, в случае если рассматриваемый час операционных суток *h* отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – стоимость электроэнергии, проданной покупателем в обеспечение исполнения обязательств по всем регулируемым договорам, в ГТП экспорта *r* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – стоимость плановых нагрузочных потерь электроэнергии, проданных покупателем, в ГТП экспорта *r* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | …  c) Предварительная стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка в ГТП потребления по договору купли-продажи на РСВ за торговые сутки, определяется по формуле:  , (3)  [руб.] – предварительная стоимость электроэнергии, купленной потребителем *i* в ГТП потребления *p* по договору купли-продажи на РСВ за торговые сутки *x*-1;  [руб.] – стоимость электроэнергии, принятой потребителем по договору купли-продажи на РСВ в ГТП потребителя, в ГТП потребления *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – стоимость электроэнергии, купленной потребителем в ГТП свободного двустороннего договора в обеспечение исполнения обязательств по свободному двустороннему договору, если Потребитель является Продавцом по свободному двустороннему договору и если данный час *h* не отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  d) Предварительная стоимость электроэнергии, проданной Потребителем в ГТП потребления по договору комиссии на РСВ за торговые сутки, определяется по формуле:  ,  [руб.] – предварительная стоимость электроэнергии, проданной потребителем *i* в ГТП потребления *p* по договору комиссии на РСВ за торговые сутки *x*-1;  [руб.] – стоимость электроэнергии, проданной покупателем по всем регулируемым договорам, в ГТП потребления *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – стоимость электроэнергии, проданной потребителем в ГТП свободного двустороннего договора в обеспечение исполнения обязательств по свободному двустороннему договору, если данный час *h* не отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – стоимость проданной электрической энергии блок-станций либо иных генерирующих объектов, в отношении которых на оптовом рынке не зарегистрированы ГТП генерации, в ГТП потребления *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – стоимость электроэнергии, проданной потребителем в обеспечение исполнения обязательств по небиржевому СДЭМ. Определяется в соответствии с Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед (Приложение № 8 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  [руб.] – стоимость электроэнергии, проданной покупателем в обеспечение исполнения обязательств по биржевому СДЭМ. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – стоимость электроэнергии, проданной потребителем в обеспечение исполнения обязательств по свободному двустороннему договору, в случае если рассматриваемый час операционных суток *h* отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  …   1. Предварительная стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка в ГТП экспорта по договору купли-продажи на РСВ за торговые сутки, определяется по формуле:   ,  [руб.] – стоимость экспортных поставок электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i*, осуществляющим покупку электроэнергии в ГТП экспорта *r* по договору купли-продажи на РСВ в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – стоимость электроэнергии в объемах межгосударственной передачи электроэнергии, купленной потребителем по договору купли-продажи на РСВ в ГТП экспорта *r*, для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка в обеспечение исполнения обязательств по свободному двустороннему договору, если данный час *h* не отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);   1. Предварительная стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка, в ГТП экспорта по договору комиссии на РСВ за торговые сутки, определяется по формуле:   ,  [руб.] – стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка в обеспечение исполнения обязательств по свободному двустороннему договору, если данный час *h* не отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка в обеспечение исполнения обязательств по небиржевому СДЭМ. Определяется в соответствии с Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед (Приложение № 8 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  [руб.] – стоимость электроэнергии, проданной покупателем в обеспечение исполнения обязательств по биржевому СДЭМ. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – стоимость электроэнергии, проданной потребителем в обеспечение исполнения обязательств по свободному двустороннему договору, в случае если рассматриваемый час операционных суток *h* отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – стоимость электроэнергии, проданной покупателем в обеспечение исполнения обязательств по всем регулируемым договорам, в ГТП экспорта *r* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |
| **4.3.2** | 1. Предварительная стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка в ГТП генерации по договору комиссии на РСВ за период, определяется по формуле:   (40)  *tj* – периоды (с 1-го по 9-е, с 10-го по 23-е число расчетного месяца).   1. Предварительная стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка в ГТП генерации по договору купли-продажи на РСВ за период, определяется по формуле:   . (41)   1. Предварительная стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка в ГТП потребления по договору купли-продажи на РСВ за период, определяется по формуле:   . (42)   1. Предварительная стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка в ГТП потребления по договору комиссии на РСВ за период, определяется по формуле:   . (43)   1. Предварительная стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка в ГТП импорта по договору комиссии на РСВ за период, определяется по формуле:   . (44)   1. Стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка в ГТП импорта по договору комиссии на РСВ за период для формирования объемов импортных поставок по внешнеэкономическим договорам, определяется по формуле:   , (45) [МВт∙ч] – объем электроэнергии, проданный участником оптового рынка в ГТП импорта по договору комиссии на РСВ для формирования объемов импортных поставок по внешнеэкономическим договорам. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);*i* – участник оптового рынка,*r* – ГТП импорта,*h* – час операционных суток. [руб./МВт∙ч] – цена электроэнергии, купленной/проданной участником оптового рынка *i* за период *tj*для формирования объемов поставок по внешнеэкономическим договорам. Определяется в соответствии с пунктом 4.3.7 данного Регламента.   1. Предварительная стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка в ГТП импорта по договору купли-продажи на РСВ за период, определяется по формуле:   . (46)   1. Предварительная стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка в ГТП экспорта по договору купли-продажи на РСВ за период, определяется по формуле:   . (47)   1. Стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка в ГТП экспорта по договору купли-продажи на РСВ за период для формирования объемов экспортных поставок по внешнеэкономическим договорам, определяется по формуле:   , (48) [МВт∙ч] – объем электроэнергии, купленный участником оптового рынка в ГТП экспорта по договору купли-продажи на РСВ для формирования объемов экспортных поставок по внешнеэкономическим договорам. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);*i* – участник оптового рынка;*r* – ГТП экспорта;*h* – час операционных суток. [руб./МВт∙ч] – цена электроэнергии, купленной/проданной участником оптового рынка *i* за период *tj*для формирования объемов поставок по внешнеэкономическим договорам. Определяется в соответствии с пунктом 4.3.7 данного Регламента.   1. Предварительная стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка, в ГТП экспорта по договору комиссии на РСВ за период, определяется по формуле:   . | 1. Предварительная стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка в ГТП генерации по договору комиссии на РСВ за период, определяется по формуле:   (40)  *tj* – периоды (с 1-го по 9-е, с 10-го по 23-е число расчетного месяца).   1. Предварительная стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка в ГТП генерации по договору купли-продажи на РСВ за период, определяется по формуле:   . (41)   1. Предварительная стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка в ГТП потребления по договору купли-продажи на РСВ за период, определяется по формуле:   , (42)  где [руб.] – стоимость расчетных нагрузочных потерь электрической энергии, учтенных в равновесных ценах на электрическую энергию в ГТП потребления *p* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);   1. Предварительная стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка в ГТП потребления по договору комиссии на РСВ за период, определяется по формуле:   . (43)   1. Предварительная стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка в ГТП импорта по договору комиссии на РСВ за период, определяется по формуле:   . (44)   1. Стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка в ГТП импорта по договору комиссии на РСВ за период для формирования объемов импортных поставок по внешнеэкономическим договорам, определяется по формуле:   , (45) [МВт∙ч] – объем электроэнергии, проданный участником оптового рынка в ГТП импорта по договору комиссии на РСВ для формирования объемов импортных поставок по внешнеэкономическим договорам. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);*i* – участник оптового рынка,*r* – ГТП импорта,*h* – час операционных суток. [руб./МВт∙ч] – цена электроэнергии, купленной/проданной участником оптового рынка *i* за период *tj*для формирования объемов поставок по внешнеэкономическим договорам. Определяется в соответствии с пунктом 4.3.7 данного Регламента.   1. Предварительная стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка в ГТП импорта по договору купли-продажи на РСВ за период, определяется по формуле:   . (46)   1. Предварительная стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка в ГТП экспорта по договору купли-продажи на РСВ за период, определяется по формуле:   , (47)  где [руб.] – стоимость расчетных нагрузочных потерь электрической энергии, учтенных в равновесных ценах на электрическую энергию в ГТП экспорта *r* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);   1. Стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка в ГТП экспорта по договору купли-продажи на РСВ за период для формирования объемов экспортных поставок по внешнеэкономическим договорам, определяется по формуле:   , (48) [МВт∙ч] – объем электроэнергии, купленный участником оптового рынка в ГТП экспорта по договору купли-продажи на РСВ для формирования объемов экспортных поставок по внешнеэкономическим договорам. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);*i* – участник оптового рынка;*r* – ГТП экспорта;*h* – час операционных суток. [руб./МВт∙ч] – цена электроэнергии, купленной/проданной участником оптового рынка *i* за период *tj*для формирования объемов поставок по внешнеэкономическим договорам. Определяется в соответствии с пунктом 4.3.7 данного Регламента.   1. Предварительная стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка, в ГТП экспорта по договору комиссии на РСВ за период, определяется по формуле:   . |
| **4.3.5.1** | Первым этапом осуществляется корректировка финансовых обязательств участников оптового рынка по договору купли-продажи на РСВ и требований по договору комиссии на РСВ за расчетный период *t* на стоимость объема электроэнергии для компенсации потерь, учитываемого в РД (разницы от потерь, запланированных в РД).  [руб.] – стоимость электроэнергии, купленной покупателем ГТП потребления (экспорта) по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период с учетом стоимости объема электроэнергии для компенсации потерь, учитываемого в РД;  [руб.] – стоимость электроэнергии, проданной покупателем в ГТП потребления (экспорта) по договору комиссии на РСВ за расчетный период с учетом стоимости объема электроэнергии для компенсации потерь, учитываемого в РД.  Для ГТП потребления:  ,  ,  ,  .  Для ГТП экспорта:  ,  ,  ,  ,  где [руб.] – предварительная стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i* в ГТП потребления *p* по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период *t*, определенная в соответствии с п. 4.3.4.1 настоящего Регламента;  [руб.] – предварительная стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка *i* в ГТП потребления *p* по договору комиссии на РСВ за расчетный период *t*, определенная в соответствии с п. 4.3.4.1 настоящего Регламента;  [руб.] – предварительная стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i* в ГТП экспорта *r* по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период *t*, определенная в соответствии с п. 4.3.4.1 настоящего Регламента;  [руб.] – предварительная стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка *i* в ГТП экспорта *r* по договору комиссии на РСВ за расчетный период *t*, определенная в соответствии с п. 4.3.4.1 настоящего Регламента;  [руб.] – стоимость объема электроэнергии в размере плановых нагрузочных потерь электроэнергии в ГТП потребления (ГТП экспорта) *p* по договору купли-продажи на РСВ для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  [руб.] – стоимость электроэнергии в объеме плановых нагрузочных потерь, проданной покупателем в ГТП потребления (ГТП экспорта) *p*, для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | Первым этапом осуществляется корректировка финансовых обязательств участников оптового рынка по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период *t* на стоимость расчетных нагрузочных потерь электрической энергии, учтенных в равновесных ценах на электрическую энергию.  [руб.] – стоимость электроэнергии, купленной покупателем ГТП потребления (экспорта) по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период с учетом стоимости расчетных нагрузочных потерь электрической энергии, учтенных в равновесных ценах на электрическую энергию;  [руб.] – стоимость электроэнергии, проданной покупателем в ГТП потребления (экспорта) по договору комиссии на РСВ за расчетный период с учетом стоимости расчетных нагрузочных потерь электрической энергии, учтенных в равновесных ценах на электрическую энергию.  Для ГТП потребления:  ,  ,  .  Для ГТП экспорта:  ,  ,  ,  где [руб.] – предварительная стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i* в ГТП потребления *p* по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период *t*, определенная в соответствии с п. 4.3.4.1 настоящего Регламента;  [руб.] – предварительная стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка *i* в ГТП потребления *p* по договору комиссии на РСВ за расчетный период *t*, определенная в соответствии с п. 4.3.4.1 настоящего Регламента;  [руб.] – предварительная стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i* в ГТП экспорта *r* по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период *t*, определенная в соответствии с п. 4.3.4.1 настоящего Регламента;  [руб.] – предварительная стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка *i* в ГТП экспорта *r* по договору комиссии на РСВ за расчетный период *t*, определенная в соответствии с п. 4.3.4.1 настоящего Регламента;  [руб.] – стоимость расчетных нагрузочных потерь электрической энергии, учтенных в равновесных ценах на электрическую энергию в ГТП потребления (экспорта) *p* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  Величины уменьшения обязательств на стоимость расчетных нагрузочных потерь электрической энергии, учтенных в равновесных ценах на электрическую энергию, определенные согласно данному пункту в отношении каждой ГТП потребления и ГТП экспорта участника оптового рынка (), указываются в аналитическом реестре обязательств по договорам купли-продажи на РСВ в соответствии формой, утвержденной приложением 11.9 к настоящему Регламенту. |
| **4.3.5.2** | Второй этап корректировки финансовых обязательств/требований участников оптового рынка за расчетный период Суммарная в ценовой зоне за расчетный период *t* величина, которая учитывается при составлении окончательного расчета финансовых обязательств и требований по итогам расчетного периода и обусловлена оплатой пусков генерирующего оборудования по итогам оптимизационного расчета ВСВГО, определяется как:  ,  где [руб.] – дополнительное предварительное требование по договору комиссии на РСВ в ГТП генерации *q* участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, обусловленное оплатой пуска генерирующего оборудования по результатам оптимизационного расчета ВСВГО. Определяется в соответствии с пунктом 5.1.2.2 *Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).*  Указанная величина распределяется среди ГТП потребления и ГТП экспорта (за исключением ГТП потребления поставщика, ГТП участников неценовой зоны, ГТП потребления энергосбытовой организации, указанной в решении Правительства Российской Федерации, расположенной в местах, определенных в соответствии с указанным решением Правительства Российской Федерации, и ГТП экспорта, расположенных на сечениях, соответствующих транзитным перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны) в соответствующей ценовой зоне.  Величина начисленной корректировки для ГТП потребления участника оптового рынка, обусловленная оплатой пусков генерирующего оборудования по итогам оптимизационного расчета ВСВГО, определяется как:  .  Величина начисленной корректировки для ГТП экспорта участника оптового рынка, обусловленная оплатой пусков генерирующего оборудования по итогам оптимизационного расчета ВСВГО, определяется как:  ,  где [МВт.ч] –полный плановый объем экспорта электроэнергии в ГТП экспорта *r* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, за исключением объемов межгосударственной передачи электроэнергии, осуществляемой через ГТП экспорта *r*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).*  .  Величина определяется:  а) для ГТП потребления поставщика или ГТП потребления, являющейся смежной с зарегистрированными на ОРЭ за участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрированы ГТП потребления поставщика:   * если , то   ,   * иначе ;   б) для остальных ГТП потребления:  .  [МВт∙ч] – объем проданной электрической энергии блок-станций (объектов управления), не представленных на оптовом рынке отдельной ГТП генерации и включенных в ГТП потребления *p* (в том числе ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, ГТП потребления поставщика) в соответствии с Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели (стандартная форма устанавливается *Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт.ч] – плановый объем потребления (сальдированный с объемом выработки блок-станций) участника оптового рынка *i* в ГТП потребления *p*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  [МВт.ч] – максимально допустимая величина месячного расхода электроэнергии на собственные нужды генерации для электростанции участника оптового рынка, в отношении которой на оптовом рынке зарегистрирована (-ы) ГТП генерации, определенная в соответствии с приложением 1 *Регламента актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*; *i* – участник оптового рынка;  *s* – электростанции, отнесенные к ГТП потребления *p*;  *t* – расчетный период;  *h* – час операционных суток;*,*  *p –* ГТП потребления (в том числе ГТП потребления поставщика);  *r* – ГТП экспорта. | Второй этап корректировки финансовых обязательств/требований участников оптового рынка за расчетный период Суммарная в ценовой зоне за расчетный период *t* величина, которая учитывается при составлении окончательного расчета финансовых обязательств и требований по итогам расчетного периода и обусловлена оплатой пусков генерирующего оборудования по итогам оптимизационного расчета ВСВГО, определяется как:  ,  где [руб.] – дополнительное предварительное требование по договору комиссии на РСВ в ГТП генерации *q* участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, обусловленное оплатой пуска генерирующего оборудования по результатам оптимизационного расчета ВСВГО. Определяется в соответствии с пунктом 5.1.2.2 *Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).*  Указанная величина распределяется среди ГТП потребления и ГТП экспорта (за исключением ГТП потребления поставщика, ГТП потребления ГАЭС, ГТП участников неценовой зоны, ГТП потребления энергосбытовой организации, указанной в решении Правительства Российской Федерации, расположенной в местах, определенных в соответствии с указанным решением Правительства Российской Федерации, и ГТП экспорта, расположенных на сечениях, соответствующих транзитным перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны) в соответствующей ценовой зоне.  Величина начисленной корректировки для ГТП потребления участника оптового рынка, обусловленная оплатой пусков генерирующего оборудования по итогам оптимизационного расчета ВСВГО, определяется как:  .  Величина начисленной корректировки для ГТП экспорта участника оптового рынка, обусловленная оплатой пусков генерирующего оборудования по итогам оптимизационного расчета ВСВГО, определяется как:  ,  где [МВт.ч] –полный плановый объем экспорта электроэнергии в ГТП экспорта *r* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, за исключением объемов межгосударственной передачи электроэнергии, осуществляемой через ГТП экспорта *r*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).*  [МВт.ч] – плановый объем потребления (сальдированный с объемом выработки блок-станций) участника оптового рынка *i* в ГТП потребления *p*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  *i* – участник оптового рынка;  *t* – расчетный период;  *h* – час операционных суток;*,*  *p –* ГТП потребления;  *r* – ГТП экспорта. |
| **4.3.5.2.1** | Сначала корректируются требования участника оптового рынка по договору комиссии на РСВ за период.  Величина корректировки требований участника оптового рынка в ГТП по договору комиссии на РСВ за последний расчетный период определяется как:  .  Стоимость электроэнергии, проданной покупателем в ГТП потребления (экспорта) по договору комиссии на РСВ за расчетный период с учетом оплаты пусков по итогам оптимизационного расчета ВСВГО, определяется как:  ,  где [руб.] – стоимость электроэнергии, проданной покупателем в ГТП потребления (экспорта) по договору комиссии на РСВ за расчетный период, с учетом стоимости объема электроэнергии для компенсации потерь, учитываемого в РД, определенная в соответствии с п. 4.3.5.1 настоящего Регламента.  Величина корректировки обязательства участника оптового рынка в ГТП по договору купли-продажи на РСВ за период определяется как:  .  Стоимость электроэнергии, купленной покупателем в ГТП потребления (экспорта) по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период с учетом оплаты пусков по итогам оптимизационного расчета ВСВГО, определяется как:  ,  где [руб.] – стоимость электроэнергии, купленной покупателем в ГТП потребления (экспорта) по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период, с учетом стоимости объема электроэнергии для компенсации потерь, учитываемого в РД, определенная в соответствии с п. 4.3.5.1 настоящего Регламента.  При этом если величина , определенная в соответствии с п. 4.3.6 настоящего Регламента, равна нулю, то, а нераспределенная величина будет распределена второй итерацией. | Сначала корректируются требования участника оптового рынка по договору комиссии на РСВ за период.  Величина корректировки требований участника оптового рынка в ГТП по договору комиссии на РСВ за последний расчетный период определяется как:  .  Стоимость электроэнергии, проданной покупателем в ГТП потребления (экспорта) по договору комиссии на РСВ за расчетный период с учетом оплаты пусков по итогам оптимизационного расчета ВСВГО, определяется как:  ,  где [руб.] – стоимость электроэнергии, проданной покупателем в ГТП потребления (экспорта) по договору комиссии на РСВ за расчетный период, с учетом стоимости расчетных нагрузочных потерь электрической энергии, учтенных в равновесных ценах на электрическую энергию, определенная в соответствии с п. 4.3.5.1 настоящего Регламента.  Величина корректировки обязательства участника оптового рынка в ГТП по договору купли-продажи на РСВ за период определяется как:  .  Стоимость электроэнергии, купленной покупателем в ГТП потребления (экспорта) по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период с учетом оплаты пусков по итогам оптимизационного расчета ВСВГО, определяется как:  ,  где [руб.] – стоимость электроэнергии, купленной покупателем в ГТП потребления (экспорта) по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период, с учетом стоимости расчетных нагрузочных потерь электрической энергии, учтенных в равновесных ценах на электрическую энергию, определенная в соответствии с п. 4.3.5.1 настоящего Регламента.  При этом если величина , определенная в соответствии с п. 4.3.6 настоящего Регламента, равна нулю, то, а нераспределенная для такой ГТП *k* величина будет распределена второй итерацией.  Если величина , определенная в соответствии с п. 4.3.6 настоящего Регламента, не равна нулю, то для такой ГТП *k* нераспределенная величина корректировки небаланса после первой итерации равна нулю . |
| **4.3.5.3** | Далее определяется величина небаланса , оставшаяся после первого этапа распределения:  . (52)  … | Далее определяется величина небаланса , оставшаяся после первого этапа распределения:  . (52)  … |
| **4.3.5.4** | Распределение величины проводится в несколько итераций.  Небаланс не распределяется на следующие ГТП участников оптового рынка:  а) относящихся к неценовой зоне;  б) осуществляющих экспортно-импортные операции:  – в части поставок электроэнергии по транзитным сечениям экспорта-импорта, соответствующим транзитным перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны);  − в части поставок электроэнергии из зарубежной энергосистемы в энергорайон России, временно работающий изолированно от ЕЭС России (при отключении всех электрических связей с ЕЭС России) и параллельно с зарубежной энергосистемой;  в) в отношении ГТП генерации, указанных в подпункте «а» п. 3.8.9 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), ГТП генерации, включающих генерирующие объекты, мощность которых поставляется в вынужденном режиме;  г) в отношении ГТП потребления энергосбытовой организации, указанной в решении Правительства Российской Федерации, расположенной в местах, определенных в соответствии с указанным решением Правительства Российской Федерации.  [руб.] – предварительная стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i* по договору купли-продажи на РСВ в ГТП *k* за расчетный период *t*.  Если *k* – ГТП потребления (экспорта), то ,  если *k* – ГТП генерации, то ,  если *k* – ГТП импорта, то .  [руб.] – предварительная стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i* в ГТП генерации *k* по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период *t*, определенная в соответствии с п. 4.3.4.1 настоящего Регламента;  [руб.] – предварительная стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i* в ГТП импорта *k* по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период *t*, определенная в соответствии с п. 4.3.4.1 настоящего Регламента.  В случае если у участника оптового рынка по договору купли-продажи на РСВ в ГТП *k* объем покупки не равен нулю, а , то величина предварительной стоимости электроэнергии, купленной участником оптового рынка в рассматриваемой ГТП по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период, принимается равной 1 рублю. Также в указанном случае, если по договору комиссии на РСВ в рассматриваемой ГТП объем продажи не равен нулю, то величина предварительной стоимости электроэнергии, проданной участником оптового рынка в рассматриваемой ГТП по договору комиссии на РСВ за расчетный период, увеличивается на 1 рубль.  [руб.] – предварительная стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка *i* по договору комиссии на РСВ в ГТП *k* за расчетный период *t*. Если *k* – ГТП потребления (экспорта), то ,  если *k* – ГТП генерации, то ,  если *k* – ГТП импорта, то .  [руб.] – предварительная стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка *i* в ГТП генерации *k* по договору комиссии на РСВ за расчетный период *t*, определенная в соответствии с п. 4.3.4.1 настоящего Регламента;  [руб.] – предварительная стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка *i* в ГТП импорта *k* по договору комиссии на РСВ за расчетный период *t*, определенная в соответствии с п. 4.3.4.1 настоящего Регламента.  В случае если у участника оптового рынка по договору комиссии на РСВ в ГТП *k* объем продажи не равен нулю, а , то величина предварительной стоимости электроэнергии, проданной участником оптового рынка в рассматриваемой ГТП по договору комиссии на РСВ за расчетный период, принимается равной 1 рублю. Также в указанном случае, если по договору купли-продажи на РСВ в рассматриваемой ГТП объем покупки не равен нулю, то величина предварительной стоимости электроэнергии, купленной участником оптового рынка в рассматриваемой ГТП по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период, увеличивается на 1 рубль.  **Первая итерация**  На рынке на сутки вперед за расчетный период *t* может возникнуть как положительный, так и отрицательный небаланс:  а) В случае если за расчетный период *t* на рынке на сутки впередвозник положительный небаланс , то величина начисленной корректировки также положительна .  Сначала корректируются обязательства участника оптового рынка в ГТП по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период.  Величина корректировки обязательства участника оптового рынка в ГТП по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период определяется:  если *k* – ГТП генерации, ГТП потребления или ГТП импорта, то  ;  если *k* – ГТП экспорта, то  ;  [руб.] – стоимость электроэнергии в объемах межгосударственной передачи электроэнергии, купленной потребителем по договору купли-продажи на РСВ в ГТП экспорта *r*, для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).*  [руб.] – стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i* по договору купли-продажи на РСВ в ГТП *k* за расчетный период *t* с учетом небаланса.  Величина корректировки требований участника оптового рынка в ГТП по договору комиссии на РСВ за расчетный период определяется:  [руб.] – стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка *i* по договору комиссии на РСВ в ГТП *k* за расчетный период *t* с учетом небаланса.  При этом, если величина , определенная в соответствии с п. 4.3.6 настоящего Регламента, равна нулю, то , а нераспределенная величина будет распределяться второй итерацией.  б) В случае если за расчетный период *t* на рынке на сутки впередвозник отрицательный небаланс , то величина начисленной корректировки также отрицательна .  Сначала корректируются требования участника оптового рынка по договору комиссии на РСВ за расчетный период.  Величина корректировки требований участника оптового рынка в ГТП по договору комиссии на РСВ за расчетный период определяется:  если *k* – ГТП генерации, ГТП потребления или ГТП экспорта, то  ;  если *k* – ГТП импорта, то  ; [руб.] – стоимость электроэнергии в объемах межгосударственной передачи электроэнергии, проданной участником оптового рынка, осуществляющим продажу электроэнергии в ГТП импорта *k* по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед по договору комиссии на РСВ, для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)*.* .  Величина корректировки обязательства участника оптового рынка в ГТП по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период определяется:  ,  .  При этом, если величина , определенная в соответствии с п. 4.3.6 настоящего Регламента, равна нулю, то , а нераспределенная величина будет распределяться второй итерацией.  Вторая итерация  В случае если после первой итерации распределения небаланса у каких-либо участников оптового рынка осталась нераспределенная величина корректировки небаланса, то она распределяется второй итерацией среди ГТП участников оптового рынка соответствующей ценовой зоны, для ГТП которых нераспределенная величина корректировки небаланса после первой итерации равна нулю . Распределение происходит аналогично первой итерации распределения с учетом проведенных корректировок. Величина корректировки для ГТП участника оптового рынка на второй итерации распределения определяется аналогично расчету величины корректировки на первой итерации распределения.  При этом величина небаланса, подлежащая распределению на второй итерации определяется:  ,  где [руб.] – нераспределенная величина корректировки небаланса для ГТП *k* участника оптового рынка *i* после первой итерации распределения.  Если по результатам второй итерации распределения вновь осталась нераспределенная величина небаланса, то она в свою очередь распределяется далее до полного распределения. | Распределение величины проводится в несколько итераций.  Небаланс не распределяется на следующие ГТП участников оптового рынка:  а) относящихся к неценовой зоне;  б) осуществляющих экспортно-импортные операции:  – в части поставок электроэнергии по транзитным сечениям экспорта-импорта, соответствующим транзитным перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны);  − в части поставок электроэнергии из зарубежной энергосистемы в энергорайон России, временно работающий изолированно от ЕЭС России (при отключении всех электрических связей с ЕЭС России) и параллельно с зарубежной энергосистемой;  в) в отношении ГТП генерации, указанных в подпункте «а» п. 3.8.9 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), ГТП генерации, включающих генерирующие объекты, мощность которых поставляется в вынужденном режиме;  г) в отношении ГТП потребления энергосбытовой организации, указанной в решении Правительства Российской Федерации, расположенной в местах, определенных в соответствии с указанным решением Правительства Российской Федерации.  [руб.] – предварительная стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i* по договору купли-продажи на РСВ в ГТП *k* за расчетный период *t*.  Если *k* – ГТП потребления (экспорта), то ,  если *k* – ГТП генерации, то ,  если *k* – ГТП импорта, то .  [руб.] – предварительная стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i* в ГТП генерации *k* по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период *t*, определенная в соответствии с п. 4.3.4.1 настоящего Регламента;  [руб.] – предварительная стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i* в ГТП импорта *k* по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период *t*, определенная в соответствии с п. 4.3.4.1 настоящего Регламента.  В случае если у участника оптового рынка по договору купли-продажи на РСВ в ГТП *k* объем покупки не равен нулю, а , то величина предварительной стоимости электроэнергии, купленной участником оптового рынка в рассматриваемой ГТП по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период, принимается равной 1 рублю. Также в указанном случае, если по договору комиссии на РСВ в рассматриваемой ГТП объем продажи не равен нулю, то величина предварительной стоимости электроэнергии, проданной участником оптового рынка в рассматриваемой ГТП по договору комиссии на РСВ за расчетный период, увеличивается на 1 рубль.  [руб.] – предварительная стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка *i* по договору комиссии на РСВ в ГТП *k* за расчетный период *t*. Если *k* – ГТП потребления (экспорта), то ,  если *k* – ГТП генерации, то ,  если *k* – ГТП импорта, то .  [руб.] – предварительная стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка *i* в ГТП генерации *k* по договору комиссии на РСВ за расчетный период *t*, определенная в соответствии с п. 4.3.4.1 настоящего Регламента;  [руб.] – предварительная стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка *i* в ГТП импорта *k* по договору комиссии на РСВ за расчетный период *t*, определенная в соответствии с п. 4.3.4.1 настоящего Регламента.  В случае если у участника оптового рынка по договору комиссии на РСВ в ГТП *k* объем продажи не равен нулю, а , то величина предварительной стоимости электроэнергии, проданной участником оптового рынка в рассматриваемой ГТП по договору комиссии на РСВ за расчетный период, принимается равной 1 рублю. Также в указанном случае, если по договору купли-продажи на РСВ в рассматриваемой ГТП объем покупки не равен нулю, то величина предварительной стоимости электроэнергии, купленной участником оптового рынка в рассматриваемой ГТП по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период, увеличивается на 1 рубль.  **Первая итерация**  На рынке на сутки вперед за расчетный период *t* может возникнуть как положительный, так и отрицательный небаланс:  а) В случае если за расчетный период *t* на рынке на сутки впередвозник положительный небаланс , то величина начисленной корректировки также положительна .  Сначала корректируются обязательства участника оптового рынка в ГТП по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период.  Величина корректировки обязательства участника оптового рынка в ГТП по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период определяется:  если *k* – ГТП генерации, ГТП потребления или ГТП импорта, то  ;  если *k* – ГТП экспорта, то  ;  [руб.] – стоимость электроэнергии в объемах межгосударственной передачи электроэнергии, купленной потребителем по договору купли-продажи на РСВ в ГТП экспорта *r*, для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);*  [руб.] – стоимость расчетных нагрузочных потерь электрической энергии, учтенных в равновесных ценах на электрическую энергию вотношении суммарных объемов межгосударственной передачи электрической энергииГТП экспорта *k* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).*  [руб.] – стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i* по договору купли-продажи на РСВ в ГТП *k* за расчетный период *t* с учетом небаланса.  Величина корректировки требований участника оптового рынка в ГТП по договору комиссии на РСВ за расчетный период определяется:  [руб.] – стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка *i* по договору комиссии на РСВ в ГТП *k* за расчетный период *t* с учетом небаланса.  При этом, если величина , определенная в соответствии с п. 4.3.6 настоящего Регламента, равна нулю, то , а нераспределенная величина будет распределяться второй итерацией.  б) В случае если за расчетный период *t* на рынке на сутки впередвозник отрицательный небаланс , то величина начисленной корректировки также отрицательна .  Сначала корректируются требования участника оптового рынка по договору комиссии на РСВ за расчетный период.  Величина корректировки требований участника оптового рынка в ГТП по договору комиссии на РСВ за расчетный период определяется:  если *k* – ГТП генерации, ГТП потребления или ГТП экспорта, то  ;  если *k* – ГТП импорта, то  ; [руб.] – стоимость электроэнергии в объемах межгосударственной передачи электроэнергии, проданной участником оптового рынка, осуществляющим продажу электроэнергии в ГТП импорта *k* по итогам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед по договору комиссии на РСВ, для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)*.* .  Величина корректировки обязательства участника оптового рынка в ГТП по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период определяется:  ,  .  При этом, если величина , определенная в соответствии с п. 4.3.6 настоящего Регламента, равна нулю, то , а нераспределенная величина будет распределяться второй итерацией.  Вторая итерация  В случае если после первой итерации распределения небаланса у каких-либо участников оптового рынка осталась нераспределенная величина корректировки небаланса, то она распределяется второй итерацией среди ГТП участников оптового рынка соответствующей ценовой зоны, для ГТП которых нераспределенная величина корректировки небаланса после первой итерации равна нулю . Распределение происходит аналогично первой итерации распределения с учетом проведенных корректировок. Величина корректировки для ГТП участника оптового рынка на второй итерации распределения определяется аналогично расчету величины корректировки на первой итерации распределения.  При этом величина небаланса, подлежащая распределению на второй итерации определяется:  ,  где [руб.] – нераспределенная величина корректировки небаланса для ГТП *k* участника оптового рынка *i* после первой итерации распределения.  Если по результатам второй итерации распределения вновь осталась нераспределенная величина небаланса, то она в свою очередь распределяется далее до полного распределения. |
| **4.3.6** | Объем электроэнергии, купленный участником оптового рынка *i* по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период *t*, определяется по формуле: , (67)  где – для ГТП потребления,  – для ГТП экспорта,  – для ГТП генерации,  – для ГТП импорта,  где [МВт∙ч] – объем электроэнергии, купленный покупателем в ГТП потребления *p*, для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, купленный потребителем в ГТП свободного двустороннего договора в обеспечение исполнения обязательств по свободному двустороннему договору. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  () [МВт∙ч] – объем электроэнергии в размере плановых нагрузочных потерь электроэнергии, купленный покупателем в ГТП потребления (ГТП экспорта), отнесенный к объему регулируемого договора *D* в ГТП потребления *p* (ГТП экспорта ) для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)*.*  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, купленный поставщиком в ГТП генерации по договору купли-продажи на РСВ во исполнение обязательств по всем регулируемым договорам, в ГТП генерации *q* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, купленный поставщиком в ГТП свободного двустороннего договора в обеспечение исполнения обязательств по свободному двустороннему договору. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, купленный поставщиком *i* в обеспечение исполнения обязательств по небиржевому СДЭМ *d* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, купленный поставщиком *i* в обеспечение исполнения обязательств по биржевому СДЭМ *d* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт.ч] – объем электроэнергии, купленный участником оптового рынка *i* в ГТП импорта *r* по договору купли-продажи на РСВ в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, купленный участником оптового рынка по договору купли-продажи на РСВ в ГТП экспорта для формирования объемов экспортных поставок по внешнеэкономическим договорам. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем экспортных поставок электроэнергии, купленный покупателем в ГТП экспорта ,для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); [МВт.ч] – суммарный объем межгосударственной передачи электроэнергии, купленный покупателем в ГТП экспорта ,для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); *i* – участник оптового рынка;  *d* – СДД (СДЭМ);  *D* – регулируемый договор;  *p* – ГТП потребления;  *q* – ГТП генерации;  *r* – ГТП импорта;  *r’* – ГТП экспорта;  *h* – час операционных суток;  *t* – расчетный период. Объем электроэнергии, проданный участником оптового рынка *i* по договору комиссии на РСВ за расчетный период *t*, определяется по формуле: , (68)  где – для ГТП потребления,  – для ГТП экспорта,  – для ГТП генерации,  – для ГТП импорта;  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, проданный поставщиком в ГТП генерации по договору комиссии на РСВ, в ГТП генерации *q* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)*.*  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, проданный поставщиком в ГТП свободного двустороннего договора в обеспечение исполнения обязательств по свободному двустороннему договору. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, проданный потребителем в ГТП свободного двустороннего договора в обеспечение исполнения обязательств по свободному двустороннему договору. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  () [МВт∙ч] – объем электроэнергии в размере плановых нагрузочных потерь электроэнергии, проданный покупателем в ГТП потребления *p* (ГТП экспорта ) и отнесенный к объему регулируемого договора *D*, для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт.ч] – объем импортных поставок электроэнергии, проданный участником оптового рынка *i* в ГТП импорта *r* по договору комиссии на РСВ в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт.ч] – объем межгосударственной передачи электроэнергии, проданный участником оптового рынка *i* в ГТП импорта *r* по договору комиссии на РСВ в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, проданный участником оптового рынка *i* в ГТП импорта *r* по договору комиссии на РСВ для формирования объемов импортных поставок по внешнеэкономическим договорам в час операционных суток *h.* Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, проданный покупателем в обеспечение исполнения обязательств по регулируемым договорам в ГТП потребления *p*, для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт.ч] – объем электроэнергии, проданный покупателем в обеспечение исполнения обязательств по всем регулируемым договорам, в ГТП экспорта для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, проданный покупателем *i* в обеспечение исполнения обязательств по небиржевому СДЭМ *d* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, проданный покупателем *i* в обеспечение исполнения обязательств по биржевому СДЭМ *d* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); [МВт∙ч] – объем проданной электрической энергии блок-станций (объектов управления), не представленных на оптовом рынке отдельной ГТП генерации и включенных в ГТП потребления *p* (в том числе ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, ГТП потребления поставщика) в соответствии с Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели (стандартная форма устанавливается *Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*; *i* – участник оптового рынка;  *d* – СДД (СДЭМ);  *D* – регулируемый договор;  *p* – ГТП потребления (в том числе ГТП потребления поставщика);  *q* – ГТП генерации;  *r* – ГТП импорта;  *r’* – ГТП экспорта;  *h* – час операционных суток;  *t* – расчетный период. | Объем электроэнергии, купленный участником оптового рынка *i* по договору купли-продажи на РСВ за расчетный период *t*, определяется по формуле: , (67)  где – для ГТП потребления,  – для ГТП экспорта,  – для ГТП генерации,  – для ГТП импорта,  где [МВт∙ч] – объем электроэнергии, купленный покупателем в ГТП потребления *p*, для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, купленный потребителем в ГТП свободного двустороннего договора в обеспечение исполнения обязательств по свободному двустороннему договору. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, купленный поставщиком в ГТП генерации по договору купли-продажи на РСВ во исполнение обязательств по всем регулируемым договорам, в ГТП генерации *q* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, купленный поставщиком в ГТП свободного двустороннего договора в обеспечение исполнения обязательств по свободному двустороннему договору. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, купленный поставщиком *i* в обеспечение исполнения обязательств по небиржевому СДЭМ *d* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, купленный поставщиком *i* в обеспечение исполнения обязательств по биржевому СДЭМ *d* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт.ч] – объем электроэнергии, купленный участником оптового рынка *i* в ГТП импорта *r* по договору купли-продажи на РСВ в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, купленный участником оптового рынка по договору купли-продажи на РСВ в ГТП экспорта для формирования объемов экспортных поставок по внешнеэкономическим договорам. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем экспортных поставок электроэнергии, купленный покупателем в ГТП экспорта ,для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); [МВт.ч] – суммарный объем межгосударственной передачи электроэнергии, купленный покупателем в ГТП экспорта ,для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); *i* – участник оптового рынка;  *d* – СДД (СДЭМ);  *D* – регулируемый договор;  *p* – ГТП потребления;  *q* – ГТП генерации;  *r* – ГТП импорта;  *r’* – ГТП экспорта;  *h* – час операционных суток;  *t* – расчетный период. Объем электроэнергии, проданный участником оптового рынка *i* по договору комиссии на РСВ за расчетный период *t*, определяется по формуле: , (68)  где  – для ГТП потребления,  – для ГТП экспорта,  – для ГТП генерации,  – для ГТП импорта;  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, проданный поставщиком в ГТП генерации по договору комиссии на РСВ, в ГТП генерации *q* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)*.*  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, проданный поставщиком в ГТП свободного двустороннего договора в обеспечение исполнения обязательств по свободному двустороннему договору. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, проданный потребителем в ГТП свободного двустороннего договора в обеспечение исполнения обязательств по свободному двустороннему договору. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт.ч] – объем импортных поставок электроэнергии, проданный участником оптового рынка *i* в ГТП импорта *r* по договору комиссии на РСВ в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт.ч] – объем межгосударственной передачи электроэнергии, проданный участником оптового рынка *i* в ГТП импорта *r* по договору комиссии на РСВ в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, проданный участником оптового рынка *i* в ГТП импорта *r* по договору комиссии на РСВ для формирования объемов импортных поставок по внешнеэкономическим договорам в час операционных суток *h.* Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, проданный покупателем в обеспечение исполнения обязательств по регулируемым договорам в ГТП потребления *p*, для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт.ч] – объем электроэнергии, проданный покупателем в обеспечение исполнения обязательств по всем регулируемым договорам, в ГТП экспорта для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, проданный покупателем *i* в обеспечение исполнения обязательств по небиржевому СДЭМ *d* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт∙ч] – объем электроэнергии, проданный покупателем *i* в обеспечение исполнения обязательств по биржевому СДЭМ *d* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); [МВт∙ч] – объем проданной электрической энергии блок-станций (объектов управления), не представленных на оптовом рынке отдельной ГТП генерации и включенных в ГТП потребления *p* (в том числе ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, ГТП потребления поставщика) в соответствии с Актом о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели (стандартная форма устанавливается *Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*; *i* – участник оптового рынка;  *d* – СДД (СДЭМ);  *D* – регулируемый договор;  *p* – ГТП потребления (в том числе ГТП потребления поставщика);  *q* – ГТП генерации;  *r* – ГТП импорта;  *r’* – ГТП экспорта;  *h* – час операционных суток;  *t* – расчетный период. |
| **8.3.1** | Объем покупки электрической энергии в месяце *m* в целях компенсации потерь в сетях ФСК по договору купли-продажи электрической энергии в целях компенсации потерь в сетях (в ценовой зоне) определяется КО по следующей формуле:  .  Объем электрической энергии в месяце *m* в целях компенсации потерь в сетях ФСК на территории ценовой зоны *z* , определяется КО по следующей формуле:  .  Объем электрической энергии, купленный ФСК у АО «ЦФР» в месяце *m* в час операционных суток *h* в целях компенсации потерь в сетях ФСК на территории ценовой зоны *z* по договору купли-продажи электрической энергии в целях компенсации потерь в сетях , определяется КО по следующей формуле:  ,  где – объем фактических потерь электроэнергии в сетях ФСК в ценовой зоне *z* в месяце *m* в час операционных суток *h,* определенный в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  – объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, оплаченный участником оптового рынка *i* в ГТП потребления *p* в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  – объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, оплаченный участником оптового рынка *i* в ГТП экспорта *r* в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  – множество ГТП потребления (экспорта) в пределах ценовой зоны *z* (включая соответствующие ГТП потребления, отнесенные к неценовой зоне Архангельской области и неценовой зоне Республики Коми, для *z* = 1), указанных в п. 4.2.16 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*.  Объем электрической энергии, купленный ФСК у АО «ЦФР» в месяце *m* в час операционных суток *h* в целях компенсации потерь в сетях ФСК, в отношении субъекта РФ (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон) в пределах ценовой зоны *z* по договору купли-продажи электрической энергии в целях компенсации потерь в сетях определяется КО по следующему алгоритму:  а) если , то   * если, то   ;   * иначе   ;  б) если , то ;  где *m –* расчетный месяц;  *z –* ценовая зона;  *h* – час операционных суток;  *i* – участник оптового рынка;  – ГТП потребления участника, исключая ГТП потребления поставщика и ГТП потребления ГАЭС;  – субъект РФ (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  – множество субъектов РФ (включая объединения субъектов РФ) в пределах ценовой зоны *z*, для которых КО рассчитывает почасовые величины фактических отпусков электрической энергии (в сальдированном выражении) из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК 330 кВ и выше или сетям ФСК 220 кВ и ниже, в соответствии с п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – часовая величина суммарного фактического отпуска электрической энергии в сальдированном выражении из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК 330 кВ и выше, за расчетный месяц *m* по субъекту РФ (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон) в пределах ценовой зоны *z*, определяемая в соответствии c п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – часовая величина суммарного фактического отпуска электрической энергии в сальдированном выражении из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК 220 кВ и ниже, за расчетный месяц *m* по субъекту РФ (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон) в пределах ценовой зоны *z*, определяемая в соответствии c п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – норматив потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «330 кВ и выше» в процентах от суммарного отпуска электрической энергии из сети «330 кВ и выше» по территории субъекта Российской Федерации *F* (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон), утверждаемый Минэнерго России;  – норматив потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «220 кВ и ниже» в процентах от суммарного отпуска электрической энергии из сети «220 кВ и ниже» по территории субъекта Российской Федерации *F* (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон), утверждаемый Минэнерго России. В случае если *F* соответствует объединению субъектов РФ, то норматив потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «220 кВ и ниже» в отношении объединения субъектов РФ *F* определяется как средневзвешенное со значениями суммарного отпуска электрической энергии из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК по уровню напряжения «220 кВ и ниже», значение нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «220 кВ и ниже» по территориям субъектов РФ, отнесенных к *F*. Указанные значения суммарного отпуска электрической энергии из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК по уровню напряжения «220 кВ и ниже», и нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «220 кВ и ниже» в отношении субъектов РФ утверждаются Минэнерго России.  *Примечание*. В случае если на момент проведения КО расчета стоимости покупки электрической энергии в целях компенсации потерь в отношении расчетного периода отсутствуют утвержденные нормативы потерь электроэнергии при ее передаче по ЕНЭС на текущий период регулирования, то при проведении указанного расчета в отношении соответствующего расчетного периода применяются нормативы, утвержденные приказом уполномоченных министерств Российской Федерации на предшествующий период регулирования. В случае отсутствия в отношении одного или более субъектов Российской Федерации утвержденного приказом уполномоченных министерств Российской Федерации на текущий и предшествующий период регулирования норматива при проведении указанного расчета соответствующая величина норматива принимается равной нулю;  – объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК оплаченный участником оптового рынка *i* в ГТП потребления *p\** в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*.  Стоимость покупки электроэнергии в целях компенсации потерь в месяце *m* в целях компенсации потерь в сетях ФСК по договору купли-продажи электрической энергии в целях компенсации потерь в сетях (в ценовой зоне) определяется как .  Стоимость электроэнергии в целях компенсации потерь в ценовой зоне *z* в месяц *m* определяется как: .  Стоимость электроэнергии в целях компенсации потерь в субъекте Российской Федерации *F* в месяце *m* определяется как:  ,  где *m* – расчетный месяц;  *h* – час операционных суток;  *z* – ценовая зона;  *F* – субъект Российской Федерации (в случае существования ГТП потребления, расположенной на территории двух и более субъектов РФ, – объединение таких субъектов);  [руб.] – стоимость покупки электрической энергии АО «ЦФР» на рынке на сутки вперед в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях ФСК с учетом коэффициента несоблюдения сроков проведения ремонтов в отношении субъекта Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны *z* в час операционных суток *h*, которая рассчитывается в соответствии с п. 4.3.4.1 настоящего Регламента;  [руб.] – стоимость продажи электрической энергии АО «ЦФР» на рынке на сутки вперед в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях ФСК с учетом коэффициента несоблюдения сроков проведения ремонтов в отношении субъекта Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны *z* в час операционных суток *h*, которая рассчитывается в соответствии с п. 4.3.4.1 настоящего Регламента;  [руб.] – стоимость покупки электрической энергии в целях компенсации потерь в сетях ФСК, определенная в отношении субъекта Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны *z* на балансирующем рынке в час операционных суток *h*, рассчитанная в соответствии с п. 5.4.1 *Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – стоимость продажи электрической энергии в целях компенсации потерь в сетях ФСК, определенная в отношении субъекта Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны *z* на балансирующем рынке в час операционных суток *h*, рассчитанная в соответствии с п. 5.4.1 *Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | Объем покупки электрической энергии в месяце *m* в целях компенсации потерь в сетях ФСК по договору купли-продажи электрической энергии в целях компенсации потерь в сетях (в ценовой зоне) определяется КО по следующей формуле:  .  Объем электрической энергии в месяце *m* в целях компенсации потерь в сетях ФСК на территории ценовой зоны *z* , определяется КО по следующей формуле:  .  Объем электрической энергии, купленный ФСК у АО «ЦФР» в месяце *m* в час операционных суток *h* в целях компенсации потерь в сетях ФСК на территории ценовой зоны *z* по договору купли-продажи электрической энергии в целях компенсации потерь в сетях , определяется КО по следующей формуле:  ,  где – объем фактических потерь электроэнергии в сетях ФСК в ценовой зоне *z* в месяце *m* в час операционных суток *h,* определенный в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  Объем электрической энергии, купленный ФСК у АО «ЦФР» в месяце *m* в час операционных суток *h* в целях компенсации потерь в сетях ФСК, в отношении субъекта РФ (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон) в пределах ценовой зоны *z* по договору купли-продажи электрической энергии в целях компенсации потерь в сетях определяется КО по следующему алгоритму:  а) если , то  ;  б) если , то ;  где *m –* расчетный месяц;  *z –* ценовая зона;  *h* – час операционных суток;  *i* – участник оптового рынка;  – субъект РФ (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  – множество субъектов РФ (включая объединения субъектов РФ) в пределах ценовой зоны *z*, для которых КО рассчитывает почасовые величины фактических отпусков электрической энергии (в сальдированном выражении) из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК 330 кВ и выше или сетям ФСК 220 кВ и ниже, в соответствии с п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – часовая величина суммарного фактического отпуска электрической энергии в сальдированном выражении из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК 330 кВ и выше, за расчетный месяц *m* по субъекту РФ (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон) в пределах ценовой зоны *z*, определяемая в соответствии c п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – часовая величина суммарного фактического отпуска электрической энергии в сальдированном выражении из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК 220 кВ и ниже, за расчетный месяц *m* по субъекту РФ (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон) в пределах ценовой зоны *z*, определяемая в соответствии c п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – норматив потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «330 кВ и выше» в процентах от суммарного отпуска электрической энергии из сети «330 кВ и выше» по территории субъекта Российской Федерации *F* (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон), утверждаемый Минэнерго России;  – норматив потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «220 кВ и ниже» в процентах от суммарного отпуска электрической энергии из сети «220 кВ и ниже» по территории субъекта Российской Федерации *F* (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон), утверждаемый Минэнерго России. В случае если *F* соответствует объединению субъектов РФ, то норматив потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «220 кВ и ниже» в отношении объединения субъектов РФ *F* определяется как средневзвешенное со значениями суммарного отпуска электрической энергии из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК по уровню напряжения «220 кВ и ниже», значение нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «220 кВ и ниже» по территориям субъектов РФ, отнесенных к *F*. Указанные значения суммарного отпуска электрической энергии из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК по уровню напряжения «220 кВ и ниже», и нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «220 кВ и ниже» в отношении субъектов РФ утверждаются Минэнерго России.  *Примечание*. В случае если на момент проведения КО расчета стоимости покупки электрической энергии в целях компенсации потерь в отношении расчетного периода отсутствуют утвержденные нормативы потерь электроэнергии при ее передаче по ЕНЭС на текущий период регулирования, то при проведении указанного расчета в отношении соответствующего расчетного периода применяются нормативы, утвержденные приказом уполномоченных министерств Российской Федерации на предшествующий период регулирования. В случае отсутствия в отношении одного или более субъектов Российской Федерации утвержденного приказом уполномоченных министерств Российской Федерации на текущий и предшествующий период регулирования норматива при проведении указанного расчета соответствующая величина норматива принимается равной нулю;  Стоимость покупки электроэнергии в целях компенсации потерь в месяце *m* в целях компенсации потерь в сетях ФСК по договору купли-продажи электрической энергии в целях компенсации потерь в сетях (в ценовой зоне) определяется как .  Стоимость электроэнергии в целях компенсации потерь в ценовой зоне *z* в месяц *m* определяется как: .  Стоимость электроэнергии в целях компенсации потерь в субъекте Российской Федерации *F* в месяце *m* определяется как:  ,  где *m* – расчетный месяц;  *h* – час операционных суток;  *z* – ценовая зона;  *F* – субъект Российской Федерации (в случае существования ГТП потребления, расположенной на территории двух и более субъектов РФ, – объединение таких субъектов);  [руб.] – стоимость покупки электрической энергии АО «ЦФР» на рынке на сутки вперед в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях ФСК с учетом коэффициента несоблюдения сроков проведения ремонтов в отношении субъекта Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны *z* в час операционных суток *h*, которая рассчитывается в соответствии с п. 4.3.4.1 настоящего Регламента;  [руб.] – стоимость продажи электрической энергии АО «ЦФР» на рынке на сутки вперед в целях компенсации потерь электрической энергии в сетях ФСК с учетом коэффициента несоблюдения сроков проведения ремонтов в отношении субъекта Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны *z* в час операционных суток *h*, которая рассчитывается в соответствии с п. 4.3.4.1 настоящего Регламента;  [руб.] – стоимость покупки электрической энергии в целях компенсации потерь в сетях ФСК, определенная в отношении субъекта Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны *z* на балансирующем рынке в час операционных суток *h*, рассчитанная в соответствии с п. 5.4.1 *Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – стоимость продажи электрической энергии в целях компенсации потерь в сетях ФСК, определенная в отношении субъекта Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны *z* на балансирующем рынке в час операционных суток *h*, рассчитанная в соответствии с п. 5.4.1 *Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |
| **8.4** | Объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, оплаченный участником оптового рынка в ГТП экспорта, расположенной на границе территории двух и более субъектов РФ, отнесенный к субъекту РФ [МВт.ч] – объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, оплаченный участником оптового рынка *i* в отношении экспортных поставок электроэнергии в ГТП экспорта *r* за расчетный период *m* и отнесенный к субъекту РФ *F*.  [МВт.ч] – объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, оплаченный участником оптового рынка *i* в отношении суммарных объемов межгосударственной передачи электрической энергии в ГТП экспорта *r* за расчетный период *m* и отнесенный к субъекту РФ *F.*  В целях формирования стоимости объемов расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях, подлежащей вычету из оплаты услуг по передаче в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, для ГТП экспорта, расположенных на границе двух и более субъектов РФ, объемы нагрузочных потерь в сетях ФСК, отнесенные к субъекту РФ *F* за расчетный период *m*, рассчитывается в соответствии с формулами:  ,  ,  где [МВт.ч] – объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, оплаченный участником оптового рынка *i* в отношении экспортных поставок электроэнергии в ГТП экспорта *r* в час операционных суток *h* и отнесенный к субъекту РФ *F*, который определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт.ч] – объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, оплаченный участником оптового рынка *i* в отношении суммарных объемов межгосударственной передачи электрической энергии в ГТП экспорта *r* в час операционных суток *h* и отнесенный к субъекту РФ *F*, который определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | Порядок взаимодействия КО и ЦФР при расчете обязательств/требований по договорам комиссии и купли-продажи в целях компенсации потерь в сетях (в ценовой зоне) Не позднее 14-го числа месяца, следующего за расчетным, КО передает ЦФР в электронном виде с ЭП итоговый Реестр по договору купли-продажи по покупке ПАО «ФСК ЕЭС» электрической энергии в целях компенсации потерь по форме приложения 39 к настоящему Регламенту. |
| **8.5.1** | Порядок взаимодействия при расчете обязательств по договору купли-продажи в целях компенсации потерь в сетях (в ценовой зоне) на дату платежаПорядок взаимодействия КО и АО «ЦФР» при расчете обязательств/требований по договорам комиссии и купли-продажи в целях компенсации потерь в сетях (в ценовой зоне) Не позднее 14-го числа месяца, следующего за расчетным, КО передает АО «ЦФР» в электронном виде с ЭП итоговый Реестр по договору купли-продажи по покупке ПАО «ФСК ЕЭС» электрической энергии в целях компенсации потерь по форме приложения 39 к настоящему Регламенту. | 8.5. Порядок взаимодействия ЦФР, уполномоченной кредитной организации и ФСК при расчете обязательств по договору купли-продажи в целях компенсации потерь в сетях на дату платежа (в ценовой зоне) Начиная с 21-го числа месяца, следующего за расчетным, ЦФР включает в сводный реестр платежей суммы фактических платежных обязательств по договору купли-продажи электрической энергии по свободным (нерегулируемым) ценам в целях компенсации потерь в электрических сетях (в ценовой зоне) с ФСК с учетом очередности и порядка осуществления платежей, предусмотренного п. 2.3 настоящего Регламента, и передает сводный реестр платежей в уполномоченную кредитную организацию.  Уполномоченная кредитная организация на основании и в соответствии с принятым от ЦФР Сводным реестром платежей участников оптового рынка производит списание денежных средств с торговых счетов покупателей электрической энергии и зачисление на торговые счета продавцов электрической энергии. Уполномоченная кредитная организация производит перевод денежных средств с торговых счетов на соответствующие основные счета участников оптового рынка и ЦФР.  ЦФР формирует на основании данных, полученных от КО, и направляет участникам оптового рынка и ФСК фактические счета-уведомления.  Отчет об исполнении платежей по договору купли-продажи в целях компенсации потерь в сетях публикуется ЦФР на сайте КО в день проведения платежей для ФСК с использованием электронной цифровой подписи по форме, установленной приложением 26 к настоящему Регламенту.  Величина денежных средств *D*, рассчитанная в соответствии с приложением 53.1 настоящего Регламента как разница между суммой денежных средств, причитающихся АО «ЦФР» от ФСК по договорам купли-продажи, и суммой денежных средств, причитающихся участнику оптового рынка по договору комиссии (комитенту):  – при *D* < 0 подлежит возмещению комитенту за счет ЦФР (комиссионера) и относится на финансовый результат ЦФР (комиссионера);  – при *D* > 0 признается дополнительной выгодой ЦФР (комиссионера), не подлежит распределению между комиссионером и комитентом и относится на финансовый результат комиссионера. |
| **8.5.2** | Порядок взаимодействия АО «ЦФР», уполномоченной кредитной организации и ФСК при расчете обязательств по договору купли-продажи в целях компенсации потерь в сетях на дату платежа (в ценовой зоне) Начиная с 21-го числа месяца, следующего за расчетным, АО «ЦФР» включает в сводный реестр платежей суммы фактических платежных обязательств по договору купли-продажи электрической энергии по свободным (нерегулируемым) ценам в целях компенсации потерь в электрических сетях (в ценовой зоне) с ФСК с учетом очередности и порядка осуществления платежей, предусмотренного п. 2.3 настоящего Регламента, и передает сводный реестр платежей в уполномоченную кредитную организацию.  Уполномоченная кредитная организация на основании и в соответствии с принятым от АО «ЦФР» Сводным реестром платежей участников оптового рынка производит списание денежных средств с торговых счетов покупателей электрической энергии и зачисление на торговые счета продавцов электрической энергии. Уполномоченная кредитная организация производит перевод денежных средств с торговых счетов на соответствующие основные счета участников оптового рынка и АО «ЦФР».  АО «ЦФР» формирует на основании данных, полученных от КО, и направляет участникам оптового рынка и ФСК фактические счета-уведомления.  Отчет об исполнении платежей по договору купли-продажи в целях компенсации потерь в сетях публикуется АО «ЦФР» на сайте КО в день проведения платежей для ФСК с использованием электронной цифровой подписи по форме, установленной приложением 26 к настоящему Регламенту.  Величина денежных средств *D*, рассчитанная в соответствии с приложением 53.1 настоящего Регламента как разница между суммой денежных средств, причитающихся АО «ЦФР» от ФСК по договорам купли-продажи, и суммой денежных средств, причитающихся участнику оптового рынка по договору комиссии (комитенту):  – при *D* < 0 подлежит возмещению комитенту за счет АО «ЦФР» (комиссионера) и относится на финансовый результат АО «ЦФР» (комиссионера); – при *D* > 0 признается дополнительной выгодой АО «ЦФР» (комиссионера), не подлежит распределению между комиссионером и комитентом и относится на финансовый результат комиссионера. | **Удалить данный пункт** |
| **8.5.3** | Порядок расчета и предоставления КО участникам оптового рынка и ФСК информации о нагрузочных потерях, учтенных в равновесных ценах на электрическую энергию Не позднее 10-го числа месяца, следующего за расчетным, или в первый рабочий день, следующий за указанной датой, если она приходится на выходной или праздничный день, КО предоставляет участникам оптового рынка по каждой ценовой зоне отдельно, а по неценовым зонам совокупно информацию по форме приложения 7 к настоящему Регламенту об объеме, цене и стоимости нагрузочных потерь, учтенных в равновесных ценах на электрическую энергию, которая предоставляется для расчета стоимости услуг по передаче в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, подписанную уполномоченным лицом КО. Указанная информация направляется КО всем участникам оптового рынка в отношении следующих ГТП:   * по ГТП потребления, не являющимся ГТП потребления поставщика или ГТП потребления ГАЭС; * ГТП потребления поставщика, ГТП потребления ГАЭС, в отношении которых по состоянию на 1-е число месяца, предшествующего расчетному месяцу, КО в соответствии с п. 5.7 *Регламента допуска к торговой системе оптового рынка* (Приложение № 1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) получено сопроводительным письмом, подписанным уполномоченным лицом участника оптового рынка, с приложением оригинала или нотариально заверенной копии соответствующей доверенности уведомление о наличии заключенного договора оказания услуг по передаче электрической энергии,   расположенных на территории ценовых и неценовых зон (НЦЗА и НЦЗК), и по ГТП экспорта и используется в целях определения стоимости услуг по передаче электрической энергии, в случае если при формировании тарифа на услуги по передаче электрической энергии были учтены в полном объеме нормативные технологические потери в электрических сетях сетевой организации, с которой заключен договор оказания услуг по передаче, предусматривающий оплату в части нормативных технологических потерь электрической энергии.  Не позднее 10-го числа месяца, следующего за расчетным, или в первый рабочий день, следующий за указанной датой, если она приходится на выходной или праздничный день, КО формирует и направляет ФСК по каждой ценовой зоне отдельно, а по неценовым зонам совокупно справку по форме приложения 8 к настоящему Регламенту о суммарных за расчетный период объеме, цене и стоимости расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в сетях ФСК с детализацией по объемам и стоимостям нагрузочных потерь, оплаченных в равновесных ценах в указанных выше ГТП потребления и ГТП экспорта, подписанную уполномоченным лицом КО.  Указанная цена рассчитывается в соответствии с формулами (1)–(2) данного пункта. Стоимость нагрузочных потерь рассчитываются в соответствии с формулами (3)–(32) данного пункта.  – средневзвешенная равновесная цена электроэнергии на расчетный месяц *m* по территории субъекта Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны *z* для покупки в целях компенсации потерь электрической энергии.  КО рассчитывает в соответствии с формулой:  Если , то , (1)  иначе , (2)  где − средневзвешенная равновесная цена электроэнергии по субъекту Российской Федерации для покупки в целях компенсации потерь электрической энергии для субъекта Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны *z* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с п. 5.4 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – плановый объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в сетях ФСК в час операционных суток *h*, относящихся к энергорайону ФСК *R*. Указанный объем рассчитывается соответствии с разделом 4 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – количество часов в расчетном месяце *m*;  *F* – субъект РФ или энергорайон (в случае если два и более субъекта РФ относятся к одному энергорайону). При расчете КО стоимости нагрузочных потерь, учтенных в равновесных ценах на электрическую энергию, которая предоставляется участникам оптового рынка в отношении ГТП, отнесенных к НЦЗА и (или) НЦЗК, для расчета стоимости услуг по передаче электроэнергии в соответствии с Правилами оптового рынка электроэнергии (мощности), в качестве *F* используется множество субъектов РФ ценовой зоны, граничащих с территориями, отнесенными к НЦЗА и (или) НЦЗК, и имеющих с указанными территориями электрические связи согласно актуализированной расчетной модели: Вологодская область и Кировская область;  *R* – энергорайон ФСК;  *m* – расчетный месяц;  *h* – час операционных суток.  ***Стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию для участников оптового рынка, отнесенных на отпуск из сетей ФСК***  , (3)  где *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления;  *m* – месяц;  *h* – час операционных суток; [МВт∙ч] – объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, оплаченный участником оптового рынка и учитываемый при расчетах за услуги по передаче с ФСК, для участника оптового рынка *i* в ГТП потребления *p* в час операционных суток *h*. КО рассчитывает величину в соответствии с формулой: , (4)  где [МВт∙ч] – объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК оплаченный участником оптового рынка *i* в ГТП потребления *p* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  − доля фактического потребления участника оптового рынка *i* в ГТП потребления *p*, относящегося к сетям региональной сетевой компании *r*. Определяется в соответствии с п. 9.14 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  Стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию и отнесенных на отпуск из сетей ФСК, а также соответствующие ей объем и цена, указываемые в отчетах, направляемых КО участникам оптового рынка и ФСК согласно приложениям 7 и 8 к настоящему Регламенту соответственно, используются сетевыми компаниями при определении стоимости услуг по передаче электрической энергии, в случае если у участника оптового рынка заключен договор оказания услуг по передаче с ФСК (включая случаи, когда в отношении ГТП участника оптового рынка заключены договоры оказания услуг по передаче с ФСК и РСК), предусматривающий оплату в части нормативных технологических потерь электрической энергии.  [руб.] – стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию для участников оптового рынка на территории субъекта Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны *z*, отнесенных на отпуск из сетей ФСК за месяц *m*.  , (5)  [МВт∙ч] – объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, оплаченный участниками оптового рынка на территории субъекта Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны *z* и учитываемый при расчетах за услуги по передаче с ФСК за месяц *m*.  , (6)  [МВт∙ч]– объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию для участников оптового рынка, отнесенных на отпуск из сетей ФСК, оплаченный участниками оптового рынка в пределах ценовой зоны *z* за месяц *m*.  , (7)  где , , и определяются далее в настоящем пункте;  *i* – участник оптового рынка;  *F* ***–*** субъект РФ (в случае если два субъекта РФ и более отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  *p* – ГТП потребления;  *r* – ГТП экспорта;  *m* – расчетный период.  Стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию и отнесенных на отпуск из сетей ФСК, суммарная по субъекту Российской Федерации, соответствующий ей объем, а также объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию для участников оптового рынка, отнесенных на отпуск из сетей ФСК, оплаченный участниками оптового рынка в пределах ценовой зоны, указываются в отчетах, направляемых КО ФСК согласно приложению 8 к настоящему Регламенту.  ***Стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию для участников оптового рынка, отнесенных на отпуск из сетей РСК*** , (8) где *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления;  *m* – месяц;  *h* – час операционных суток; [МВт∙ч] – объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, оплаченный участником оптового рынка и учитываемый при расчетах за услуги по передаче с РСК, для участника оптового рынка *i* в ГТП потребления *p* в час операционных суток *h*. КО рассчитывает величину в соответствии с формулой:  , (9)  где [МВт∙ч] – объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК оплаченный участником оптового рынка *i* в ГТП потребления *p* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  Стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию и отнесенных на отпуск из сетей РСК, а также соответствующие ей объем и цена, указываемые в отчетах, направляемых КО участникам оптового рынка и ФСК согласно приложениям 7 и 8 к настоящему Регламенту соответственно, используются сетевыми компаниями при определении стоимости услуг по передаче электрической энергии, в случае если у участника оптового рынка заключен договор оказания услуг по передаче с РСК (включая случаи, когда в отношении ГТП участника оптового рынка заключены договоры оказания услуг по передаче с ФСК и РСК), предусматривающий оплату в части нормативных технологических потерь электрической энергии.  [руб.] – стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию для участников оптового рынка на территории субъекта Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны *z*, отнесенных на отпуск из сетей РСК за месяц *m*.  , (10)  [МВт∙ч] **–** объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, оплаченный участниками оптового рынка на территории субъекта Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны *z* и учитываемый при расчетах за услуги по передаче с РСК за месяц *m*:  , (11)  [МВт∙ч] **–** объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию для участников оптового рынка, отнесенных на отпуск из сетей РСК и оплаченный участниками оптового рынка в пределах ценовой зоны *z* за месяц *m*:  , (12)  где , , и определяются далее в настоящем пункте;  *i* – участник оптового рынка;  *F* ***–*** субъект РФ (в случае если два субъекта РФ и более отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  *p* – ГТП потребления;  *r* – ГТП экспорта; *m* – расчетный период. Стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию и отнесенных на отпуск из сетей РСК, суммарная по субъекту Российской Федерации, соответствующий ей объем, а также объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию для участников оптового рынка, отнесенных на отпуск из сетей РСК, оплаченный участниками оптового рынка в пределах ценовой зоны, указываются в отчетах, направляемых КО ФСК согласно приложению 8 к настоящему Регламенту.  ***Стоимость нагрузочных потерь в сетях РСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию для участников оптового рынка, отнесенных на отпуск из сетей РСК*** , (13) где *i* – участник оптового рынка;  *p* – ГТП потребления;  *m* – месяц;  *h* – час операционных суток; [МВт∙ч] – объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях РСК, оплаченный участником оптового рынка *i* в ГТП потребления *p* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). Стоимость нагрузочных потерь в сетях РСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию и отнесенных на отпуск из сетей РСК, а также соответствующие ей объем и цена, указываемые в отчетах, направляемых КО участникам оптового рынка и ФСК согласно приложениям 7 и 8 к настоящему Регламенту соответственно, используются территориальными сетевыми компаниями при определении стоимости услуг по передаче электрической энергии, в случае если у участника оптового рынка заключен договор оказания услуг по передаче с РСК (включая случаи, когда в отношении ГТП участника оптового рынка заключены договоры оказания услуг по передаче с ФСК и РСК), предусматривающий оплату в части нормативных технологических потерь электрической энергии.  [руб.] – стоимость нагрузочных потерь в сетях РСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию для участников оптового рынка на территории субъекта Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны *z*, отнесенных на отпуск из сетей РСК за месяц *m*:  , (14)  [МВт∙ч] **–** объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях РСК, оплаченный участниками оптового рынка на территории субъекта Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны *z* и учитываемый при расчетах за услуги по передаче с РСК за месяц *m*:  , (15)  [МВт∙ч] **–** объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях РСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию для участников оптового рынка, отнесенных на отпуск из сетей РСК и оплаченный участниками оптового рынка в пределах ценовой зоны *z* за месяц *m*:  , (16)  Стоимость нагрузочных потерь в сетях РСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию и отнесенных на отпуск из сетей РСК, суммарная по субъекту Российской Федерации, соответствующий ей объем, а также объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях РСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию для участников оптового рынка, отнесенных на отпуск из сетей РСК, оплаченный участниками оптового рынка в пределах ценовой зоны, указываются в отчетах, направляемых КО ФСК согласно приложению 8 к настоящему Регламенту.  ***Стоимость плановых нагрузочных потерь в сетях РСК, предоставленных для расчета стоимости электрической энергии, покупаемой РСК на розничном рынке***  , (17)  где *r* – региональная сетевая компания (территориальная сетевая организация);  *h* – час операционных суток;  – плановая величина объема нагрузочных потерь электроэнергии в сетях РСК, предоставляемая для расчета стоимости электрической энергии, покупаемой РСК на розничном рынке.  , (18)  [МВт∙ч] – плановый объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в сетях региональной сетевой компании *r* в час операционных суток *h*. Определяется в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  Стоимость плановых нагрузочных потерь в сетях РСК, предоставленных для расчета стоимости электрической энергии, покупаемой РСК на розничном рынке, а также соответствующие ей объем и цена, указываются в отчетах для участников оптового рынка, являющихся гарантирующими поставщиками, согласно приложению 7 к настоящему Регламенту.  ***Стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию, оплаченных участником оптового рынка в отношении экспортных поставок электрической энергии и отнесенных на отпуск из сетей ФСК***  , (19)  где [МВт.ч] – объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, оплаченный участником оптового рынка *i* в отношении экспортных поставок электроэнергии в ГТП экспорта *r* за расчетный период *m* и отнесенный на отпуск из сетей ФСК в субъекте РФ *F*, который КО рассчитывает в соответствии с формулой:  , (20)  − доля фактического потребления участника оптового рынка *i* в ГТП экспорта *r*, относящегося к сетям региональной сетевой компании *s*, определенная в соответствии с п. 9.14 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт.ч] – объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, оплаченный участником оптового рынка *i* в отношении экспортных поставок электроэнергии в ГТП экспорта *r* за расчетный период *m* и отнесенный к субъекту РФ *F*, который определяется в соответствии с п. 8.4 настоящего Регламента;  *i* – участник оптового рынка;  *F* ***–*** субъект РФ (в случае если два субъекта РФ и более отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  *r* – ГТП экспорта;  *m* – расчетный период.  Стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию, оплаченных участником оптового рынка в отношении экспортных поставок электрической энергии и отнесенных на отпуск из сетей ФСК, а также соответствующие ей объем и цена, указываемые в отчетах, направляемых КО участникам оптового рынка и ФСК согласно приложениям 7 и 8 к настоящему Регламенту соответственно, используются сетевыми компаниями при определении стоимости услуг по передаче электрической энергии в случае, если у участника оптового рынка заключен договор оказания услуг по передаче с ФСК (включая случаи, когда в отношении ГТП участника оптового рынка заключены договоры оказания услуг по передаче с ФСК и РСК), предусматривающий оплату в части нормативных технологических потерь электрической энергии.  ***Стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию, оплаченных участником оптового рынка в отношении суммарных объемов межгосударственной передачи электрической энергии и отнесенных на отпуск из сетей ФСК***  , (21)  где [МВт.ч] – объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, оплаченный участником оптового рынка *i* в отношении суммарных объемов межгосударственной передачи электрической энергии в ГТП экспорта *r* за расчетный период *m* и отнесенный на отпуск из сетей ФСК в субъекте РФ *F*, который КО рассчитывает в соответствии с формулой:  , (22)  − доля фактического потребления участника оптового рынка *i* в ГТП экспорта *r*, относящегося к сетям региональной сетевой компании *s*, определенная в соответствии с п. 9.14 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [МВт.ч] – объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, оплаченный участником оптового рынка *i* в отношении суммарных объемов межгосударственной передачи электрической энергии в ГТП экспорта *r* за расчетный период *m* и отнесенный к субъекту РФ *F*, который определяется в соответствии с п. 8.4 настоящего Регламента;  *i* – участник оптового рынка;  *F* ***–*** субъект РФ (в случае если два субъекта РФ и более отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  *r* – ГТП экспорта;  *m* – расчетный период.  Стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию, оплаченных участником оптового рынка в отношении суммарных объемов межгосударственной передачи электрической энергии и отнесенных на отпуск из сетей ФСК, а также соответствующие ей объем и цена, указываемые в отчетах, направляемых КО участникам оптового рынка и ФСК согласно приложениям 7 и 8 к настоящему Регламенту соответственно, используются сетевыми компаниями при определении стоимости услуг по передаче электрической энергии в случае, если у участника оптового рынка заключен договор оказания услуг по передаче с ФСК (включая случаи, когда в отношении ГТП участника оптового рынка заключены договоры оказания услуг по передаче с ФСК и РСК), предусматривающий оплату в части нормативных технологических потерь электрической энергии.  ***Стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию, оплаченных участником оптового рынка в отношении экспортных поставок электрической энергии и отнесенных на отпуск из сетей РСК***  , (23)  где [МВт.ч] – объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, оплаченный участником оптового рынка *i* в отношении экспортных поставок электроэнергии в ГТП экспорта *r* за расчетный период *m* и отнесенный на отпуск из сетей РСК в субъекте РФ *F*, который КО рассчитывает в соответствии с формулой:  , (24)  [МВт.ч] – объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, оплаченный участником оптового рынка *i* в отношении экспортных поставок электроэнергии в ГТП экспорта *r* за расчетный период *m* и отнесенный к субъекту РФ *F*, который определяется в соответствии с п. 8.4 настоящего Регламента;  *i* – участник оптового рынка;  *F* ***–*** субъект РФ (в случае если два субъекта РФ и более отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  *r* – ГТП экспорта;  *m* – расчетный период.  Стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию, оплаченных участником оптового рынка в отношении экспортных поставок электрической энергии и отнесенных на отпуск из сетей РСК, а также соответствующие ей объем и цена, указываемые в отчетах, направляемых КО участникам оптового рынка и ФСК согласно приложениям 7 и 8 к настоящему Регламенту соответственно, используются сетевыми компаниями при определении стоимости услуг по передаче электрической энергии в случае, если у участника оптового рынка заключен договор оказания услуг по передаче с РСК (включая случаи, когда в отношении ГТП участника оптового рынка заключены договоры оказания услуг по передаче с ФСК и РСК), предусматривающий оплату в части нормативных технологических потерь электрической энергии.  ***Стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию, оплаченных участником оптового рынка в отношении суммарных объемов межгосударственной передачи электрической энергии и отнесенных на отпуск из сетей РСК***  , (25)  где [МВт.ч] – объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, оплаченный участником оптового рынка *i* в отношении суммарных объемов межгосударственной передачи электрической энергии в ГТП экспорта *r* за расчетный период *m* и отнесенный на отпуск из сетей РСК в субъекте РФ *F*, который КО рассчитывает в соответствии с формулой:  , (26)  [МВт.ч] – объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, оплаченный участником оптового рынка *i* в отношении суммарных объемов межгосударственной передачи электрической энергии в ГТП экспорта *r* за расчетный период *m* и отнесенный к субъекту РФ *F*, который определяется в соответствии с п. 8.4 настоящего Регламента;  *i* – участник оптового рынка;  *F* ***–*** субъект РФ (в случае если два субъекта РФ и более отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  *r* – ГТП экспорта;  *m* – расчетный период.  Стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию, оплаченных участником оптового рынка в отношении суммарных объемов межгосударственной передачи электрической энергии и отнесенных на отпуск из сетей РСК, а также соответствующие ей объем и цена, указываемые в отчетах, направляемых КО участникам оптового рынка и ФСК согласно приложениям 7 и 8 к настоящему Регламенту соответственно, используются сетевыми компаниями при определении стоимости услуг по передаче электрической энергии в случае, если у участника оптового рынка заключен договор оказания услуг по передаче с РСК (включая случаи, когда в отношении ГТП участника оптового рынка заключены договоры оказания услуг по передаче с ФСК и РСК), предусматривающий оплату в части нормативных технологических потерь электрической энергии.  ***Объем и стоимость нагрузочных потерь в сетях РСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию и оплаченных участником оптового рынка в отношении экспортных поставок электроэнергии, а также объем и стоимость нагрузочных потерь в сетях РСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию и оплаченных участником оптового рынка в отношении суммарных объемов межгосударственной передачи электрической энергии, принимаются равными нулю.***  ***Суммарные нагрузочные потери электроэнергии по ГТП участника оптового рынка***  Суммарный объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в сетях, учтенный в равновесных ценах на электроэнергию, по ГТП потребления *p* участника оптового рынка *i* за месяц *m*:  . (27)  Суммарная стоимость расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в сетях, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию, по ГТП потребления *p* участника оптового рынка *i* за месяц *m*:  . (28)  Суммарный объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в сетях, учтенный в равновесных ценах на электроэнергию, по ГТП экспорта *r* участника оптового рынка *i* за месяц *m*:  . (29)  Суммарная стоимость расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в сетях, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию, по ГТП экспорта *r* участника оптового рынка *i* за месяц *m*:  . (30)  Суммарный объем расчетных нагрузочных потерь электрической энергии в сетях по ГТП потребления участника оптового рынка и соответствующая ему суммарная стоимость расчетных нагрузочных потерь указываются в отчетах, направляемых ФСК, согласно приложению 8 к настоящему регламенту.  ***Суммарные по сетям нагрузочные потери электроэнергии по региону РФ***  Объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях субъекта Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны *z*, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию для участников оптового рынка за месяц *m*:  . (31)  Суммарная стоимость расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях субъекта Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны *z*, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию для участников оптового рынка за месяц *m*:  . (32)  Суммарный объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях по субъекту РФ и соответствующая ему суммарная стоимость расчетных нагрузочных потерь в сетях по региону РФ указывается в отчетах, направляемых ФСК, согласно приложению 8 к настоящему регламенту.  ***Суммарные по сетям нагрузочные потери электроэнергии по ценовой зоне***  Объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ценовой зоны *z*, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию, для участников оптового рынка за месяц *m*:  (33).  Суммарный объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях ценовой зоны указывается в отчетах, направляемых ФСК, согласно приложению 8 к настоящему регламенту. | **Удалить данный пункт** |
| **8.8** | КО ежемесячно рассчитывает ставку тарифа на услуги по передаче электрической энергии, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям единой национальной (общероссийской) электрической сети, в отношении каждого субъекта Российской Федерации, отнесенного к ценовым зонам оптового рынка, и в отношении каждого субъекта Российской Федерации, отнесенного к неценовым зонам оптового рынка, в соответствии с определенным ниже порядком и не позднее 12-го числа месяца, следующего за расчетным, публикует на своем официальном сайте в открытом доступе в сети Интернет соответствующее электронное сообщение без ЭП по форме, представленной в приложении 35 к настоящему Регламенту.  В отношении субъектов Российской Федерации, для которых ставка тарифа на услуги по передаче электрической энергии не определена, публикация информации не осуществляется.  8.8.1. КО рассчитывает стоимость электрической энергии и мощности для целей определения ставки тарифа на услуги по передаче электрической энергии, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям единой национальной (общероссийской) электрической сети, в отношении субъектов РФ следующим образом.  8.8.1.1. В отношении субъекта Российской Федерации, отнесенного к ценовым зонам:  ,  где ,  ,  [руб.] – итоговые финансовые обязательства ФСК по покупке мощности в целях компенсации потерь по территории субъекта Российской Федерации *F* в месяце *m-*1 в ценовой зоне *z*, определенные в соответствии с пунктом 13.1.6 настоящего Регламента;  [руб.] – стоимость электроэнергии в целях компенсации потерь в субъекте Российской Федерации *F* в месяце *m-1*, определенная в соответствии с п. 8.3.1 настоящего Регламента;  – коэффициент, отражающий соотношение потерь электрической энергии в электрических сетях единой национальной (общероссийской) электрической сети в предшествующие два года. Значение указанного коэффициента принимается равным 1,1203;  – среднее за месяц *m–*2 значение коэффициента, определяющего несоблюдение объемов и сроков ремонтов по объектам электросетевого хозяйства ФСК по ценовой зоне *z*, рассчитываемое в соответствии с п. 5.1.1 *Регламента мониторинга соблюдения организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью объема и сроков проведения ремонтов* (Приложение № 13.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию для участников оптового рынка, отнесенных на отпуск из сетей ФСК, оплаченная участником оптового рынка *i* в ГТП потребления *p* в расчетном периоде *m–*1 и определенная в соответствии с п. 8.5.3 настоящего Регламента;  [руб.] – стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию для участников оптового рынка, отнесенных на отпуск из сетей РСК, оплаченная участником оптового рынка *i* в ГТП потребления *p* в расчетном периоде *m–*1 и определенная в соответствии с п. 8.5.3 настоящего Регламента;  [руб.] – стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию, оплаченных участником оптового рынка *i* в ГТП экспорта *r* в расчетном периоде *m–*1 в отношении экспортных поставок электрической энергии и отнесенных на отпуск из сетей ФСК, определенная в соответствии с п. 8.5.3 настоящего Регламента;  [руб.] – стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию, оплаченных участником оптового рынка *i* в ГТП экспорта *r* в расчетном периоде *m*–1 в отношении экспортных поставок электрической энергии и отнесенных на отпуск из сетей РСК, определенная в соответствии с п. 8.5.3 настоящего Регламента;  [руб.] – стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию, оплаченных участником оптового рынка *i* в ГТП экспорта *r* в расчетном периоде *m–*1 в отношении суммарных объемов межгосударственной передачи электрической энергии и отнесенных на отпуск из сетей ФСК, определенная в соответствии с п. 8.5.3 настоящего Регламента;  [руб.] – стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию, оплаченных участником оптового рынка *i* в ГТП экспорта *r* в расчетном периоде *m–*1 в отношении суммарных объемов межгосударственной передачи электрической энергии и отнесенных на отпуск из сетей РСК, определенная в соответствии с п. 8.5.3 настоящего Регламента;  – субъект Российской Федерации (в случае если два и более субъекта Российской Федерации отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  *m –* расчетный месяц;  *z –* ценовая зона;  *i* – участник оптового рынка;  *r* – ГТП экспорта;  *p* – ГТП потребления (за исключением ГТП потребления поставщика и ГТП потребления ГАЭС).  При проведении расчетов в соответствии с настоящим пунктом КО использует величины, определенные по состоянию на 10-е число месяца *m+*1. … | КО ежемесячно рассчитывает ставку тарифа на услуги по передаче электрической энергии, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям единой национальной (общероссийской) электрической сети, в отношении каждого субъекта Российской Федерации, отнесенного к ценовым зонам оптового рынка, и в отношении каждого субъекта Российской Федерации, отнесенного к неценовым зонам оптового рынка, в соответствии с определенным ниже порядком и не позднее 12-го числа месяца, следующего за расчетным, публикует на своем официальном сайте в открытом доступе в сети Интернет соответствующее электронное сообщение без ЭП по форме, представленной в приложении 35 к настоящему Регламенту.  В отношении субъектов Российской Федерации, для которых ставка тарифа на услуги по передаче электрической энергии не определена, публикация информации не осуществляется.  8.8.1. КО рассчитывает стоимость электрической энергии и мощности для целей определения ставки тарифа на услуги по передаче электрической энергии, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям единой национальной (общероссийской) электрической сети, в отношении субъектов РФ следующим образом.  8.8.1.1. В отношении субъекта Российской Федерации, отнесенного к ценовым зонам:  ,  где ,  ,  [руб.] – итоговые финансовые обязательства ФСК по покупке мощности в целях компенсации потерь по территории субъекта Российской Федерации *F* в месяце *m-*1 в ценовой зоне *z*, определенные в соответствии с пунктом 13.1.6 настоящего Регламента;  [руб.] – стоимость электроэнергии в целях компенсации потерь в субъекте Российской Федерации *F* в месяце *m-1*, определенная в соответствии с п. 8.3.1 настоящего Регламента;  – коэффициент, отражающий соотношение потерь электрической энергии в электрических сетях единой национальной (общероссийской) электрической сети в предшествующие два года. Значение указанного коэффициента принимается равным 1,1203;  – среднее за месяц *m–*2 значение коэффициента, определяющего несоблюдение объемов и сроков ремонтов по объектам электросетевого хозяйства ФСК по ценовой зоне *z*, рассчитываемое в соответствии с п. 5.1.1 *Регламента мониторинга соблюдения организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью объема и сроков проведения ремонтов* (Приложение № 13.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию для участников оптового рынка, отнесенных на отпуск из сетей ФСК, оплаченная участником оптового рынка *i* в ГТП потребления *p* в расчетном периоде *m–*1 и определенная в соответствии с порядком, установленным редакцией п. 8.5.3 настоящего Регламента по состоянию на 1-е число расчетного периода *m*-1;  [руб.] – стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию для участников оптового рынка, отнесенных на отпуск из сетей РСК, оплаченная участником оптового рынка *i* в ГТП потребления *p* в расчетном периоде *m–*1 и определенная в соответствии с порядком, установленным редакцией п. 8.5.3 настоящего Регламента по состоянию на 1-е число расчетного периода *m*-1;  [руб.] – стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию, оплаченных участником оптового рынка *i* в ГТП экспорта *r* в расчетном периоде *m–*1 в отношении экспортных поставок электрической энергии и отнесенных на отпуск из сетей ФСК, определенная в соответствии с порядком, установленным редакцией п. 8.5.3 настоящего Регламента по состоянию на 1-е число расчетного периода *m*-1;  [руб.] – стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию, оплаченных участником оптового рынка *i* в ГТП экспорта *r* в расчетном периоде *m*–1 в отношении экспортных поставок электрической энергии и отнесенных на отпуск из сетей РСК, определенная в соответствии с порядком, установленным редакцией п. 8.5.3 настоящего Регламента по состоянию на 1-е число расчетного периода *m*-1;  [руб.] – стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию, оплаченных участником оптового рынка *i* в ГТП экспорта *r* в расчетном периоде *m–*1 в отношении суммарных объемов межгосударственной передачи электрической энергии и отнесенных на отпуск из сетей ФСК, определенная в соответствии с порядком, установленным редакцией п. 8.5.3 настоящего Регламента по состоянию на 1-е число расчетного периода *m*-1;  [руб.] – стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию, оплаченных участником оптового рынка *i* в ГТП экспорта *r* в расчетном периоде *m–*1 в отношении суммарных объемов межгосударственной передачи электрической энергии и отнесенных на отпуск из сетей РСК, определенная в соответствии с порядком, установленным редакцией п. 8.5.3 настоящего Регламента по состоянию на 1-е число расчетного периода *m*-1;  – субъект Российской Федерации (в случае если два и более субъекта Российской Федерации отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  *m –* расчетный месяц;  *z –* ценовая зона;  *i* – участник оптового рынка;  *r* – ГТП экспорта;  *p* – ГТП потребления (за исключением ГТП потребления поставщика и ГТП потребления ГАЭС).  При проведении расчетов в соответствии с настоящим пунктом КО использует величины, определенные по состоянию на 10-е число месяца *m+*1.  … |
| **10.1** | **В таблице удалить:**   |  |  |  | | --- | --- | --- | |  |  | коэффициент учета потерь, включенных в цену на электрическую энергию и возникающих в сетях владельцев объектов электросетевого хозяйства, не оказывающих услуги по передаче электрической энергии, рассчитанный Коммерческим оператором оптового рынка для часа *h* расчетного периода *m* |   **Изменить:**   |  |  |  | | --- | --- | --- | | , МВт∙ч | , кВт•ч | плановое почасовое потребление гарантирующего поставщика по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед для часа *h* расчетного периода *m*, сформированное Коммерческим оператором оптового рынка | |  |  |  | | , руб./МВт∙ч | , руб./кВт•ч | средневзвешенная цена на электрическую энергию, рассчитанная Коммерческим оператором оптового рынка из цен, сформированных по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом стоимости нагрузочных потерь и системных ограничений для часа *h* расчетного периода *m* | | **В таблице добавить:**   |  |  |  | | --- | --- | --- | |  |  | бъем плановых потерь электрической энергии в электрических сетях, представленных в группе точек поставки гарантирующего поставщика, в час *h* расчетного периода *m*, определенный Коммерческим оператором | |  |  | стоимость электрической энергии в объеме потерь электрической энергии в электрических сетях, учтенных в равновесных ценах на электрическую энергию, в час *h* расчетного периода *m*, рассчитанная Коммерческим оператором в отношении группы точек поставки гарантирующего поставщика | | руб. | руб. | приходящаяся на единицу электрической энергии величина разницы предварительных требований и обязательств, рассчитанных на оптовом рынке по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы, определяемая Коммерческим оператором для расчетного периода *m* |   **Изменить на:**   |  |  |  | | --- | --- | --- | | , МВт∙ч | , кВт•ч | плановое почасовое потребление электрической энергии гарантирующим поставщиком для часа *h* расчетного периода *m*, сформированное Коммерческим оператором | |  |  |  | | , руб./МВт∙ч | , руб./кВт•ч | средневзвешенная цена на электрическую энергию, рассчитанная Коммерческим оператором исходя из равновесных цен на электрическую энергию для часа *h* расчетного периода *m* | |
| **10.2.1** | Плановое почасовое потребление электрической энергии участником оптового рынка j в ГТП q, сформированное по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед для часа h расчетного периода m, определяется в соответствии с формулой:.Плановое почасовое потребление электрической энергии участником оптового рынка j в ГТП q, сформированное по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед за расчетный период m, определяется в соответствии с формулой: ,  где – полный плановый объем потребления в ГТП потребления *q* для участника оптового рынка *j* в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с п. 2.3.2 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  – полный плановый объем производства электроэнергии блок-станций либо иных генерирующих объектов, в отношении которых на оптовом рынке не зарегистрированы ГТП генерации, отнесенный на ГТП *q* участника оптового рынка *j* в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с п. 2.3.4 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  – плановый объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с п. 2.1 *Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | Плановый объем потребления электрической энергии гарантирующим поставщиком без учета объема покупки по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, в час *h* расчетного периода *m*, определяемый по формуле:  ,  где – плановый объем потребления в ГТП потребления, в ГТП потребления *q* для участника оптового *рынка j* в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с п. 2.3.7 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – объемы покупки электрической энергии участником оптового рынка *j* в ГТП *q* по регулируемым договорам, определенные в соответствии с подпунктом 10.2.2 настоящего Регламента;  – объем нагрузочных потерь электрической энергии в сетях, включенных в ГТП потребления *q* участника оптового рынка *j*, в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с п. 4.2.9 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  Фактический объем потребления электрической энергии гарантирующим поставщиком без учета объема покупки по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, в час *h* расчетного периода *m*, определяемый по формуле:  ;  – объемы покупки электрической энергии участником оптового рынка *j* в ГТП *q* по регулируемым договорам, определенные в соответствии с подпунктом 10.2.2 настоящего Регламента;  ― фактический объем электрической энергии, определенный в ГТП *q* участника оптового рынка *j* в часе *h* расчетного периода *m* в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |
| **10.2.2** | Объем покупки электрической энергии участником оптового рынка *j* в ГТП *q* по регулируемым договорам, заключенным участником оптового рынка *j* в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, в час *h* расчетного периода m определяется в соответствии с формулой: . Объем покупки электрической энергии участником оптового рынка *j* в ГТП *q* по регулируемым договорам, заключенным участником оптового рынка *j* в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, за расчетный период *m* определяется в соответствии с формулой: . Объем покупки электрической энергии участником оптового рынка *j* в ГТП *q* по регулируемым договорам, заключенным участником оптового рынка *j* в качестве покупателя электрической энергии (мощности), функционирующего в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, для которых Правительством Российской Федерации установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, в час *h* расчетного периода *m* (за исключением регулируемых договоров, заключенных участником оптового рынка *j* в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей) определяется в соответствии с формулой:.В случае если участник оптового рынка *j* не функционирует в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, для которых Правительством Российской Федерации установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, то .Объем покупки электрической энергии участником оптового рынка *j* в ГТП *q* по регулируемым договорам, заключенным участником оптового рынка *j* в качестве покупателя электрической энергии (мощности), функционирующего в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, для которых Правительством Российской Федерации установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, за расчетный период *m* (за исключением регулируемых договоров, заключенных участником оптового рынка *j* в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей) определяется в соответствии с формулой:.Объем покупки электрической энергии участником оптового рынка *j* в ГТП *q* по регулируемым договорам в час *h* расчетного периода *m* определяется в соответствии с формулой:.Объем покупки электрической энергии участником оптового рынка *j* в ГТП *q* по регулируемым договорам за расчетный период *m* определяется в соответствии с формулой: .  − объем поставки электрической энергии по регулируемому договору купли-продажи электрической энергии и мощности *D* на час *h* расчетного периода, определенный в соответствии с *Регламентом регистрации регулируемых договоров купли-продажи электроэнергии и мощности* (Приложение № 6.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – коэффициент компенсации потерь электрической энергии в электрических сетях, определенный в соответствии с приложением 3 к *Регламенту регистрации регулируемых договоров купли-продажи электроэнергии и мощности* (Приложение № 6.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – множество регулируемых договоров *D*, заключенных участником оптового рынка *j* в отношении ГТП потребления *q* в соответствии с *Регламентом регистрации регулируемых договоров купли-продажи электроэнергии и мощности* (Приложение № 6.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) на объемы поставки (с учетом модельных объемов для поставки по регулируемым тарифам (ценам)) электрической энергии в отношении потребления населения и приравненных к нему категорий потребителей в расчетном периоде;  – множество регулируемых договоров *D*, заключенных участником оптового рынка *j* в отношении ГТП потребления *q* в соответствии с *Регламентом регистрации регулируемых договоров купли-продажи электроэнергии и мощности* (Приложение № 6.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) на объемы поставки (с учетом модельных объемов для поставки по регулируемым тарифам (ценам)) электрической энергии в отношении потребления сверх объемов потребления населением и приравненными к нему категориями потребителей в расчетном периоде. | Объем покупки электрической энергии участником оптового рынка *j* в ГТП *q* по регулируемым договорам, заключенным участником оптового рынка *j* в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, в час *h* расчетного периода m определяется в соответствии с формулой: . Объем покупки электрической энергии участником оптового рынка *j* в ГТП *q* по регулируемым договорам, заключенным участником оптового рынка *j* в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, за расчетный период *m* определяется в соответствии с формулой: . Объем покупки электрической энергии участником оптового рынка *j* в ГТП *q* по регулируемым договорам, заключенным участником оптового рынка *j* в качестве покупателя электрической энергии (мощности), функционирующего в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, для которых Правительством Российской Федерации установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, в час *h* расчетного периода *m* (за исключением регулируемых договоров, заключенных участником оптового рынка *j* в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей) определяется в соответствии с формулой:.В случае если участник оптового рынка *j* не функционирует в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, для которых Правительством Российской Федерации установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, то .Объем покупки электрической энергии участником оптового рынка *j* в ГТП *q* по регулируемым договорам, заключенным участником оптового рынка *j* в качестве покупателя электрической энергии (мощности), функционирующего в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, для которых Правительством Российской Федерации установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, за расчетный период *m* (за исключением регулируемых договоров, заключенных участником оптового рынка *j* в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей) определяется в соответствии с формулой:.Объем покупки электрической энергии участником оптового рынка *j* в ГТП *q* по регулируемым договорам в час *h* расчетного периода *m* определяется в соответствии с формулой:.Объем покупки электрической энергии участником оптового рынка *j* в ГТП *q* по регулируемым договорам за расчетный период *m* определяется в соответствии с формулой: .  − объем поставки электрической энергии по регулируемому договору купли-продажи электрической энергии и мощности *D* на час *h* расчетного периода, определенный в соответствии с *Регламентом регистрации регулируемых договоров купли-продажи электроэнергии и мощности* (Приложение № 6.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – множество регулируемых договоров *D*, заключенных участником оптового рынка *j* в отношении ГТП потребления *q* в соответствии с *Регламентом регистрации регулируемых договоров купли-продажи электроэнергии и мощности* (Приложение № 6.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) на объемы поставки (с учетом модельных объемов для поставки по регулируемым тарифам (ценам)) электрической энергии в отношении потребления населения и приравненных к нему категорий потребителей в расчетном периоде;  – множество регулируемых договоров *D*, заключенных участником оптового рынка *j* в отношении ГТП потребления *q* в соответствии с *Регламентом регистрации регулируемых договоров купли-продажи электроэнергии и мощности* (Приложение № 6.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) на объемы поставки (с учетом модельных объемов для поставки по регулируемым тарифам (ценам)) электрической энергии в отношении потребления сверх объемов потребления населением и приравненными к нему категориями потребителей в расчетном периоде. |
| **10.2.5** | … – фактический объем потребления электрической энергии гарантирующим поставщиком без учета объема покупки по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, в час h расчетного периода m, определенный в соответствии с подпунктом 10.6.1 настоящего регламента; … | … – фактический объем потребления электрической энергии гарантирующим поставщиком без учета объема покупки по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, в час h расчетного периода m, определенный в соответствии с пунктом 10.2.1 настоящего Регламента; … |
| **10.3** | … – плановый объем потребления электрической энергии гарантирующим поставщиком без учета объема покупки по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, в час *h* расчетного периода *m*, определенный в соответствии с подпунктом 10.7.1 настоящего Регламента; … | … – плановый объем потребления электрической энергии гарантирующим поставщиком без учета объема покупки по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, в час *h* расчетного периода *m*, определенный в соответствии с подпунктом 10.2.1 настоящего Регламента; … |
| **10.4** | …  где – фактический объем потребления электрической энергии гарантирующим поставщиком без учета объема покупки по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, в час *h* расчетного периода *m*, определенный в соответствии с подпунктом 10.6.1 настоящего регламента; … | …  где – фактический объем потребления электрической энергии гарантирующим поставщиком без учета объема покупки по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, в час *h* расчетного периода *m*, определенный в соответствии с подпунктом 10.2.1 настоящего регламента; … |
| **10.6.1** | … – фактический объем потребления электрической энергии гарантирующим поставщиком без учета объема покупки по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, в час *h* расчетного периода *m*, определенный по формуле:  ;  – объемы покупки электрической энергии участником оптового рынка *j* в ГТП *q* по регулируемым договорам, определенные в соответствии с подпунктом 10.2.2 настоящего регламента;  ― фактический объем электрической энергии, определенный в ГТП *q* участника оптового рынка *j* в часе *h* расчетного периода *m* в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – приходящаяся на группу точек поставки *q* участника оптового рынка *j* разница предварительных требований и обязательств по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед для расчетного периода *m,* определяемая по формуле: ; | … – фактический объем потребления электрической энергии гарантирующим поставщиком без учета объема покупки по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, в час *h* расчетного периода *m*, определенный в соответствии с пунктом 10.2.1 настоящего Регламента;  – приходящаяся на группу точек поставки *q* участника оптового рынка *j* разница предварительных требований и обязательств по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед для расчетного периода *m,* определяемая по формуле: ; |
| **10.6.2** | … – плановый объем потребления электрической энергии гарантирующим поставщиком без учета объема покупки по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, в час *h* расчетного периода *m*, определенный в соответствии с подпунктом 10.7.1 настоящего Регламента; … | … – плановый объем потребления электрической энергии гарантирующим поставщиком без учета объема покупки по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, в час *h* расчетного периода *m*, определенный в соответствии с подпунктом 10.2.1 настоящего Регламента;  … |
| **10.6.3** | … – фактический объем потребления электрической энергии гарантирующим поставщиком без учета объема покупки по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, в час *h* расчетного периода *m*, определенный в соответствии с п. 10.6.1 настоящего регламента. | … – фактический объем потребления электрической энергии гарантирующим поставщиком без учета объема покупки по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, в час *h* расчетного периода *m*, определенный в соответствии с п. 10.2.1 настоящего регламента. |
| **10.7.1** | Дифференцированная по часам расчетного периода нерегулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемая по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед для часа h расчетного периода m по ГТП q участника оптового рынка: .  В случае если , то = 0.  В случае если участником оптового рынка в субъекте РФ получено право на участие в торговле электроэнергией и мощностью на оптовом рынке по нескольким ГТП, имеющим признак ГП, то дифференцированная по часам расчетного периода нерегулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемая по результатам конкурентного отбора на сутки вперед для часа *h* расчетного периода *m*,рассчитывается как средневзвешенная величина по ГТП участника оптового рынка следующим образом:  .  При этом если знаменатель равен нулю, то .  В случае если не определена, то в целях расчета приравнивается к нулю.  – плановый объем потребления электрической энергии гарантирующим поставщиком без учета объема покупки по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, в час *h* расчетного периода *m*, определенный по формуле:  ;  – объем покупки электрической энергии гарантирующим поставщиком по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в час *h* расчетного периода *m*, рассчитываемый по формуле:  ;  , , – объемы покупки электрической энергии участником оптового рынка *j* в ГТП *q* по регулируемым договорам, определенные в соответствии с подпунктом 10.2.2 настоящего регламента;  – средневзвешенная по ГТП *q* участника оптового рынка *j* цена на электрическую энергию, определяемая по результатам конкурентного отбора заявок на сутки вперед с учетом стоимости нагрузочных потерь и системных ограничений для часа *h* расчетного периода в соответствии формулой:  ,  где – цена электроэнергии в ГТП потребления, рассчитанная для целей расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед, в ГТП потребления *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, определяемая в соответствии с подпунктом 5.3.3 и с учетом подпункта 11.1.3 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  В случае если в ценовой зоне *z* Правительством Российской Федерации введено государственное регулирование второго этапа в электроэнергетике, то вместо применяется , где – цена на электроэнергию в период государственного регулирования цен (тарифов) в ГТП потребления *q* в ценовой зоне *z* в час операционных суток *h* (в случае если рассматриваемый час *h* операционных суток отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне), определенная в соответствии с подпунктом 5.6.5 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  – коэффициент учета потерь, включенных в цену на электрическую энергию и возникающих в сетях владельцев объектов электросетевого хозяйства, не оказывающих услуги по передаче электрической энергии, рассчитанный для часа *h* расчетного периода *m* по формуле:;  – доля расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях, оплаченных участником оптового рынка относительно ГТП потребления в полном плановом объеме потребления в ГТП потребления, определенная в соответствии с подпунктом 4.2.15 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – доля расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях энергорайонов участников оптового рынка, соответствующих либо ГТП потребления поставщика, либо ГТП потребления участника оптового рынка, не являющегося гарантирующим поставщиком (доля расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в «прочих сетях» в ценовой зоне), в ценовой зоне *z*, определенная в соответствии с подпунктом 4.2.9 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – плановое почасовое потребление электрической энергии участником оптового рынка j в ГТП q, сформированное по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед для часа h расчетного периода m, определенное в соответствии с подпунктом 10.2.1 настоящего регламента;  – стоимость электрической энергии, поставленной по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в качестве покупателя электрической энергии (мощности), проданной покупателем в обеспечение исполнения обязательств по всем регулируемым договорам*.* Величина определяется для покупателей, функционирующих в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, для которых Правительством Российской Федерации установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, согласно перечню, определенному в приложении 3 к Правилам оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденным постановлением Правительства РФ от 27 декабря 2010 г. № 1172, по формуле:  *…* | Дифференцированная по часам расчетного периода нерегулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемая по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед для часа h расчетного периода m по ГТП q участника оптового рынка: .  В случае если , то = 0.  В случае если участником оптового рынка в субъекте РФ получено право на участие в торговле электроэнергией и мощностью на оптовом рынке по нескольким ГТП, имеющим признак ГП, то дифференцированная по часам расчетного периода нерегулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемая по результатам конкурентного отбора на сутки вперед для часа *h* расчетного периода *m*,рассчитывается как средневзвешенная величина по ГТП участника оптового рынка следующим образом:  .  При этом если знаменатель равен нулю, то .  В случае если не определена, то в целях расчета приравнивается к нулю.  – плановый объем потребления электрической энергии гарантирующим поставщиком без учета объема покупки по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, в час *h* расчетного периода *m*, определенный в соответствии с пунктом 10.2.1 настоящего регламента;  – объем покупки электрической энергии гарантирующим поставщиком по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в час *h* расчетного периода *m*, рассчитываемый по формуле :  ,  – плановый объем потребления в ГТП потребления, в ГТП потребления *q* для участника оптового рынка *j* в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с п. 2.3.7 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  , – объемы покупки электрической энергии участником оптового рынка *j* в ГТП *q* по регулируемым договорам, определенные в соответствии с подпунктом 10.2.2 настоящего регламента;  – объем нагрузочных потерь электрической энергии в сетях, включенных в ГТП потребления *q* участника оптового рынка *j*, в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с п. 4.2.9 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – средневзвешенная по ГТП *q* участника оптового рынка *j* цена на электрическую энергию, рассчитанная исходя из равновесных цен на электрическую энергию, сформированных для часа *h* расчетного периода в соответствии формулой:  ,  где – цена электроэнергии в ГТП потребления, рассчитанная для целей расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед, в ГТП потребления *q* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, определяемая в соответствии с подпунктом 5.3.3 и с учетом подпункта 11.1.3 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  В случае если в ценовой зоне *z* Правительством Российской Федерации введено государственное регулирование второго этапа в электроэнергетике, то вместо применяется , где – цена на электроэнергию в период государственного регулирования цен (тарифов) в ГТП потребления *q* в ценовой зоне *z* в час операционных суток *h* (в случае если рассматриваемый час *h* операционных суток отнесен к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне), определенная в соответствии с подпунктом 5.6.5 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – стоимость расчетных нагрузочных потерь электрической энергии, учтенных в равновесных ценах на электрическую энергию в ГТП потребления *q* участника оптового рынка *j* в час операционных суток *h*, определенная в соответствии с пунктом 4.3.1 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – стоимость электрической энергии, поставленной по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в качестве покупателя электрической энергии (мощности), проданной покупателем в обеспечение исполнения обязательств по всем регулируемым договорам*.* Величина определяется для покупателей, функционирующих в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, для которых Правительством Российской Федерации установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, согласно перечню, определенному в приложении 3 к Правилам оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденным постановлением Правительства РФ от 27 декабря 2010 г. № 1172, по формуле:  ,  *…* |
| **10.7.2** | …– фактический объем потребления электрической энергии гарантирующим поставщиком без учета объема покупки по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, в час *h* расчетного периода *m*, определенный в соответствии с п. 10.6.1 настоящего регламента. | …– фактический объем потребления электрической энергии гарантирующим поставщиком без учета объема покупки по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, в час *h* расчетного периода *m*, определенный в соответствии с п. 10.2.1 настоящего регламента. |
| **10.7.3** | …– фактический объем потребления электрической энергии гарантирующим поставщиком без учета объема покупки по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, в час *h* расчетного периода *m*, определенный в соответствии с п. 10.6.1 настоящего регламента. | …– фактический объем потребления электрической энергии гарантирующим поставщиком без учета объема покупки по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, в час *h* расчетного периода *m*, определенный в соответствии с п. 10.2.1 настоящего регламента. |
| **10.7.4** | …– плановый объем потребления электрической энергии гарантирующим поставщиком без учета объема покупки по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, в час *h* расчетного периода *m,* определяемый в соответствии с подпунктом 10.7.1 настоящего Регламента. | …– плановый объем потребления электрической энергии гарантирующим поставщиком без учета объема покупки по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, в час h расчетного периода m, определяемый в соответствии с подпунктом 10.2.1 настоящего Регламента. |
| **10.7.5** | Приходящаяся на единицу электрической энергии разница предварительных требований и обязательств по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы определяется следующим образом: .  В случае если участником оптового рынка в субъекте РФ получено право на участие в торговле электроэнергией и мощностью на оптовом рынке по нескольким ГТП, имеющим признак ГП, то приходящаяся на единицу электрической энергии разница предварительных требований и обязательств по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы рассчитывается как средневзвешенная величина по ГТП участника оптового рынка следующим образом:  .  При этом если знаменатель равен нулю, то .  В случае если не определена, то в целях расчета приравнивается к нулю.  – приходящаяся на группу точек поставки *q* участника оптового рынка *j* разница предварительных требований и обязательств по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы для расчетного периода *m–*1*,* определяемая в соответствии с п. 10.6.1 настоящего Регламента;  ― фактический объем электрической энергии, определенный в ГТП *q* участника оптового рынка *j* в часе *h* расчетного периода *m* в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | Приходящаяся на единицу электрической энергии разница предварительных требований и обязательств по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы определяется следующим образом: .  В случае если участником оптового рынка в субъекте РФ получено право на участие в торговле электроэнергией и мощностью на оптовом рынке по нескольким ГТП, имеющим признак ГП, то приходящаяся на единицу электрической энергии разница предварительных требований и обязательств по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы рассчитывается как средневзвешенная величина по ГТП участника оптового рынка следующим образом:  .  При этом если знаменатель равен нулю, то .  В случае если не определена, то в целях расчета приравнивается к нулю.  – приходящаяся на группу точек поставки *q* участника оптового рынка *j* разница предварительных требований и обязательств по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы для расчетного периода *m–*1*,* определяемая в соответствии с п. 10.6.1 настоящего Регламента;  *–* плановый объем потребления в ГТП потребленияотреблениях суток елем в ГТП потребления ской энергии в электрических сетях, представленных в гроуппе точек поставки гарантирую, в ГТП потребления *q* для участника оптового рынка *j* в час операционных суток *h,* определенный в соответствии с п. 2.3.7 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – объем нагрузочных потерь электрической энергии в сетях, включенных в ГТП потребления *q* участника оптового рынка *j*, в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с п. 4.2.9 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); ― фактический объем электрической энергии, определенный в ГТП *q* участника оптового рынка *j* в часе *h* расчетного периода *m* в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |
| **10.8** | КО ежемесячно публикует на своем официальном сайте электронное сообщение, содержащее следующую информацию (в данном разделе означает суммирование по ГТП участника оптового рынка *j*, имеющим признак ГП, находящимся в одном субъекте РФ).  1. В течение 10 календарных дней по окончании расчетного периода:  – объем электрической энергии, приобретенный участником оптового рынка за расчетный период по регулируемым ценам , определенный в соответствии с подпунктом 10.2.2 настоящего регламента;  – объем электрической энергии, приобретенный участником оптового рынка по результатам конкурентного отбора заявок на сутки вперед за расчетный период, определяемый в соответствии с формулой:  ,  где – плановое почасовое потребление электрической энергии участником оптового рынка *j* в ГТП *q*, сформированное по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед для часа *h* расчетного периода *m*, определенное в соответствии с подпунктом 10.2.1 настоящего регламента;  – средневзвешенные нерегулируемые цены на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемые для соответствующих зон суток, которые публикуются справочно и определяются согласно п. 10.3 настоящего Регламента.  …  3.4. Величина корректировки составляющей предельного уровня нерегулируемых цен участника оптового рынка *j* по ГТП *q* при учете свободного договора купли-продажи электрической энергии *k*:  ,  где – плановый объем потребления электрической энергии гарантирующим поставщиком без учета объема покупки по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, в час *h* расчетного периода *m*, определенный в соответствии с п. 10.7.1 настоящего Регламента;  – средневзвешенная по ГТП *q* участника оптового рынка *j* цена на электрическую энергию, определяемая по результатам конкурентного отбора заявок на сутки вперед с учетом стоимости нагрузочных потерь и системных ограничений для часа *h* расчетного периода, определенная в соответствии с п. 10.7.1 настоящего Регламента;  – коэффициент учета потерь, включенных в цену на электрическую энергию, возникающих в сетях владельцев объектов электросетевого хозяйства, не оказывающих услуги по передаче электрической энергии, рассчитанный для часа *h* расчетного периода *m*, определенный в соответствии с п. 10.7.1 настоящего Регламента;  – объем электрической энергии, поставленной по свободному договору купли-продажи электрической энергии *k* в час *h* расчетного периода *m,* зарегистрированному участником оптового рынка *j* в отношении его зоны деятельности, определяемый КО в соответствии с пунктом 7.2 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – цена на электрическую энергию, поставляемую по свободному договору купли-продажи электрической энергии *k* в час *h* расчетного периода *m,* зарегистрированному участником оптового рынка *j* в отношении его зоны деятельности поГТП *q*, указанная в Уведомлении о ценах покупки электрической энергии по двустороннему договору или в Уведомлении о ценах покупки электрической энергии по СДЭМ*,* поданном в КОв соответствии с пунктом 6.11 *Регламента регистрации и учета свободных двусторонних договоров купли-продажи электрической энергии* (Приложение № 6.1к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) или в соответствии с пунктом 4.7 *Регламента регистрации и учета свободных договоров купли-продажи мощности (электрической энергии и мощности)* (Приложение № 6.8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  При этом если знаменатель равен 0, то .  Величина публикуется в руб./МВт∙ч, округленная методом математического округления с точностью до 1 копейки за 1 МВт∙ч. | КО ежемесячно публикует на своем официальном сайте электронное сообщение, содержащее следующую информацию (в данном разделе означает суммирование по ГТП участника оптового рынка *j*, имеющим признак ГП, находящимся в одном субъекте РФ).  1. В течение 10 календарных дней по окончании расчетного периода:  – объем электрической энергии, приобретенный участником оптового рынка за расчетный период по регулируемым ценам , определенный в соответствии с подпунктом 10.2.1 настоящего регламента;  – объем электрической энергии, приобретенный участником оптового рынка по результатам конкурентного отбора заявок на сутки вперед за расчетный период, определяемый в соответствии с формулой:  ,  где – плановый объем потребления в ГТП потребления *q* для участника оптового рынка *j*, сформированный за расчетный период *m*, определенный в соответствии с формулой:  ,  где *–* плановый объем потребления в ГТП потребления *q* для участника оптового рынка *j* в час операционных суток *h,* определенный в соответствии с п. 2.3.7 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – объем нагрузочных потерь электрической энергии в сетях, включенных в ГТП потребления *q* участника оптового рынка *j*, для расчетного периода *m*, определенный в соответствии с формулой:  ,  где – объем нагрузочных потерь электрической энергии в сетях, включенных в ГТП потребления *q* участника оптового рынка *j*, в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с п. 4.2.9 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – средневзвешенные нерегулируемые цены на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемые для соответствующих зон суток, которые публикуются справочно и определяются согласно п. 10.3 настоящего Регламента.  …  3.4. Величина корректировки составляющей предельного уровня нерегулируемых цен участника оптового рынка *j* по ГТП *q* при учете свободного договора купли-продажи электрической энергии *k*:  ,  где – плановый объем потребления электрической энергии гарантирующим поставщиком без учета объема покупки по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, в час *h* расчетного периода *m*, определенный в соответствии с п. 10.2.1 настоящего Регламента;  – средневзвешенная по ГТП *q* участника оптового рынка *j* цена на электрическую энергию, рассчитанная исходя из равновесных цен на электрическую энергию для часа *h* расчетного периода, определенная в соответствии с п. 10.7.1 настоящего Регламента;  – объем электрической энергии, поставленной по свободному договору купли-продажи электрической энергии *k* в час *h* расчетного периода *m,* зарегистрированному участником оптового рынка *j* в отношении его зоны деятельности, определяемый КО в соответствии с пунктом 7.2 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – цена на электрическую энергию, поставляемую по свободному договору купли-продажи электрической энергии *k* в час *h* расчетного периода *m,* зарегистрированному участником оптового рынка *j* в отношении его зоны деятельности поГТП *q*, указанная в Уведомлении о ценах покупки электрической энергии по двустороннему договору или в Уведомлении о ценах покупки электрической энергии по СДЭМ*,* поданном в КОв соответствии с пунктом 6.11 *Регламента регистрации и учета свободных двусторонних договоров купли-продажи электрической энергии* (Приложение № 6.1к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) или в соответствии с пунктом 4.7 *Регламента регистрации и учета свободных договоров купли-продажи мощности (электрической энергии и мощности)* (Приложение № 6.8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  При этом если знаменатель равен 0, то .  Величина публикуется в руб./МВт∙ч, округленная методом математического округления с точностью до 1 копейки за 1 МВт∙ч. |
| **11.1.3.2.1** | **Для ФСК** ,где .Величина для ценовой зоны *z* определяется в соответствии с п. 8.3.1 настоящего Регламента.Величина для неценовой зоны *z* определяется в соответствии с формулой:,где – величина расчетного фактического объема потерь в сетях ФСК неценовой зоны *z* в час операционных суток *h*, рассчитанная в соответствии с п. 11.4.3 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); *z* – ценовые и неценовые зоны;  *t* – расчетный период. | **Для ФСК** ,где .Величина для ценовой зоны *z* определяется в соответствии с формулой:,где – объем электрической энергии в месяце *m* в целях компенсации потерь в сетях ФСК на территории ценовой зоны *z*, рассчитанный в соответствии с п. 8.3.1 настоящего Регламента.Величина для неценовой зоны *z* определяется в соответствии с формулой:,где – величина расчетного фактического объема потерь в сетях ФСК неценовой зоны *z* в час операционных суток *h*, рассчитанная в соответствии с п. 11.4.3 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); *z* – ценовые и неценовые зоны;  *t* – расчетный период. |
| **11.2.5.1** | **Для ФСК** ,где .Величина для ценовой зоны *z* определяется в соответствии с п. 8.3.1 настоящего Регламента.Величина для неценовой зоны *z* определяется в соответствии с формулой:,где – величина расчетного фактического объема потерь в сетях ФСК неценовой зоны *z* в час операционных суток *h*, рассчитанная в соответствии c п. 11.4.3 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); *z* – ценовые и неценовые зоны;  *t* – расчетный период. | **Для ФСК** ,где .Величина для ценовой зоны *z* определяется в соответствии с формулой:,где – объем электрической энергии в месяце *m* в целях компенсации потерь в сетях ФСК на территории ценовой зоны *z*, рассчитанный в соответствии с п. 8.3.1 настоящего Регламента.Величина для неценовой зоны *z* определяется в соответствии с формулой:,где – величина расчетного фактического объема потерь в сетях ФСК неценовой зоны *z* в час операционных суток *h*, рассчитанная в соответствии c п. 11.4.3 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); *z* – ценовые и неценовые зоны;  *t* – расчетный период. |
|  | Удалить приложения 7, 8 к настоящему Регламенту без изменения нумерации | |

**Действующая редакция**

**Приложение 9**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  |  |  | |
| **АО «АТС»** | |  |  |  | Участник |  | |
|  |  |  |  |  | Код участника |  | |
| **Адрес: 123610, г. Москва, Краснопресненская наб., д. 12** | | | | |  |  | |
|  |  |  |  |  |  |  | |
|  |  |  |  |  |  |  | |
| **Отчет** | | | | | | | |
| **о результатах расчетов объемов и стоимости электроэнергии и мощности на оптовом рынке** | | | | | | | |
| за | | | | | | | |
| от | | | | | | | |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
| **1.    Объем производства** | | | | | | |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
| п/п | ГТП | Полный плановый объем производства, кВт•ч | Объем отклонений по производству, кВт•ч | Фактический объем производства, кВт•ч |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
| **2.    Объем потребления** | | | | | | | |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
| п/п | ГТП | Полный плановый объем потребления, кВт•ч | Объем потребления, покрытый выработкой блок-станций, кВт•ч | Плановый объем потребления, кВт•ч | Объем плановых нагрузочных потерь, отнесенных к энергорайону участника, кВт•ч | Объем отклонений по потреблению, кВт•ч | Фактический объем потребления, кВт•ч |
| 1 | **В целом по участнику** |  |  |  |  |  |  |
| 2 | В том числе по ГТП: |  |  |  |  |  |  |
| 3 | ГТП 1 |  |  |  |  |  |  |
| 4 | ГТП 2 |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
| **…** | |  |  |  |  |  | |
| **15.    Итоговые данные о фактических объемах покупки/продажи электроэнергии на оптовом рынке** | | | | | | |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
| п/п | ГТП | Общий объем покупки, кВт•ч | Общий объем продажи, кВт•ч | Объем нагрузочных потерь, оплаченных участником оптового рынка, кВт•ч | | |  |
|  |
| в сетях ФСК | в сетях РСК | в прочих сетях |  |
| 1 | **В целом по участнику:** |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
| **16.    Данные акта оборота электроэнергии** | | | | | | |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
| п/п | ГТП | Объем потребления, кВт•ч | Объем производства кВт•ч |  |  |  |  |
| 1 | **В целом по участнику:** |  |  |  |  |  |  |
| 2 | в том числе по ГТП |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |

**Предлагаемая редакция**

**Приложение 9**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  |  |  | |
| **АО «АТС»** | |  |  |  | Участник |  | |
|  |  |  |  |  | Код участника |  | |
| **Адрес: 123610, г. Москва, Краснопресненская наб., д. 12** | | | | |  |  | |
|  |  |  |  |  |  |  | |
|  |  |  |  |  |  |  | |
| **Отчет** | | | | | | | |
| **о результатах расчетов объемов и стоимости электроэнергии и мощности на оптовом рынке** | | | | | | | |
| за | | | | | | | |
| от | | | | | | | |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
| **1.    Объем производства** | | | | | | |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
| п/п | ГТП | Полный плановый объем производства, кВт•ч | Объем отклонений по производству, кВт•ч | Фактический объем производства, кВт•ч |
| 1 | **В целом по участнику** |  |  |  |
| 2 | В том числе по ГТП: |  |  |  |
| 3 | ГТП 1 |  |  |  |
| 4 | ГТП 2 |  |  |  |
|  |  |  |  |  |
| **2.    Объем потребления** | | | | | | | |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
| п/п | ГТП | Полный плановый объем потребления, кВт•ч | Объем потребления, покрытый выработкой блок-станций, кВт•ч | Плановый объем потребления, кВт•ч | Объем плановых нагрузочных потерь, отнесенных к энергорайону участника, кВт•ч | Объем отклонений по потреблению, кВт•ч | Фактический объем потребления, кВт•ч |
| 1 | **В целом по участнику** |  |  |  |  |  |  |
| 2 | В том числе по ГТП: |  |  |  |  |  |  |
| 3 | ГТП 1 |  |  |  |  |  |  |
| 4 | ГТП 2 |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
| **…** | |  |  |  |  |  | |
| **15.    Итоговые данные о фактических объемах покупки/продажи электроэнергии на оптовом рынке** | | | | | | |  |
|  |  |  |  |
| п/п | ГТП | Общий объем покупки, кВт•ч | Общий объем продажи, кВт•ч |
|
|
| 1 | **В целом по участнику:** |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
| **16.    Данные акта оборота электроэнергии** | | | | | | |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
| п/п | ГТП | Объем потребления, кВт•ч | Объем производства кВт•ч |  |  |  |  |
| 1 | **В целом по участнику:** |  |  |  |  |  |  |
| 2 | в том числе по ГТП |  |  |  |  |  |  |

Действующая редакция

**Приложение 10**

**Предлагаемая редакция**



**Действующая редакция**

**Приложение 11.9**



**Предлагаемая редакция**

**Приложение 11.9**



**Действующая редакция**

**Приложение 14**

**РЕЕСТР ОБЯЗАТЕЛЬСТВ ПО РЕГУЛИРУЕМЫМ ДОГОВОРАМ (ПОКУПАТЕЛИ)**

**на <расчетный месяц>**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Номер договора купли-продажи** | **Наименование Участника ОРЭ - покупателя** | **Идентификационный код Участника ОРЭ - покупателя** | **Наименование Субъекта ФСТ - покупателя** | **Идентификационный код Субъекта ФСТ - покупателя** | **ГТП потребления** | **Дата подписания договора** | **Наименование Участника ОРЭ - продавца** | **Идентификационный код Участника ОРЭ - продавца** | **Наименование Субъекта ФСТ - продавца** | **Идентификационный код Субъекта ФСТ - продавца** | **Наименование станции** | **Объем э/э** | **В т.ч. объем э/э для компенсации потерь, учитываемых в РД** | **Стоимость э/э** | | | | **Мощность на месяц** | **Стоимость мощности** | | | | **Стоимость всего (без НДС)** | **Стоимость всего (с НДС)** | **В т.ч. НДС** |
| **Цена договора на э/э** | **Сумма (без НДС)** | **Сумма (с НДС)** | **В т.ч. НДС** | **Цена договора на мощность** | **Сумма (без НДС)** | **Сумма (с НДС)** | **В т.ч. НДС** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | **кВт\*ч** | **кВт\*ч** | **руб./кВт\*ч** | **руб.** | **руб.** | **руб.** | **МВт** | **руб/.МВт** | **руб.** | **руб.** | **руб.** | **руб.** | **руб.** | **руб.** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Итого по ГТП |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Итого по ГТП |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Итого по ГТП |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Итого по субъекту |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Итого по участнику |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**Предлагаемая редакция**

**Приложение 14**

**РЕЕСТР ОБЯЗАТЕЛЬСТВ ПО РЕГУЛИРУЕМЫМ ДОГОВОРАМ (ПОКУПАТЕЛИ)**

**на <расчетный месяц>**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Номер договора купли-продажи** | **Наименование Участника ОРЭ - покупателя** | **Идентификационный код Участника ОРЭ - покупателя** | **Наименование Субъекта ФСТ - покупателя** | **Идентификационный код Субъекта ФСТ - покупателя** | **ГТП потребления** | **Дата подписания договора** | **Наименование Участника ОРЭ - продавца** | **Идентификационный код Участника ОРЭ - продавца** | **Наименование Субъекта ФСТ - продавца** | **Идентификационный код Субъекта ФСТ - продавца** | **Наименование станции** | **Объем э/э** | **Стоимость э/э** | | | | **Мощность на месяц** | **Стоимость мощности** | | | | **Стоимость всего (без НДС)** | **Стоимость всего (с НДС)** | **В т.ч. НДС** |
| **Цена договора на э/э** | **Сумма (без НДС)** | **Сумма (с НДС)** | **В т.ч. НДС** | **Цена договора на мощность** | **Сумма (без НДС)** | **Сумма (с НДС)** | **В т.ч. НДС** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | **кВт\*ч** | **руб./кВт\*ч** | **руб.** | **руб.** | **руб.** | **МВт** | **руб/.МВт** | **руб.** | **руб.** | **руб.** | **руб.** | **руб.** | **руб.** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Итого по ГТП |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Итого по ГТП |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Итого по ГТП |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Итого по субъекту |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Итого по участнику |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**Действующая редакция**

**Приложение 15**

**РЕЕСТР ОБЯЗАТЕЛЬСТВ ПО РЕГУЛИРУЕМЫМ ДОГОВОРАМ (ПРОДАВЦЫ)**

**на <расчетный месяц>**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Номер договора купли-продажи** | **Наименование Участника ОРЭ - продавца** | **Идентификационный код Участника ОРЭ - продавца** | **Наименование Субъекта ФСТ - Продавца** | **Идентификационный код Субъекта ФСТ - продавца** | **Наименование станции** | **Дата подписания договора** | **Наименование Участника ОРЭ - покупателя** | **Идентификационный код Участника ОРЭ - покупателя** | **Наименование Субъекта ФСТ - покупателя** | **Идентификационный код Субъекта ФСТ - покупателя** | **ГТП потребления** | **Объем э/э** | **В т.ч. объем э/э для компенсации потерь, учитываемых в РД** | **Стоимость э/э** | | | | **Мощность на месяц** | **Стоимость мощности** | | | | **Стоимость всего (без НДС)** | **Стоимость всего (с НДС)** | **В т.ч. НДС** |
| **Цена договора на э/э** | **Сумма (без НДС)** | **Сумма (с НДС)** | **В т.ч. НДС** | **Цена договора на мощность** | **Сумма (без НДС)** | **Сумма (с НДС)** | **В т.ч. НДС** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | **кВт\*ч** | **кВт\*ч** | **руб./кВт\*ч** | **руб.** | **руб.** | **руб.** | **МВт** | **руб/.МВт** | **руб.** | **руб.** | **руб.** | **руб.** | **руб.** | **руб.** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Итого по станции |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Итого по станции |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Итого по станции |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Итого по субъекту |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Итого по участнику |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**Предлагаемая редакция**

**Приложение 15**

**РЕЕСТР ОБЯЗАТЕЛЬСТВ ПО РЕГУЛИРУЕМЫМ ДОГОВОРАМ (ПРОДАВЦЫ)**

**на <расчетный месяц>**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Номер договора купли-продажи** | **Наименование Участника ОРЭ - продавца** | **Идентификационный код Участника ОРЭ - продавца** | **Наименование Субъекта ФСТ - Продавца** | **Идентификационный код Субъекта ФСТ - продавца** | **Наименование станции** | **Дата подписания договора** | **Наименование Участника ОРЭ - покупателя** | **Идентификационный код Участника ОРЭ - покупателя** | **Наименование Субъекта ФСТ - покупателя** | **Идентификационный код Субъекта ФСТ - покупателя** | **ГТП потребления** | **Объем э/э** | **Стоимость э/э** | | | | **Мощность на месяц** | **Стоимость мощности** | | | | **Стоимость всего (без НДС)** | **Стоимость всего (с НДС)** | **В т.ч. НДС** |
| **Цена договора на э/э** | **Сумма (без НДС)** | **Сумма (с НДС)** | **В т.ч. НДС** | **Цена договора на мощность** | **Сумма (без НДС)** | **Сумма (с НДС)** | **В т.ч. НДС** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | **кВт\*ч** | **руб./кВт\*ч** | **руб.** | **руб.** | **руб.** | **МВт** | **руб/.МВт** | **руб.** | **руб.** | **руб.** | **руб.** | **руб.** | **руб.** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Итого по станции |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Итого по станции |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Итого по станции |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Итого по субъекту |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | Итого по участнику |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**Действующая редакция**

**Приложение 38.11**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **АО «АТС»** | | | | | | |  | |  | |  | |  |  | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  | |  |
| **Адрес: 123610, г. Москва, Краснопресненская наб., д. 12** | | | | | | | | | | | | |  |  | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  | |  |
| участник | | | | | | | | | | | | | | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  | Код участника | |  |
| **Отчет** | | | | | | | | | | | | | | | |  |
| **о результатах расчетов объемов и стоимости электроэнергии и мощности на оптовом рынке** | | | | | | | | | | | | | | | |  |
| за г. | | | | | | | | | | | | | | | |  |
| от г. | | | | | | | | | | | | | | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| **1.    Объем производства** | | | | | | | | | | | | | | |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| п/п | ГТП | | | | | | Полный плановый объем производства, кВт•ч | | Объем отклонений по производству, кВт•ч | | Фактический объем производства, кВт•ч | |  |  |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| **2.    Объем потребления** | | | | | | | | | | | | | | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| п/п | ГТП | | | | | | Полный плановый объем потребления, кВт•ч | | Объем потребления, покрытый выработкой блок станций, кВт•ч | | Плановый объем потребления, кВт•ч | | Объем плановых нагрузочных потерь, отнесенных к энергорайону участника, кВт•ч | Объем отклонений по потреблению, кВт•ч | Фактический объем потребления, кВт•ч |  |
|  |  | | | | | | | | | | | | |  |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| **3    Рынок на сутки вперед** | | | | | | | | | | | | |  |  | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  | |  |
| **3.1. Продажа по договору комиссии** | | | | | | | | | | | | |  |  |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| п/п | № и дата договора | | | | | | ГТП | | Объем электроэнергии, кВт•ч | | Цена, руб./кВт•ч | | Стоимость (без НДС), руб. |  |  |  |
| \*Справочно: для 2 НЦЗ в том числе за последнее число расчетного месяца в период с 17 ч. 00 мин. до 00 ч. 00 мин. | | | | | | | | | | | | | |  |  |  |
|  | кол-во | | | | | |  | | кВт•ч | |  | |  |  |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| **3.2. Покупка по договору купли-продажи** | | | | | | | | | | | | |  |  |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| п/п | № и дата договора | | | | | | ГТП | | Объем электроэнергии, кВт•ч | | Цена, руб./кВт•ч | | Стоимость (без НДС), руб. |  |  |  |
| \*Справочно: для 2 НЦЗ в том числе за последнее число расчетного месяца в период с 17 ч. 00 мин. до 00 ч. 00 мин. | | | | | | | | | | | | | |  |  |  |
|  | кол-во | | | | | |  | | кВт•ч | |  | |  |  |  |  |
| **4.    Балансирующий рынок** | | | | | | | | | | | | |  |  |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  | |  |
| **4.1. Продажа по договору комиссии** | | | | | | | | | | | | |  |  |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| п/п | № и дата договора | | | | | | ГТП | | Объем электроэнергии, кВт•ч | | Цена, руб./кВт•ч | | Стоимость (без НДС), руб. |  |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| \*Справочно: для 2 НЦЗ в том числе за последнее число расчетного месяца в период с 17 ч. 00 мин. до 00 ч. 00 мин. | | | | | | | | | | | | |  |  |  |  |
|  | кол-во | | | | | |  | | кВт•ч | |  | |  |  |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| **4.2. Покупка по договору купли-продажи** | | | | | | | | | | | | |  |  |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| п/п | № и дата договора | | | | | | ГТП | | Объем электроэнергии, кВт•ч | | Цена, руб./кВт•ч | | Стоимость (без НДС), руб. |  |  |  |
| \*Справочно: для 2 НЦЗ в том числе за последнее число расчетного месяца в период с 17 ч. 00 мин. до 00 ч. 00 мин. | | | | | | | | | | | | | |  |  |  |
|  | кол-во | | | | | |  | | кВт•ч | |  | |  |  |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| **5.    Покупка/продажа электроэнергии по четырехсторонним договорам** | | | | | | | | | | | | |  |  |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  | |  |
| **5.1. Продажа по четырехсторонним договорам** | | | | | | | | | | | | |  |  |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| п/п | Неценовая зона | | | | | | Объем электроэнергии, кВт•ч | | Стоимость (без НДС), руб. | |  | |  |  |  |  |
|  | | |  | |
| **5.2. Покупка по четырехсторонним договорам** | | | | | | | | | | | | |  |  |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| п/п | Неценовая зона | | | | | | Объем электроэнергии, кВт•ч | | Стоимость (без НДС), руб. | |  | |  |  |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| **6.    Покупка/продажа мощности по четырехсторонним договорам** | | | | | | | | | | | | |  |  |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  | |  |
| **6.1. Продажа по четырехсторонним договорам** | | | | | | | | | | | | |  |  |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| п/п | Неценовая зона | | | | | | Объем мощности, МВт | | Стоимость (без НДС), руб. | |  | |  |  |  |  |
|  | | | |  | |  | |  | |  | |
| **6.2. Покупка по четырехсторонним договорам** | | | | | | | | | | | | |  |  |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| п/п | Неценовая зона | | | | | | Объем мощности, МВт | | Стоимость (без НДС), руб. | |  | |  |  |  |  |
|  | | | |  | |  | |  | |  | |
| **7.    Покупка/продажа электроэнергии по двусторонним договорам** | | | | | | | | | | | | | | |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  | |  |
| **7.1. Продажа по двусторонним договорам** | | | | | | | | | | | | |  |  |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| п/п | Неценовая зона | | | | | | Объем электроэнергии, кВт•ч | |  | |  | |  |  |  |  |
|  | | |  | |
| **7.2. Покупка по двусторонним договорам** | | | | | | | | | | | | |  |  |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| п/п | Неценовая зона | | | | | | Объем электроэнергии, кВт•ч | |  | |  | |  |  |  |  |
|  | |
| **8.    Итоговые данные о фактических объемах покупки/продажи электроэнергии на оптовом рынке** | | | | | | | | | | | | | | |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| п/п | Неценовая зона | | | | | | Общий объем покупки, кВт•ч | | Общий объем продажи, кВт•ч | | Объем нагрузочных потерь, оплаченных участником оптового рынка, кВт•ч | | | |  |  |
|  |  |
| в сетях ФСК | | в сетях РСК | в прочих сетях |  |  |
|  | | |  | |
| \*Справочно: для 2 НЦЗ в том числе за последнее число расчетного месяца в период с 17 ч. 00 мин. до 00 ч. 00 мин. | | | | | | | | | | | | | | |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| **9.    Данные акта оборота электроэнергии** | | | | | | | | | | | | | | |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  | |  |
| п/п | ГТП | | | | | | Объем потребления, кВт•ч | | Объем производства, кВт•ч | |  | |  |  |  |  |

**Предлагаемая редакция**

**Приложение 38.11**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **АО «АТС»** | | | | | | |  | |  | |  | |  |  | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  | |  |
| **Адрес: 123610, г. Москва, Краснопресненская наб., д. 12** | | | | | | | | | | | | |  |  | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  | |  |
| участник | | | | | | | | | | | | | | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  | Код участника | |  |
| **Отчет** | | | | | | | | | | | | | | | |  |
| **о результатах расчетов объемов и стоимости электроэнергии и мощности на оптовом рынке** | | | | | | | | | | | | | | | |  |
| за г. | | | | | | | | | | | | | | | |  |
| от г. | | | | | | | | | | | | | | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| **1.    Объем производства** | | | | | | | | | | | | | | |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| п/п | ГТП | | | | | | Полный плановый объем производства, кВт•ч | | Объем отклонений по производству, кВт•ч | | Фактический объем производства, кВт•ч | |  |  |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| **2.    Объем потребления** | | | | | | | | | | | | | | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| п/п | ГТП | | | | | | Полный плановый объем потребления, кВт•ч | | Объем потребления, покрытый выработкой блок станций, кВт•ч | | Плановый объем потребления, кВт•ч | | Объем отклонений по потреблению, кВт•ч | Фактический объем потребления, кВт•ч |  |  |
|  |  | | | | | | | | | | | | |  |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| **3    Рынок на сутки вперед** | | | | | | | | | | | | |  |  | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  | |  |
| **3.1. Продажа по договору комиссии** | | | | | | | | | | | | |  |  |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| п/п | № и дата договора | | | | | | ГТП | | Объем электроэнергии, кВт•ч | | Цена, руб./кВт•ч | | Стоимость (без НДС), руб. |  |  |  |
| \*Справочно: для 2 НЦЗ в том числе за последнее число расчетного месяца в период с 17 ч. 00 мин. до 00 ч. 00 мин. | | | | | | | | | | | | | |  |  |  |
|  | кол-во | | | | | |  | | кВт•ч | |  | |  |  |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| **3.2. Покупка по договору купли-продажи** | | | | | | | | | | | | |  |  |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| п/п | № и дата договора | | | | | | ГТП | | Объем электроэнергии, кВт•ч | | Цена, руб./кВт•ч | | Стоимость (без НДС), руб. |  |  |  |
| \*Справочно: для 2 НЦЗ в том числе за последнее число расчетного месяца в период с 17 ч. 00 мин. до 00 ч. 00 мин. | | | | | | | | | | | | | |  |  |  |
|  | кол-во | | | | | |  | | кВт•ч | |  | |  |  |  |  |
| **4.    Балансирующий рынок** | | | | | | | | | | | | |  |  |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  | |  |
| **4.1. Продажа по договору комиссии** | | | | | | | | | | | | |  |  |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| п/п | № и дата договора | | | | | | ГТП | | Объем электроэнергии, кВт•ч | | Цена, руб./кВт•ч | | Стоимость (без НДС), руб. |  |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| \*Справочно: для 2 НЦЗ в том числе за последнее число расчетного месяца в период с 17 ч. 00 мин. до 00 ч. 00 мин. | | | | | | | | | | | | |  |  |  |  |
|  | кол-во | | | | | |  | | кВт•ч | |  | |  |  |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| **4.2. Покупка по договору купли-продажи** | | | | | | | | | | | | |  |  |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| п/п | № и дата договора | | | | | | ГТП | | Объем электроэнергии, кВт•ч | | Цена, руб./кВт•ч | | Стоимость (без НДС), руб. |  |  |  |
| \*Справочно: для 2 НЦЗ в том числе за последнее число расчетного месяца в период с 17 ч. 00 мин. до 00 ч. 00 мин. | | | | | | | | | | | | | |  |  |  |
|  | кол-во | | | | | |  | | кВт•ч | |  | |  |  |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| **5.    Покупка/продажа электроэнергии по четырехсторонним договорам** | | | | | | | | | | | | |  |  |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  | |  |
| **5.1. Продажа по четырехсторонним договорам** | | | | | | | | | | | | |  |  |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| п/п | Неценовая зона | | | | | | Объем электроэнергии, кВт•ч | | Стоимость (без НДС), руб. | |  | |  |  |  |  |
|  | | |  | |
| **5.2. Покупка по четырехсторонним договорам** | | | | | | | | | | | | |  |  |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| п/п | Неценовая зона | | | | | | Объем электроэнергии, кВт•ч | | Стоимость (без НДС), руб. | |  | |  |  |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| **6.    Покупка/продажа мощности по четырехсторонним договорам** | | | | | | | | | | | | |  |  |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  | |  |
| **6.1. Продажа по четырехсторонним договорам** | | | | | | | | | | | | |  |  |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| п/п | Неценовая зона | | | | | | Объем мощности, МВт | | Стоимость (без НДС), руб. | |  | |  |  |  |  |
|  | | | |  | |  | |  | |  | |
| **6.2. Покупка по четырехсторонним договорам** | | | | | | | | | | | | |  |  |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| п/п | Неценовая зона | | | | | | Объем мощности, МВт | | Стоимость (без НДС), руб. | |  | |  |  |  |  |
|  | | | |  | |  | |  | |  | |
| **7.    Покупка/продажа электроэнергии по двусторонним договорам** | | | | | | | | | | | | | | |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  | |  |
| **7.1. Продажа по двусторонним договорам** | | | | | | | | | | | | |  |  |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| п/п | Неценовая зона | | | | | | Объем электроэнергии, кВт•ч | |  | |  | |  |  |  |  |
|  | | |  | |
| **7.2. Покупка по двусторонним договорам** | | | | | | | | | | | | |  |  |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| п/п | Неценовая зона | | | | | | Объем электроэнергии, кВт•ч | |  | |  | |  |  |  |  |
|  | |
| **8.    Итоговые данные о фактических объемах покупки/продажи электроэнергии на оптовом рынке** | | | | | | | | | | | | | | |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| п/п | Неценовая зона | | | | | | Общий объем покупки, кВт•ч | | Общий объем продажи, кВт•ч | |  | | | |  |  |
|  |  |
|  | |  |  |  |  |
|  | | |  | |
| \*Справочно: для 2 НЦЗ в том числе за последнее число расчетного месяца в период с 17 ч. 00 мин. до 00 ч. 00 мин. | | | | | | | | | | | | | | |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  |  |  |
| **9.    Данные акта оборота электроэнергии** | | | | | | | | | | | | | | |  |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  |  | |  |
| п/п | ГТП | | | | | | Объем потребления, кВт•ч | | Объем производства, кВт•ч | |  | |  |  |  |  |

**Действующая редакция**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | |  | **Приложение 38.17** | | | |
| **Аналитический отчет по определению величины фактических финансовых обязательств/требований за электрическую энергию для ПАО «ФСК ЕЭС» по ценовой зоне** | | | | | | | | | | | | | | | |
| **за \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_ года** | | | | | | | | | | | | | | | |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| Дата | Час | Ценовая зона | Наименование субъекта РФ | Объем фактических потерь электрической энергии в сетях ПАО «ФСК ЕЭС», кВт•ч | Плановый объем расчетных нагрузочных потерь электрической энергии в сетях АО "ФСК ЕЭС", оплаченный участниками оптового рынка, кВт•ч | Объем фактического отпуска электрической энергии из сети ПАО «ФСК ЕЭС» «330 кВ и выше», кВт•ч | Объем фактического отпуска электрической энергии из сети ПАО «ФСК ЕЭС» «220 кВ и ниже», кВт•ч | Норматив потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «330 кВ и выше», определяемый в соответствии с Регламентом финансовых расчетов, % от суммарного отпуска электрической энергии из сети ПАО «ФСК ЕЭС» «330 кВ и выше» | | Норматив потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «220 кВ и ниже», определяемый в соответствии с Регламентом финансовых расчетов, % от суммарного отпуска электрической энергии из сети ПАО «ФСК ЕЭС» «220 кВ и ниже» | | | Объем электрической энергии, приобретаемый ПАО «ФСК ЕЭС» в целях компенсации потерь в сетях ПАО «ФСК ЕЭС», кВт•ч | Средневзвешенная равновесная цена электрической энергии, руб./кВт•ч | Стоимость покупки электрической энергии, приобретаемой ПАО «ФСК ЕЭС» в целях компенсации потерь в сетях ПАО «ФСК ЕЭС», руб. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | | 10 | | | 11 | 12 | 13 |
| 01.01.2011 | 1 | ЦЗ 1 | Итого ЦЗ 1 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 01.01.2011 | 2 | ЦЗ 1 | Итого ЦЗ 1 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 01.01.2011 | 3 | ЦЗ 1 | Итого ЦЗ 1 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| … | … | ЦЗ 1 | Итого ЦЗ 1 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 02.01.2011 | 1 | ЦЗ 1 | Итого ЦЗ 1 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 02.01.2011 | 2 | ЦЗ 1 | Итого ЦЗ 1 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 02.01.2011 | 3 | ЦЗ 1 | Итого ЦЗ 1 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| … | … | … | … |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| итого за месяц | | ЦЗ 1 | Итого ЦЗ 1 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 01.01.2011 | 1 | ЦЗ 1 | Субъект РФ 1 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 01.01.2011 | 2 | ЦЗ 1 | Субъект РФ 1 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 01.01.2011 | 3 | ЦЗ 1 | Субъект РФ 1 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| … | … | ЦЗ 1 | Субъект РФ 1 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 02.01.2011 | 1 | ЦЗ 1 | Субъект РФ 1 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 02.01.2011 | 2 | ЦЗ 1 | Субъект РФ 1 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 02.01.2011 | 3 | ЦЗ 1 | Субъект РФ 1 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| … | … | … | … |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| итого за месяц | | ЦЗ 1 | Субъект РФ 1 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 01.01.2011 | 1 | ЦЗ 1 | Субъект РФ 2 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 01.01.2011 | 2 | ЦЗ 1 | Субъект РФ 2 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 01.01.2011 | 3 | ЦЗ 1 | Субъект РФ 2 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| … | … | ЦЗ 2 | Субъект РФ 2 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 02.01.2011 | 1 | ЦЗ 1 | Субъект РФ 2 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 02.01.2011 | 2 | ЦЗ 1 | Субъект РФ 2 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 02.01.2011 | 3 | ЦЗ 1 | Субъект РФ 2 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| … | … | … | … |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| итого за месяц | | ЦЗ 1 | Субъект РФ 2 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 01.01.2011 | 1 | ЦЗ 1 | Субъект РФ 3 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 01.01.2011 | 2 | ЦЗ 1 | Субъект РФ 3 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 01.01.2011 | 3 | ЦЗ 1 | Субъект РФ 3 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| … | … | ЦЗ 1 | Субъект РФ 3 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 02.01.2011 | 1 | ЦЗ 1 | Субъект РФ 3 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 02.01.2011 | 2 | ЦЗ 1 | Субъект РФ 3 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 02.01.2011 | 3 | ЦЗ 1 | Субъект РФ 3 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| … | … | … | … |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| итого за месяц | | ЦЗ 1 | Субъект РФ 3 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 01.01.2011 | 1 | ЦЗ 2 | Итого ЦЗ 2 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 01.01.2011 | 2 | ЦЗ 2 | Итого ЦЗ 2 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 01.01.2011 | 3 | ЦЗ 2 | Итого ЦЗ 2 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| … | … | ЦЗ 2 | Итого ЦЗ 2 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 02.01.2011 | 1 | ЦЗ 2 | Итого ЦЗ 2 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 02.01.2011 | 2 | ЦЗ 2 | Итого ЦЗ 2 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 02.01.2011 | 3 | ЦЗ 2 | Итого ЦЗ 2 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| … | … | … | … |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| итого за месяц | | ЦЗ 2 | Итого ЦЗ 2 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 01.01.2011 | 1 | ЦЗ 2 | Субъект РФ 1 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 01.01.2011 | 2 | ЦЗ 2 | Субъект РФ 1 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 01.01.2011 | 3 | ЦЗ 2 | Субъект РФ 1 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| … | … | ЦЗ 2 | Субъект РФ 1 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 02.01.2011 | 1 | ЦЗ 2 | Субъект РФ 1 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 02.01.2011 | 2 | ЦЗ 2 | Субъект РФ 1 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 02.01.2011 | 3 | ЦЗ 2 | Субъект РФ 1 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| … | … | … | … |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| итого за месяц | | ЦЗ 2 | Субъект РФ 1 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 01.01.2011 | 1 | ЦЗ 2 | Субъект РФ 2 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 01.01.2011 | 2 | ЦЗ 2 | Субъект РФ 2 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 01.01.2011 | 3 | ЦЗ 2 | Субъект РФ 2 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| … | … | ЦЗ 2 | Субъект РФ 2 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 02.01.2011 | 1 | ЦЗ 2 | Субъект РФ 2 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 02.01.2011 | 2 | ЦЗ 2 | Субъект РФ 2 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 02.01.2011 | 3 | ЦЗ 2 | Субъект РФ 2 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| … | … | … | … |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| итого за месяц | | ЦЗ 2 | Субъект РФ 2 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 01.01.2011 | 1 | ЦЗ 2 | Субъект РФ 3 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 01.01.2011 | 2 | ЦЗ 2 | Субъект РФ 3 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 01.01.2011 | 3 | ЦЗ 2 | Субъект РФ 3 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| … | … | ЦЗ 2 | Субъект РФ 3 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 02.01.2011 | 1 | ЦЗ 2 | Субъект РФ 3 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 02.01.2011 | 2 | ЦЗ 2 | Субъект РФ 3 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| 02.01.2011 | 3 | ЦЗ 2 | Субъект РФ 3 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
|  |  | … | … |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |
| итого за месяц | | ЦЗ 2 | Субъект РФ 3 |  |  |  |  |  | |  | | |  |  |  |

Предлагаемая редакция

**Приложение 38.17**

|  |
| --- |
| **Аналитический отчет по определению величины фактических финансовых обязательств/требований за электрическую энергию для ПАО «ФСК ЕЭС» по ценовой зоне** |
| **за \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_ года** |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Дата | Час | Ценовая зона | Наименование субъекта РФ | Объем фактических потерь электрической энергии в сетях ПАО «ФСК ЕЭС», кВт•ч | Объем фактического отпуска электрической энергии из сети ПАО «ФСК ЕЭС» «330 кВ и выше», кВт•ч | Объем фактического отпуска электрической энергии из сети ПАО «ФСК ЕЭС» «220 кВ и ниже», кВт•ч | Норматив потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «330 кВ и выше», определяемый в соответствии с Регламентом финансовых расчетов, % от суммарного отпуска электрической энергии из сети ПАО «ФСК ЕЭС» «330 кВ и выше» | Норматив потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «220 кВ и ниже», определяемый в соответствии с Регламентом финансовых расчетов, % от суммарного отпуска электрической энергии из сети ПАО «ФСК ЕЭС» «220 кВ и ниже» | Объем электрической энергии, приобретаемый ПАО «ФСК ЕЭС» в целях компенсации потерь в сетях ПАО «ФСК ЕЭС», кВт•ч | Средневзвешенная равновесная цена электрической энергии, руб./кВт•ч | Стоимость покупки электрической энергии, приобретаемой ПАО «ФСК ЕЭС» в целях компенсации потерь в сетях ПАО «ФСК ЕЭС», руб. |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| 01.XX.XXXX | 1 | ЦЗ | **Всего по ФСК (z-я ценовая зона)** |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 01.XX.XXXX | 2 | ЦЗ | **Всего по ФСК (z-я ценовая зона)** |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 01.XX.XXXX | 3 | ЦЗ | **Всего по ФСК (z-я ценовая зона)** |  |  |  |  |  |  |  |  |
| … | … | ЦЗ | **Всего по ФСК (z-я ценовая зона)** |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 02.XX.XXXX | 1 | ЦЗ | **Всего по ФСК (z-я ценовая зона)** |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 02.XX.XXXX | 2 | ЦЗ | **Всего по ФСК (z-я ценовая зона)** |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 02.XX.XXXX | 3 | ЦЗ | **Всего по ФСК (z-я ценовая зона)** |  |  |  |  |  |  |  |  |
| … | … | … | … |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | | ЦЗ | **итого за месяц по z-й ценовой зоне** |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  | **в т.ч.** |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 01.ХХ.ХХХХ | 1 | ЦЗ | Субъект РФ 1 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 01.ХХ.ХХХХ | 2 | ЦЗ | Субъект РФ 1 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 01.ХХ.ХХХХ | 3 | ЦЗ | Субъект РФ 1 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| … | … | ЦЗ | Субъект РФ 1 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 02.ХХ.ХХХХ | 1 | ЦЗ | Субъект РФ 1 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 02.ХХ.ХХХХ | 2 | ЦЗ | Субъект РФ 1 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 02.ХХ.ХХХХ | 3 | ЦЗ | Субъект РФ 1 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| … | … | … | … |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | | ЦЗ | итого за месяц (Субъект РФ 1) |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 01.ХХ.ХХХХ | 1 | ЦЗ | Субъект РФ 2 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 01.ХХ.ХХХХ | 2 | ЦЗ | Субъект РФ 2 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 01.ХХ.ХХХХ | 3 | ЦЗ | Субъект РФ 2 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| … | … | ЦЗ | Субъект РФ 2 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 02.ХХ.ХХХХ | 1 | ЦЗ | Субъект РФ 2 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 02.ХХ.ХХХХ | 2 | ЦЗ | Субъект РФ 2 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 02.ХХ.ХХХХ | 3 | ЦЗ | Субъект РФ 2 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| … | … | … | … |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | | ЦЗ | итого за месяц (Субъект РФ 2) |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 01.ХХ.ХХХХ | 1 | ЦЗ | Субъект РФ 3 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 01.ХХ.ХХХХ | 2 | ЦЗ | Субъект РФ 3 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 01.ХХ.ХХХХ | 3 | ЦЗ | Субъект РФ 3 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| … | … | ЦЗ | Субъект РФ 3 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 02.ХХ.ХХХХ | 1 | ЦЗ | Субъект РФ 3 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 02.ХХ.ХХХХ | 2 | ЦЗ | Субъект РФ 3 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 02.ХХ.ХХХХ | 3 | ЦЗ | Субъект РФ 3 |  |  |  |  |  |  |  |  |
| … | … | … | … |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | | ЦЗ | итого за месяц (Субъект РФ 3) |  |  |  |  |  |  |  |  |

Действующая редакция

**Приложение 107**

**Отчет об исполнении стоимостного баланса РСВ**

**За расчетный период**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № ЦЗ |  | 2-й этап корректировки финансовых обязательств/требований участников ОРЭМ | | 3-й этап корректировки финансовых обязательств/требований участников ОРЭМ | | № итерации |
| Суммарная в ценовой зоне величина небаланса, связанная с введением режима ВСВГО на этапе РСВ | Суммарная величина отличий максимальных и минимальных значений планового потребления и экспорта | Величина небаланса после 1-го и  2-го этапов корректировки | Суммарные значения полного планового объема  производства/потребления/импорта/экспорта, рассчитываемые АТС для определения величин начисленной корректировки |
|  |  |  |  |
|  | руб. | руб. | кВт•ч | руб. | кВт•ч | № |
| 1 |  |  |  |  |  |  |
| 2 |  |  |  |  |  |  |

**Примечания:**

1. ;



1. ;



1. величина рассчитывается в соответствии с п. 4.3.5.2 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 *к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;



1. величина рассчитывается в соответствии с п. 4.3.5.3 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 *к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*.



**Предлагаемая редакция**

**Отчет об исполнении стоимостного баланса РСВ**

**За расчетный период**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № ЦЗ |  | 1-й этап корректировки финансовых обязательств/требований участников ОРЭМ | 2-й этап корректировки финансовых обязательств/требований участников ОРЭМ | | 3-й этап корректировки финансовых обязательств/требований участников ОРЭМ | | № итерации |
| Стоимость расчетных нагрузочных потерь электрической энергии, учтенных в равновесных ценах на электрическую энергию | Суммарная в ценовой зоне величина небаланса, связанная с введением режима ВСВГО на этапе РСВ | Суммарная величина отличий максимальных и минимальных значений планового потребления и экспорта | Величина небаланса после 1-го и  2-го этапов корректировки | Суммарные значения полного планового объема  производства/потребления/импорта/экспорта, рассчитываемые АТС для определения величин начисленной корректировки |
|  |  |  |  |  |
|  | руб. | руб. | руб. | кВт•ч | руб. | кВт•ч | № |
| 1 |  |  |  |  |  |  |  |
| 2 |  |  |  |  |  |  |  |

**Примечания:**

1. ;



1. ;



1. величина рассчитывается в соответствии с п. 4.3.5.2 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 *к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;



1. величина рассчитывается в соответствии с п. 4.3.5.3 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 *к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;



1. величина рассчитывается в соответствии с п. 4.3.5.1 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 *к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*.



**Предложения по изменениям и дополнениям в ПЕРЕЧЕНЬ ОПРЕДЕЛЕНИЙ И ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ (Приложение № 17 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
|  | **Расчетные нагрузочные потери**  Переменные технологические потери электроэнергии, зависящие от протекающего через элементы электрической сети электрического тока. | **Расчетные нагрузочные потери**  Переменные технологические потери электроэнергии, зависящие от протекающего через элементы электрической сети электрического тока и определяемые на основании продольных и поперечных параметров схем замещения ветвей, представленных в расчетной модели. |
|  | **Плановые нагрузочные потери**  Объемы расчетных нагрузочных потерь, запланированные на каждый час операционных суток, определенные в порядке, установленном Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности и Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка. | **Плановые нагрузочные потери**  Объемы расчетных нагрузочных потерь, запланированные на каждый час операционных суток, определенные в порядке, установленном Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка. |
|  | **Прочие сети**  электрические сети, не относящиеся к сетям Федеральной сетевой компании, сетям территориальных сетевых компаний, а являющиеся сетями энергорайонов участников оптового рынка, соответствующих либо ГТП потребления поставщика, либо ГТП потребления любых иных участников оптового рынка, не являющихся гарантирующими поставщиками. | **Прочие сети**  электрические сети, не относящиеся к сетям Федеральной сетевой компании, сетям территориальных сетевых компаний, а являющиеся сетями энергорайонов участников оптового рынка, соответствующих ГТП потребления поставщика. |
|  | **Добавить определение** | **Сети региональных сетевых компаний**  электрические сети, относящиеся к сетям территориальных сетевых компаний и включенные в энергорайоны участников оптового рынка, за исключением энергорайонов ГТП потребления поставщика. |
|  | **перечень принятых обозначений объемных параметров**  ГТП  МВт∙ч  объем плановых нагрузочных потерь электроэнергии, купленный Покупателем в ГТП потребления, отнесенный к объему регулируемого договора, отнесенный к объему регулируемого договора «D» в ГТП потребления «p» для Участника оптового рынка «i» в час операционных суток «h».  ГТП  МВт∙ч  объем электроэнергии, НЕ принятый КО к учету на операционные сутки по регулируемому договору, в ГТП потребления, скорректированный на объем плановых нагрузочных потерь, по регулируемому договору «D» в ГТП потребления «p» для Участника оптового рынка «i» в час операционных суток «h».  ГТП  МВт∙ч  объем плановых нагрузочных потерь электроэнергии, проданный Покупателем в ГТП потребления, отнесенный к объему регулируемого договора, отнесенный к объему регулируемого договора «D» в ГТП потребления «p» для Участника оптового рынка «i» в час операционных суток «h». | **Удалить указанные объемные параметры** |
|  | **перечень принятых обозначений стоимостных параметров**  ГТП  руб.  стоимость плановых нагрузочных потерь электроэнергии, купленных Покупателем в ГТП потребления по договору купли-продажи электроэнергии на оптовом рынке, в ГТП потребления «p» для Участника оптового рынка «i» в час операционных суток «h»..  ГТП  руб.  стоимость плановых нагрузочных потерь электроэнергии, купленных Покупателем в ГТП генерации. | **Удалить указанные стоимостные параметры** |

**Предложения по изменениям и дополнениям в СОГЛАШЕНИЕ о применении электронной подписи в торговой системе оптового рынка (Приложение № Д 7 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

Удалить следующие позиции в *приложении 2 к Правилам электронного документооборота системы электронного документооборота Коммерческого оператора:*

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Код формы | Наименование формы | Основание предоставления | Формат | Отправитель | Получатель | Способ доставки | Подтверждать получение | Шифровать | Область применения ЭП | ПО отображения и изготовления бумажных копий | Срок хранения ЭД в архиве |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| c\_452 | Отчет о стоимости нагрузочных потерь, учтенных в равновесных ценах на электрическую энергию, которая предоставляется для расчета стоимости услуг по передаче в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) | Регламент № 16, п. 8.5.3, приложение 7 | xls | АТС | Участник | электронная почта | Нет | Да | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Excel | 5 лет |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| c\_454 | Отчет о стоимости нагрузочных потерь, учтенных в равновесных ценах на электрическую энергию, которая предоставляется для расчета стоимости услуг по передаче в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) | Регламент № 16, п. 8.5.3, приложение 7 | xls | АТС | Участник | электронная почта | Нет | Да | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Excel | 5 лет |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| c\_455 | Справка о суммарных за расчетный период объеме, цене и стоимости расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в сетях ФСК | Регламент № 16, п. 8.5.3, приложение 7 | xls | АТС | ФСК | электронная почта | Нет | Да | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Excel | 5 лет |

## Приложение № 1.4.2

**В случае если дата вступления в силу предусмотренных постановлением Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации в связи с вступлением в силу некоторых законодательных актов Российской Федерации» изменений в абзац одиннадцатый пункта 80 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 года № 1178, наступает не позднее 1 марта 2017 года**

|  |
| --- |
| **Дата вступления в силу:** с даты вступления в силу предусмотренных постановлением Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации в связи с вступлением в силу некоторых законодательных актов Российской Федерации» изменений в абзац одиннадцатый пункта 80 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 года № 1178. Действия сторон Договора о присоединении к торговой системе оптового рынка в отношении расчетных периодов, начиная с даты вступления в силу настоящих изменений, осуществляются в соответствии с настоящими изменениями. Действие настоящих изменений не распространяется в отношении периодов, предшествующих дате вступления их в силу. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в** [**РЕГЛАМЕНТ**](http://www.np-ats.ru/index.jsp?pid=206) **ФИНАНСОВЫХ РАСЧЕТОВ НА ОПТОВОМ РЫНКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (Приложение № 16 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **8.8** | КО ежемесячно рассчитывает ставку тарифа на услуги по передаче электрической энергии, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям единой национальной (общероссийской) электрической сети, в отношении каждого субъекта Российской Федерации, отнесенного к ценовым зонам оптового рынка, и в отношении каждого субъекта Российской Федерации, отнесенного к неценовым зонам оптового рынка, в соответствии с определенным ниже порядком и не позднее 12-го числа месяца, следующего за расчетным, публикует на своем официальном сайте в открытом доступе в сети Интернет соответствующее электронное сообщение без ЭП по форме, представленной в приложении 35 к настоящему Регламенту.  В отношении субъектов Российской Федерации, для которых ставка тарифа на услуги по передаче электрической энергии не определена, публикация информации не осуществляется.  8.8.1. КО рассчитывает стоимость электрической энергии и мощности для целей определения ставки тарифа на услуги по передаче электрической энергии, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям единой национальной (общероссийской) электрической сети, в отношении субъектов РФ следующим образом.  8.8.1.1. В отношении субъекта Российской Федерации, отнесенного к ценовым зонам:  , где ,  ,  [руб.] – итоговые финансовые обязательства ФСК по покупке мощности в целях компенсации потерь по территории субъекта Российской Федерации *F* в месяце *m-*1 в ценовой зоне *z*, определенные в соответствии с пунктом 13.1.6 настоящего Регламента;  [руб.] – стоимость электроэнергии в целях компенсации потерь в субъекте Российской Федерации *F* в месяце *m-1*, определенная в соответствии с п. 8.3.1 настоящего Регламента;  – коэффициент, отражающий соотношение потерь электрической энергии в электрических сетях единой национальной (общероссийской) электрической сети в предшествующие два года. Значение указанного коэффициента принимается равным 1,1203;  – среднее за месяц *m–*2 значение коэффициента, определяющего несоблюдение объемов и сроков ремонтов по объектам электросетевого хозяйства ФСК по ценовой зоне *z*, рассчитываемое в соответствии с п. 5.1.1 *Регламента мониторинга соблюдения организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью объема и сроков проведения ремонтов* (Приложение № 13.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию для участников оптового рынка, отнесенных на отпуск из сетей ФСК, оплаченная участником оптового рынка *i* в ГТП потребления *p* в расчетном периоде *m–*1 и определенная в соответствии с п. 8.5.3 настоящего Регламента;  [руб.] – стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию для участников оптового рынка, отнесенных на отпуск из сетей РСК, оплаченная участником оптового рынка *i* в ГТП потребления *p* в расчетном периоде *m–*1 и определенная в соответствии с п. 8.5.3 настоящего Регламента;  [руб.] – стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию, оплаченных участником оптового рынка *i* в ГТП экспорта *r* в расчетном периоде *m–*1 в отношении экспортных поставок электрической энергии и отнесенных на отпуск из сетей ФСК, определенная в соответствии с п. 8.5.3 настоящего Регламента;  [руб.] – стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию, оплаченных участником оптового рынка *i* в ГТП экспорта *r* в расчетном периоде *m*–1 в отношении экспортных поставок электрической энергии и отнесенных на отпуск из сетей РСК, определенная в соответствии с п. 8.5.3 настоящего Регламента;  [руб.] – стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию, оплаченных участником оптового рынка *i* в ГТП экспорта *r* в расчетном периоде *m–*1 в отношении суммарных объемов межгосударственной передачи электрической энергии и отнесенных на отпуск из сетей ФСК, определенная в соответствии с п. 8.5.3 настоящего Регламента;  [руб.] – стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию, оплаченных участником оптового рынка *i* в ГТП экспорта *r* в расчетном периоде *m–*1 в отношении суммарных объемов межгосударственной передачи электрической энергии и отнесенных на отпуск из сетей РСК, определенная в соответствии с п. 8.5.3 настоящего Регламента;  – субъект Российской Федерации (в случае если два и более субъекта Российской Федерации отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  *m –* расчетный месяц;  *z –* ценовая зона;  *i* – участник оптового рынка;  *r* – ГТП экспорта;  *p* – ГТП потребления (за исключением ГТП потребления поставщика и ГТП потребления ГАЭС).  При проведении расчетов в соответствии с настоящим пунктом КО использует величины, определенные по состоянию на 10-е число месяца *m+*1.  8.8.1.2. В отношении субъекта Российской Федерации, отнесенного к неценовым зонам:  ,  где величина определяется в соответствии с формулой:  ,  ― плановая почасовая стоимость электрической энергии, купленной в целях компенсации потерь в электрических сетях ФСК в отношении субъекта Российской Федерации *F* неценовой зоны *z*, определенная в соответствии с п. 7.4 настоящего Регламента;  ― величина предварительных обязательств/требований по оплате части объемов, составляющих разницу между фактическим и плановым объемом покупки электрической энергии в целях компенсации потерь в электрических сетях ФСК на территории неценовых зон оптового рынка в часе *h* в соответствии с разделом 11 *Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – фактическая стоимость покупки мощности за расчетный период в целях компенсации потерь в электрических сетях ФСК, рассчитанная по территории субъекта Российской Федерации *F* для месяца *m*–1 в соответствии с пунктом 7.4.11 настоящего Регламента;  − итоговый коэффициент, определяющий несоблюдение объемов и сроков ремонтов по объектам электросетевого хозяйства ФСК в час *h* расчетного периода *m* по неценовой зоне *z*, применяемый при расчете стоимости фактических потерь электроэнергии в сетях ФСК, рассчитываемый КО в соответствии с разделом 5 *Регламента мониторинга соблюдения организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью объема и сроков проведения ремонтов* (Приложение № 13.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); – субъект Российской Федерации (в случае если два и более субъекта Российской Федерации отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  *m –* расчетный месяц;  *z –* неценовая зона;  *h* – час операционных суток.  При проведении расчетов в соответствии с настоящим пунктом КО использует величины, определенные по состоянию на 10-е число месяца *m+*1.  8.8.2. КО рассчитывает объем потерь электрической энергии в электрических сетях единой национальной (общероссийской) электрической сети в отношении субъектов Российской Федерации по следующей формуле:  – если , то  ,  – иначе ,  где – субъект Российской Федерации (в случае если два и более субъекта Российской Федерации отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  – множество субъектов Российской Федерации (включая объединения субъектов Российской Федерации), для которых КО рассчитывает почасовые величины фактических отпусков электрической энергии (в сальдированном выражении) из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК 330 кВ и выше или сетям ФСК 220 кВ и ниже, в соответствии с п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – объем фактических потерь электроэнергии в сетях ФСК в ценовой (неценовой) зоне *z* в месяце *m* в час операционных суток *h,* определенный в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  – часовая величина суммарного фактического отпуска электрической энергии в сальдированном выражении из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК 330 кВ и выше, за расчетный месяц *m* по субъекту РФ (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон) в пределах ценовой (неценовой) зоны *z*, определяемая в соответствии c п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – часовая величина суммарного фактического отпуска электрической энергии в сальдированном выражении из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК 220 кВ и ниже, за расчетный месяц *m* по субъекту Российской Федерации(в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон) в пределах ценовой (неценовой) зоны *z*, определяемая в соответствии c п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – норматив потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «330 кВ и выше» в процентах от суммарного отпуска электрической энергии из сети «330 кВ и выше» по территории субъекта Российской Федерации *F* (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон), указанный в п. 8.3 настоящего Регламента;  – норматив потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «220 кВ и ниже» в процентах от суммарного отпуска электрической энергии из сети «220 кВ и ниже» по территории субъекта Российской Федерации *F* (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон), указанный в п. 8.3 настоящего Регламента;  *m –* расчетный месяц;  *z –* ценовая или неценовая зона;  *h* – час операционных суток.  При проведении расчетов в соответствии с настоящим пунктом КО использует величины, определенные по состоянию на 10-е число месяца *m+*1.  8.8.3. КО рассчитывает ставку тарифа на услуги по передаче электрической энергии, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям единой национальной (общероссийской) электрической сети, в отношении субъектов Российской Федерации по следующей формуле (с учетом округления данной величины, выраженной в руб./МВт∙ч, до двух знаков после запятой):  ,  где – субъект Российской Федерации (в случае если два и более субъекта Российской Федерации отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  *m –* расчетный месяц.  В случае если , то величина считается неопределенной. | КО ежемесячно рассчитывает ставку тарифа на услуги по передаче электрической энергии, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям единой национальной (общероссийской) электрической сети, в отношении каждого субъекта Российской Федерации, отнесенного к ценовым зонам оптового рынка, и в отношении каждого субъекта Российской Федерации, отнесенного к неценовым зонам оптового рынка, в соответствии с определенным ниже порядком и не позднее 12-го числа месяца, следующего за расчетным, публикует на своем официальном сайте в открытом доступе в сети Интернет соответствующее электронное сообщение без ЭП по форме, представленной в приложении 35 к настоящему Регламенту.  В отношении субъектов Российской Федерации, для которых ставка тарифа на услуги по передаче электрической энергии не определена, публикация информации не осуществляется.  8.8.1. КО рассчитывает стоимость электрической энергии и мощности для целей определения ставки тарифа на услуги по передаче электрической энергии, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям единой национальной (общероссийской) электрической сети, в отношении субъектов РФ следующим образом.  8.8.1.1. В отношении субъекта Российской Федерации, отнесенного к ценовым зонам:  ,  где ,  [руб.] – итоговые финансовые обязательства ФСК по покупке мощности в целях компенсации потерь по территории субъекта Российской Федерации *F* в месяце *m-*1 в ценовой зоне *z*, определенные в соответствии с пунктом 13.1.6 настоящего Регламента;  [руб.] – стоимость электроэнергии в целях компенсации потерь в субъекте Российской Федерации *F* в месяце *m-1*, определенная в соответствии с п. 8.3.1 настоящего Регламента;  – коэффициент, отражающий соотношение потерь электрической энергии в электрических сетях единой национальной (общероссийской) электрической сети в предшествующие два года. Значение указанного коэффициента принимается равным 1,1203;  – среднее за месяц *m–*2 значение коэффициента, определяющего несоблюдение объемов и сроков ремонтов по объектам электросетевого хозяйства ФСК по ценовой зоне *z*, рассчитываемое в соответствии с п. 5.1.1 *Регламента мониторинга соблюдения организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью объема и сроков проведения ремонтов* (Приложение № 13.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – субъект Российской Федерации (в случае если два и более субъекта Российской Федерации отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  *m –* расчетный месяц;  *z –* ценовая зона;  *i* – участник оптового рынка;  При проведении расчетов в соответствии с настоящим пунктом КО использует величины, определенные по состоянию на 10-е число месяца *m+*1.  8.8.1.2. В отношении субъекта Российской Федерации, отнесенного к неценовым зонам:  ,  где величина определяется в соответствии с формулой:  ,  ― плановая почасовая стоимость электрической энергии, купленной в целях компенсации потерь в электрических сетях ФСК в отношении субъекта Российской Федерации *F* неценовой зоны *z*, определенная в соответствии с п. 7.4 настоящего Регламента;  ― величина предварительных обязательств/требований по оплате части объемов, составляющих разницу между фактическим и плановым объемом покупки электрической энергии в целях компенсации потерь в электрических сетях ФСК на территории неценовых зон оптового рынка в часе *h* в соответствии с разделом 11 *Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – фактическая стоимость покупки мощности за расчетный период в целях компенсации потерь в электрических сетях ФСК, рассчитанная по территории субъекта Российской Федерации *F* для месяца *m*–1 в соответствии с пунктом 7.4.11 настоящего Регламента; − итоговый коэффициент, определяющий несоблюдение объемов и сроков ремонтов по объектам электросетевого хозяйства ФСК в час *h* расчетного периода *m* по неценовой зоне *z*, применяемый при расчете стоимости фактических потерь электроэнергии в сетях ФСК, рассчитываемый КО в соответствии с разделом 5 *Регламента мониторинга соблюдения организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью объема и сроков проведения ремонтов* (Приложение № 13.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); – субъект Российской Федерации (в случае если два и более субъекта Российской Федерации отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  *m –* расчетный месяц;  *z –* неценовая зона;  *h* – час операционных суток.  При проведении расчетов в соответствии с настоящим пунктом КО использует величины, определенные по состоянию на 10-е число месяца *m+*1.  8.8.2. КО рассчитывает объем потерь электрической энергии в электрических сетях единой национальной (общероссийской) электрической сети в отношении субъектов Российской Федерации по следующей формуле:  – если , то  ,  – иначе ,  где – субъект Российской Федерации (в случае если два и более субъекта Российской Федерации отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  – множество субъектов Российской Федерации (включая объединения субъектов Российской Федерации), для которых КО рассчитывает почасовые величины фактических отпусков электрической энергии (в сальдированном выражении) из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК 330 кВ и выше или сетям ФСК 220 кВ и ниже, в соответствии с п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – объем фактических потерь электроэнергии в сетях ФСК в ценовой (неценовой) зоне *z* в месяце *m* в час операционных суток *h,* определенный в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  – часовая величина суммарного фактического отпуска электрической энергии в сальдированном выражении из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК 330 кВ и выше, за расчетный месяц *m* по субъекту РФ (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон) в пределах ценовой (неценовой) зоны *z*, определяемая в соответствии c п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – часовая величина суммарного фактического отпуска электрической энергии в сальдированном выражении из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК 220 кВ и ниже, за расчетный месяц *m* по субъекту Российской Федерации(в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон) в пределах ценовой (неценовой) зоны *z*, определяемая в соответствии c п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – норматив потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «330 кВ и выше» в процентах от суммарного отпуска электрической энергии из сети «330 кВ и выше» по территории субъекта Российской Федерации *F* (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон), указанный в п. 8.3 настоящего Регламента;  – норматив потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «220 кВ и ниже» в процентах от суммарного отпуска электрической энергии из сети «220 кВ и ниже» по территории субъекта Российской Федерации *F* (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон), указанный в п. 8.3 настоящего Регламента;  *m –* расчетный месяц;  *z –* ценовая или неценовая зона;  *h* – час операционных суток.  При проведении расчетов в соответствии с настоящим пунктом КО использует величины, определенные по состоянию на 10-е число месяца *m+*1.  8.8.3. КО рассчитывает ставку тарифа на услуги по передаче электрической энергии, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям единой национальной (общероссийской) электрической сети, в отношении субъектов Российской Федерации по следующей формуле (с учетом округления данной величины, выраженной в руб./МВт∙ч, до двух знаков после запятой):  ,  где – субъект Российской Федерации (в случае если два и более субъекта Российской Федерации отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  *m –* расчетный месяц.  В случае если , то величина считается неопределенной. |

## Приложение № 1.4.3

**В случае если дата вступления в силу предусмотренных постановлением Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации в связи с вступлением в силу некоторых законодательных актов Российской Федерации» изменений в абзац одиннадцатый пункта 80 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 года № 1178, наступает не позднее 1 марта 2017 года**

|  |
| --- |
| **Дата вступления в силу:** с 1 апреля 2017 года. Действия сторон Договора о присоединении к торговой системе оптового рынка в отношении расчетных периодов, начиная с даты вступления в силу настоящих изменений, осуществляются в соответствии с настоящими изменениями. Действие настоящих изменений не распространяется в отношении периодов, предшествующих дате вступления их в силу. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в** [**РЕГЛАМЕНТ**](http://www.np-ats.ru/index.jsp?pid=206) **ФИНАНСОВЫХ РАСЧЕТОВ НА ОПТОВОМ РЫНКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (Приложение № 16 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **8.8** | КО ежемесячно рассчитывает ставку тарифа на услуги по передаче электрической энергии, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям единой национальной (общероссийской) электрической сети, в отношении каждого субъекта Российской Федерации, отнесенного к ценовым зонам оптового рынка, и в отношении каждого субъекта Российской Федерации, отнесенного к неценовым зонам оптового рынка, в соответствии с определенным ниже порядком и не позднее 12-го числа месяца, следующего за расчетным, публикует на своем официальном сайте в открытом доступе в сети Интернет соответствующее электронное сообщение без ЭП по форме, представленной в приложении 35 к настоящему Регламенту.  В отношении субъектов Российской Федерации, для которых ставка тарифа на услуги по передаче электрической энергии не определена, публикация информации не осуществляется.  8.8.1. КО рассчитывает стоимость электрической энергии и мощности для целей определения ставки тарифа на услуги по передаче электрической энергии, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям единой национальной (общероссийской) электрической сети, в отношении субъектов РФ следующим образом.  8.8.1.1. В отношении субъекта Российской Федерации, отнесенного к ценовым зонам:  , где ,  ,  [руб.] – итоговые финансовые обязательства ФСК по покупке мощности в целях компенсации потерь по территории субъекта Российской Федерации *F* в месяце *m-*1 в ценовой зоне *z*, определенные в соответствии с пунктом 13.1.6 настоящего Регламента;  [руб.] – стоимость электроэнергии в целях компенсации потерь в субъекте Российской Федерации *F* в месяце *m-1*, определенная в соответствии с п. 8.3.1 настоящего Регламента;  – среднее за месяц *m–*2 значение коэффициента, определяющего несоблюдение объемов и сроков ремонтов по объектам электросетевого хозяйства ФСК по ценовой зоне *z*, рассчитываемое в соответствии с п. 5.1.1 *Регламента мониторинга соблюдения организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью объема и сроков проведения ремонтов* (Приложение № 13.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию для участников оптового рынка, отнесенных на отпуск из сетей ФСК, оплаченная участником оптового рынка *i* в ГТП потребления *p* в расчетном периоде *m–*1 и определенная в соответствии с п. 8.5.3 настоящего Регламента;  [руб.] – стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию для участников оптового рынка, отнесенных на отпуск из сетей РСК, оплаченная участником оптового рынка *i* в ГТП потребления *p* в расчетном периоде *m–*1 и определенная в соответствии с п. 8.5.3 настоящего Регламента;  [руб.] – стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию, оплаченных участником оптового рынка *i* в ГТП экспорта *r* в расчетном периоде *m–*1 в отношении экспортных поставок электрической энергии и отнесенных на отпуск из сетей ФСК, определенная в соответствии с п. 8.5.3 настоящего Регламента;  [руб.] – стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию, оплаченных участником оптового рынка *i* в ГТП экспорта *r* в расчетном периоде *m*–1 в отношении экспортных поставок электрической энергии и отнесенных на отпуск из сетей РСК, определенная в соответствии с п. 8.5.3 настоящего Регламента;  [руб.] – стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию, оплаченных участником оптового рынка *i* в ГТП экспорта *r* в расчетном периоде *m–*1 в отношении суммарных объемов межгосударственной передачи электрической энергии и отнесенных на отпуск из сетей ФСК, определенная в соответствии с п. 8.5.3 настоящего Регламента;  [руб.] – стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию, оплаченных участником оптового рынка *i* в ГТП экспорта *r* в расчетном периоде *m–*1 в отношении суммарных объемов межгосударственной передачи электрической энергии и отнесенных на отпуск из сетей РСК, определенная в соответствии с п. 8.5.3 настоящего Регламента;  – субъект Российской Федерации (в случае если два и более субъекта Российской Федерации отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  *m –* расчетный месяц;  *z –* ценовая зона;  *i* – участник оптового рынка;  *r* – ГТП экспорта;  *p* – ГТП потребления (за исключением ГТП потребления поставщика и ГТП потребления ГАЭС).  При проведении расчетов в соответствии с настоящим пунктом КО использует величины, определенные по состоянию на 10-е число месяца *m+*1.  8.8.1.2. В отношении субъекта Российской Федерации, отнесенного к неценовым зонам:  ,  где величина определяется в соответствии с формулой:  ,  ― плановая почасовая стоимость электрической энергии, купленной в целях компенсации потерь в электрических сетях ФСК в отношении субъекта Российской Федерации *F* неценовой зоны *z*, определенная в соответствии с п. 7.4 настоящего Регламента;  ― величина предварительных обязательств/требований по оплате части объемов, составляющих разницу между фактическим и плановым объемом покупки электрической энергии в целях компенсации потерь в электрических сетях ФСК на территории неценовых зон оптового рынка в часе *h* в соответствии с разделом 11 *Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – фактическая стоимость покупки мощности за расчетный период в целях компенсации потерь в электрических сетях ФСК, рассчитанная по территории субъекта Российской Федерации *F* для месяца *m*–1 в соответствии с пунктом 7.4.11 настоящего Регламента; − итоговый коэффициент, определяющий несоблюдение объемов и сроков ремонтов по объектам электросетевого хозяйства ФСК в час *h* расчетного периода *m* по неценовой зоне *z*, применяемый при расчете стоимости фактических потерь электроэнергии в сетях ФСК, рассчитываемый КО в соответствии с разделом 5 *Регламента мониторинга соблюдения организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью объема и сроков проведения ремонтов* (Приложение № 13.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); – субъект Российской Федерации (в случае если два и более субъекта Российской Федерации отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  *m –* расчетный месяц;  *z –* неценовая зона;  *h* – час операционных суток.  При проведении расчетов в соответствии с настоящим пунктом КО использует величины, определенные по состоянию на 10-е число месяца *m+*1.  8.8.2. КО рассчитывает объем потерь электрической энергии в электрических сетях единой национальной (общероссийской) электрической сети в отношении субъектов Российской Федерации по следующей формуле:  – если , то  ,  – иначе ,  где – субъект Российской Федерации (в случае если два и более субъекта Российской Федерации отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  – множество субъектов Российской Федерации (включая объединения субъектов Российской Федерации), для которых КО рассчитывает почасовые величины фактических отпусков электрической энергии (в сальдированном выражении) из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК 330 кВ и выше или сетям ФСК 220 кВ и ниже, в соответствии с п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – объем фактических потерь электроэнергии в сетях ФСК в ценовой (неценовой) зоне *z* в месяце *m* в час операционных суток *h,* определенный в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  – часовая величина суммарного фактического отпуска электрической энергии в сальдированном выражении из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК 330 кВ и выше, за расчетный месяц *m* по субъекту РФ (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон) в пределах ценовой (неценовой) зоны *z*, определяемая в соответствии c п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – часовая величина суммарного фактического отпуска электрической энергии в сальдированном выражении из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК 220 кВ и ниже, за расчетный месяц *m* по субъекту Российской Федерации(в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон) в пределах ценовой (неценовой) зоны *z*, определяемая в соответствии c п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – норматив потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «330 кВ и выше» в процентах от суммарного отпуска электрической энергии из сети «330 кВ и выше» по территории субъекта Российской Федерации *F* (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон), указанный в п. 8.3 настоящего Регламента;  – норматив потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «220 кВ и ниже» в процентах от суммарного отпуска электрической энергии из сети «220 кВ и ниже» по территории субъекта Российской Федерации *F* (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон), указанный в п. 8.3 настоящего Регламента;  *m –* расчетный месяц;  *z –* ценовая или неценовая зона;  *h* – час операционных суток.  При проведении расчетов в соответствии с настоящим пунктом КО использует величины, определенные по состоянию на 10-е число месяца *m+*1.  8.8.3. КО рассчитывает ставку тарифа на услуги по передаче электрической энергии, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям единой национальной (общероссийской) электрической сети, в отношении субъектов Российской Федерации по следующей формуле (с учетом округления данной величины, выраженной в руб./МВт∙ч, до двух знаков после запятой):  ,  где – субъект Российской Федерации (в случае если два и более субъекта Российской Федерации отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  *m –* расчетный месяц.  В случае если , то величина считается неопределенной. | КО ежемесячно рассчитывает ставку тарифа на услуги по передаче электрической энергии, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям единой национальной (общероссийской) электрической сети, в отношении каждого субъекта Российской Федерации, отнесенного к ценовым зонам оптового рынка, и в отношении каждого субъекта Российской Федерации, отнесенного к неценовым зонам оптового рынка, в соответствии с определенным ниже порядком и не позднее 12-го числа месяца, следующего за расчетным, публикует на своем официальном сайте в открытом доступе в сети Интернет соответствующее электронное сообщение без ЭП по форме, представленной в приложении 35 к настоящему Регламенту.  В отношении субъектов Российской Федерации, для которых ставка тарифа на услуги по передаче электрической энергии не определена, публикация информации не осуществляется.  8.8.1. КО рассчитывает стоимость электрической энергии и мощности для целей определения ставки тарифа на услуги по передаче электрической энергии, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям единой национальной (общероссийской) электрической сети, в отношении субъектов РФ следующим образом.  8.8.1.1. В отношении субъекта Российской Федерации, отнесенного к ценовым зонам:  ,где ,  [руб.] – итоговые финансовые обязательства ФСК по покупке мощности в целях компенсации потерь по территории субъекта Российской Федерации *F* в месяце *m-*1 в ценовой зоне *z*, определенные в соответствии с пунктом 13.1.6 настоящего Регламента;  [руб.] – стоимость электроэнергии в целях компенсации потерь в субъекте Российской Федерации *F* в месяце *m-1*, определенная в соответствии с п. 8.3.1 настоящего Регламента;  – среднее за месяц *m–*2 значение коэффициента, определяющего несоблюдение объемов и сроков ремонтов по объектам электросетевого хозяйства ФСК по ценовой зоне *z*, рассчитываемое в соответствии с п. 5.1.1 *Регламента мониторинга соблюдения организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью объема и сроков проведения ремонтов* (Приложение № 13.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – субъект Российской Федерации (в случае если два и более субъекта Российской Федерации отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  *m –* расчетный месяц;  *z –* ценовая зона;  *i* – участник оптового рынка;  При проведении расчетов в соответствии с настоящим пунктом КО использует величины, определенные по состоянию на 10-е число месяца *m+*1.  8.8.1.2. В отношении субъекта Российской Федерации, отнесенного к неценовым зонам:  ,  где величина определяется в соответствии с формулой:  ,  ― плановая почасовая стоимость электрической энергии, купленной в целях компенсации потерь в электрических сетях ФСК в отношении субъекта Российской Федерации *F* неценовой зоны *z*, определенная в соответствии с п. 7.4 настоящего Регламента;  ― величина предварительных обязательств/требований по оплате части объемов, составляющих разницу между фактическим и плановым объемом покупки электрической энергии в целях компенсации потерь в электрических сетях ФСК на территории неценовых зон оптового рынка в часе *h* в соответствии с разделом 11 *Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – фактическая стоимость покупки мощности за расчетный период в целях компенсации потерь в электрических сетях ФСК, рассчитанная по территории субъекта Российской Федерации *F* для месяца *m*–1 в соответствии с пунктом 7.4.11 настоящего Регламента; − итоговый коэффициент, определяющий несоблюдение объемов и сроков ремонтов по объектам электросетевого хозяйства ФСК в час *h* расчетного периода *m* по неценовой зоне *z*, применяемый при расчете стоимости фактических потерь электроэнергии в сетях ФСК, рассчитываемый КО в соответствии с разделом 5 *Регламента мониторинга соблюдения организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью объема и сроков проведения ремонтов* (Приложение № 13.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); – субъект Российской Федерации (в случае если два и более субъекта Российской Федерации отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  *m –* расчетный месяц;  *z –* неценовая зона;  *h* – час операционных суток.  При проведении расчетов в соответствии с настоящим пунктом КО использует величины, определенные по состоянию на 10-е число месяца *m+*1.  8.8.2. КО рассчитывает объем потерь электрической энергии в электрических сетях единой национальной (общероссийской) электрической сети в отношении субъектов Российской Федерации по следующей формуле:  – если , то  ,  – иначе ,  где – субъект Российской Федерации (в случае если два и более субъекта Российской Федерации отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  – множество субъектов Российской Федерации (включая объединения субъектов Российской Федерации), для которых КО рассчитывает почасовые величины фактических отпусков электрической энергии (в сальдированном выражении) из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК 330 кВ и выше или сетям ФСК 220 кВ и ниже, в соответствии с п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – объем фактических потерь электроэнергии в сетях ФСК в ценовой (неценовой) зоне *z* в месяце *m* в час операционных суток *h,* определенный в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  – часовая величина суммарного фактического отпуска электрической энергии в сальдированном выражении из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК 330 кВ и выше, за расчетный месяц *m* по субъекту РФ (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон) в пределах ценовой (неценовой) зоны *z*, определяемая в соответствии c п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – часовая величина суммарного фактического отпуска электрической энергии в сальдированном выражении из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК 220 кВ и ниже, за расчетный месяц *m* по субъекту Российской Федерации(в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон) в пределах ценовой (неценовой) зоны *z*, определяемая в соответствии c п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – норматив потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «330 кВ и выше» в процентах от суммарного отпуска электрической энергии из сети «330 кВ и выше» по территории субъекта Российской Федерации *F* (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон), указанный в п. 8.3 настоящего Регламента;  – норматив потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «220 кВ и ниже» в процентах от суммарного отпуска электрической энергии из сети «220 кВ и ниже» по территории субъекта Российской Федерации *F* (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон), указанный в п. 8.3 настоящего Регламента;  *m –* расчетный месяц;  *z –* ценовая или неценовая зона;  *h* – час операционных суток.  При проведении расчетов в соответствии с настоящим пунктом КО использует величины, определенные по состоянию на 10-е число месяца *m+*1.  8.8.3. КО рассчитывает ставку тарифа на услуги по передаче электрической энергии, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям единой национальной (общероссийской) электрической сети, в отношении субъектов Российской Федерации по следующей формуле (с учетом округления данной величины, выраженной в руб./МВт∙ч, до двух знаков после запятой):  ,  где – субъект Российской Федерации (в случае если два и более субъекта Российской Федерации отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  *m –* расчетный месяц.  В случае если , то величина считается неопределенной. |

## Приложение № 1.4.4

**В случае если дата вступления в силу предусмотренных постановлением Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации в связи с вступлением в силу некоторых законодательных актов Российской Федерации» изменений в абзац одиннадцатый пункта 80 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 года № 1178, наступает позднее 1 марта 2017 года**

|  |
| --- |
| **Дата вступления в силу:** с даты вступления в силу предусмотренных постановлением Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации в связи с вступлением в силу некоторых законодательных актов Российской Федерации» изменений в абзац одиннадцатый пункта 80 Основ ценообразования в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 29 декабря 2011 года № 1178. Действия сторон Договора о присоединении к торговой системе оптового рынка в отношении расчетных периодов, начиная с даты вступления в силу настоящих изменений, осуществляются в соответствии с настоящими изменениями. Действие настоящих изменений не распространяется в отношении периодов, предшествующих дате вступления их в силу. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в** [**РЕГЛАМЕНТ**](http://www.np-ats.ru/index.jsp?pid=206) **ФИНАНСОВЫХ РАСЧЕТОВ НА ОПТОВОМ РЫНКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (Приложение № 16 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **8.8** | КО ежемесячно рассчитывает ставку тарифа на услуги по передаче электрической энергии, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям единой национальной (общероссийской) электрической сети, в отношении каждого субъекта Российской Федерации, отнесенного к ценовым зонам оптового рынка, и в отношении каждого субъекта Российской Федерации, отнесенного к неценовым зонам оптового рынка, в соответствии с определенным ниже порядком и не позднее 12-го числа месяца, следующего за расчетным, публикует на своем официальном сайте в открытом доступе в сети Интернет соответствующее электронное сообщение без ЭП по форме, представленной в приложении 35 к настоящему Регламенту.  В отношении субъектов Российской Федерации, для которых ставка тарифа на услуги по передаче электрической энергии не определена, публикация информации не осуществляется.  8.8.1. КО рассчитывает стоимость электрической энергии и мощности для целей определения ставки тарифа на услуги по передаче электрической энергии, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям единой национальной (общероссийской) электрической сети, в отношении субъектов РФ следующим образом.  8.8.1.1. В отношении субъекта Российской Федерации, отнесенного к ценовым зонам:  , где ,  ,  [руб.] – итоговые финансовые обязательства ФСК по покупке мощности в целях компенсации потерь по территории субъекта Российской Федерации *F* в месяце *m-*1 в ценовой зоне *z*, определенные в соответствии с пунктом 13.1.6 настоящего Регламента;  [руб.] – стоимость электроэнергии в целях компенсации потерь в субъекте Российской Федерации *F* в месяце *m-1*, определенная в соответствии с п. 8.3.1 настоящего Регламента;  – среднее за месяц *m–*2 значение коэффициента, определяющего несоблюдение объемов и сроков ремонтов по объектам электросетевого хозяйства ФСК по ценовой зоне *z*, рассчитываемое в соответствии с п. 5.1.1 *Регламента мониторинга соблюдения организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью объема и сроков проведения ремонтов* (Приложение № 13.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  [руб.] – стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию для участников оптового рынка, отнесенных на отпуск из сетей ФСК, оплаченная участником оптового рынка *i* в ГТП потребления *p* в расчетном периоде *m–*1 и определенная в соответствии с п. 8.5.3 настоящего Регламента;  [руб.] – стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию для участников оптового рынка, отнесенных на отпуск из сетей РСК, оплаченная участником оптового рынка *i* в ГТП потребления *p* в расчетном периоде *m–*1 и определенная в соответствии с п. 8.5.3 настоящего Регламента;  [руб.] – стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию, оплаченных участником оптового рынка *i* в ГТП экспорта *r* в расчетном периоде *m–*1 в отношении экспортных поставок электрической энергии и отнесенных на отпуск из сетей ФСК, определенная в соответствии с п. 8.5.3 настоящего Регламента;  [руб.] – стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию, оплаченных участником оптового рынка *i* в ГТП экспорта *r* в расчетном периоде *m*–1 в отношении экспортных поставок электрической энергии и отнесенных на отпуск из сетей РСК, определенная в соответствии с п. 8.5.3 настоящего Регламента;  [руб.] – стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию, оплаченных участником оптового рынка *i* в ГТП экспорта *r* в расчетном периоде *m–*1 в отношении суммарных объемов межгосударственной передачи электрической энергии и отнесенных на отпуск из сетей ФСК, определенная в соответствии с п. 8.5.3 настоящего Регламента;  [руб.] – стоимость нагрузочных потерь в сетях ФСК, учтенных в равновесных ценах на электроэнергию, оплаченных участником оптового рынка *i* в ГТП экспорта *r* в расчетном периоде *m–*1 в отношении суммарных объемов межгосударственной передачи электрической энергии и отнесенных на отпуск из сетей РСК, определенная в соответствии с п. 8.5.3 настоящего Регламента;  – субъект Российской Федерации (в случае если два и более субъекта Российской Федерации отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  *m –* расчетный месяц;  *z –* ценовая зона;  *i* – участник оптового рынка;  *r* – ГТП экспорта;  *p* – ГТП потребления (за исключением ГТП потребления поставщика и ГТП потребления ГАЭС).  При проведении расчетов в соответствии с настоящим пунктом КО использует величины, определенные по состоянию на 10-е число месяца *m+*1.  8.8.1.2. В отношении субъекта Российской Федерации, отнесенного к неценовым зонам:  ,  где величина определяется в соответствии с формулой:  ,  ― плановая почасовая стоимость электрической энергии, купленной в целях компенсации потерь в электрических сетях ФСК в отношении субъекта Российской Федерации *F* неценовой зоны *z*, определенная в соответствии с п. 7.4 настоящего Регламента;  ― величина предварительных обязательств/требований по оплате части объемов, составляющих разницу между фактическим и плановым объемом покупки электрической энергии в целях компенсации потерь в электрических сетях ФСК на территории неценовых зон оптового рынка в часе *h* в соответствии с разделом 11 *Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – фактическая стоимость покупки мощности за расчетный период в целях компенсации потерь в электрических сетях ФСК, рассчитанная по территории субъекта Российской Федерации *F* для месяца *m*–1 в соответствии с пунктом 7.4.11 настоящего Регламента; − итоговый коэффициент, определяющий несоблюдение объемов и сроков ремонтов по объектам электросетевого хозяйства ФСК в час *h* расчетного периода *m* по неценовой зоне *z*, применяемый при расчете стоимости фактических потерь электроэнергии в сетях ФСК, рассчитываемый КО в соответствии с разделом 5 *Регламента мониторинга соблюдения организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью объема и сроков проведения ремонтов* (Приложение № 13.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); – субъект Российской Федерации (в случае если два и более субъекта Российской Федерации отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  *m –* расчетный месяц;  *z –* неценовая зона;  *h* – час операционных суток.  При проведении расчетов в соответствии с настоящим пунктом КО использует величины, определенные по состоянию на 10-е число месяца *m+*1.  8.8.2. КО рассчитывает объем потерь электрической энергии в электрических сетях единой национальной (общероссийской) электрической сети в отношении субъектов Российской Федерации по следующей формуле:  – если , то  ,  – иначе ,  где – субъект Российской Федерации (в случае если два и более субъекта Российской Федерации отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  – множество субъектов Российской Федерации (включая объединения субъектов Российской Федерации), для которых КО рассчитывает почасовые величины фактических отпусков электрической энергии (в сальдированном выражении) из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК 330 кВ и выше или сетям ФСК 220 кВ и ниже, в соответствии с п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – объем фактических потерь электроэнергии в сетях ФСК в ценовой (неценовой) зоне *z* в месяце *m* в час операционных суток *h,* определенный в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  – часовая величина суммарного фактического отпуска электрической энергии в сальдированном выражении из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК 330 кВ и выше, за расчетный месяц *m* по субъекту РФ (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон) в пределах ценовой (неценовой) зоны *z*, определяемая в соответствии c п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – часовая величина суммарного фактического отпуска электрической энергии в сальдированном выражении из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК 220 кВ и ниже, за расчетный месяц *m* по субъекту Российской Федерации(в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон) в пределах ценовой (неценовой) зоны *z*, определяемая в соответствии c п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – норматив потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «330 кВ и выше» в процентах от суммарного отпуска электрической энергии из сети «330 кВ и выше» по территории субъекта Российской Федерации *F* (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон), указанный в п. 8.3 настоящего Регламента;  – норматив потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «220 кВ и ниже» в процентах от суммарного отпуска электрической энергии из сети «220 кВ и ниже» по территории субъекта Российской Федерации *F* (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон), указанный в п. 8.3 настоящего Регламента;  *m –* расчетный месяц;  *z –* ценовая или неценовая зона;  *h* – час операционных суток.  При проведении расчетов в соответствии с настоящим пунктом КО использует величины, определенные по состоянию на 10-е число месяца *m+*1.  8.8.3. КО рассчитывает ставку тарифа на услуги по передаче электрической энергии, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям единой национальной (общероссийской) электрической сети, в отношении субъектов Российской Федерации по следующей формуле (с учетом округления данной величины, выраженной в руб./МВт∙ч, до двух знаков после запятой):  ,  где – субъект Российской Федерации (в случае если два и более субъекта Российской Федерации отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  *m –* расчетный месяц.  В случае если , то величина считается неопределенной. | КО ежемесячно рассчитывает ставку тарифа на услуги по передаче электрической энергии, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям единой национальной (общероссийской) электрической сети, в отношении каждого субъекта Российской Федерации, отнесенного к ценовым зонам оптового рынка, и в отношении каждого субъекта Российской Федерации, отнесенного к неценовым зонам оптового рынка, в соответствии с определенным ниже порядком и не позднее 12-го числа месяца, следующего за расчетным, публикует на своем официальном сайте в открытом доступе в сети Интернет соответствующее электронное сообщение без ЭП по форме, представленной в приложении 35 к настоящему Регламенту.  В отношении субъектов Российской Федерации, для которых ставка тарифа на услуги по передаче электрической энергии не определена, публикация информации не осуществляется.  8.8.1. КО рассчитывает стоимость электрической энергии и мощности для целей определения ставки тарифа на услуги по передаче электрической энергии, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям единой национальной (общероссийской) электрической сети, в отношении субъектов РФ следующим образом.  8.8.1.1. В отношении субъекта Российской Федерации, отнесенного к ценовым зонам:  ,где ,  [руб.] – итоговые финансовые обязательства ФСК по покупке мощности в целях компенсации потерь по территории субъекта Российской Федерации *F* в месяце *m-*1 в ценовой зоне *z*, определенные в соответствии с пунктом 13.1.6 настоящего Регламента;  [руб.] – стоимость электроэнергии в целях компенсации потерь в субъекте Российской Федерации *F* в месяце *m-1*, определенная в соответствии с п. 8.3.1 настоящего Регламента;  – среднее за месяц *m–*2 значение коэффициента, определяющего несоблюдение объемов и сроков ремонтов по объектам электросетевого хозяйства ФСК по ценовой зоне *z*, рассчитываемое в соответствии с п. 5.1.1 *Регламента мониторинга соблюдения организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью объема и сроков проведения ремонтов* (Приложение № 13.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – субъект Российской Федерации (в случае если два и более субъекта Российской Федерации отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  *m –* расчетный месяц;  *z –* ценовая зона;  *i* – участник оптового рынка;  При проведении расчетов в соответствии с настоящим пунктом КО использует величины, определенные по состоянию на 10-е число месяца *m+*1.  8.8.1.2. В отношении субъекта Российской Федерации, отнесенного к неценовым зонам:  ,  где величина определяется в соответствии с формулой:  ,  ― плановая почасовая стоимость электрической энергии, купленной в целях компенсации потерь в электрических сетях ФСК в отношении субъекта Российской Федерации *F* неценовой зоны *z*, определенная в соответствии с п. 7.4 настоящего Регламента;  ― величина предварительных обязательств/требований по оплате части объемов, составляющих разницу между фактическим и плановым объемом покупки электрической энергии в целях компенсации потерь в электрических сетях ФСК на территории неценовых зон оптового рынка в часе *h* в соответствии с разделом 11 *Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – фактическая стоимость покупки мощности за расчетный период в целях компенсации потерь в электрических сетях ФСК, рассчитанная по территории субъекта Российской Федерации *F* для месяца *m*–1 в соответствии с пунктом 7.4.11 настоящего Регламента; − итоговый коэффициент, определяющий несоблюдение объемов и сроков ремонтов по объектам электросетевого хозяйства ФСК в час *h* расчетного периода *m* по неценовой зоне *z*, применяемый при расчете стоимости фактических потерь электроэнергии в сетях ФСК, рассчитываемый КО в соответствии с разделом 5 *Регламента мониторинга соблюдения организацией по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью объема и сроков проведения ремонтов* (Приложение № 13.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); – субъект Российской Федерации (в случае если два и более субъекта Российской Федерации отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  *m –* расчетный месяц;  *z –* неценовая зона;  *h* – час операционных суток.  При проведении расчетов в соответствии с настоящим пунктом КО использует величины, определенные по состоянию на 10-е число месяца *m+*1.  8.8.2. КО рассчитывает объем потерь электрической энергии в электрических сетях единой национальной (общероссийской) электрической сети в отношении субъектов Российской Федерации по следующей формуле:  – если , то  ,  – иначе ,  где – субъект Российской Федерации (в случае если два и более субъекта Российской Федерации отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  – множество субъектов Российской Федерации (включая объединения субъектов Российской Федерации), для которых КО рассчитывает почасовые величины фактических отпусков электрической энергии (в сальдированном выражении) из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК 330 кВ и выше или сетям ФСК 220 кВ и ниже, в соответствии с п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – объем фактических потерь электроэнергии в сетях ФСК в ценовой (неценовой) зоне *z* в месяце *m* в час операционных суток *h,* определенный в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  – часовая величина суммарного фактического отпуска электрической энергии в сальдированном выражении из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК 330 кВ и выше, за расчетный месяц *m* по субъекту РФ (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон) в пределах ценовой (неценовой) зоны *z*, определяемая в соответствии c п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – часовая величина суммарного фактического отпуска электрической энергии в сальдированном выражении из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК 220 кВ и ниже, за расчетный месяц *m* по субъекту Российской Федерации(в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон) в пределах ценовой (неценовой) зоны *z*, определяемая в соответствии c п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – норматив потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «330 кВ и выше» в процентах от суммарного отпуска электрической энергии из сети «330 кВ и выше» по территории субъекта Российской Федерации *F* (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон), указанный в п. 8.3 настоящего Регламента;  – норматив потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «220 кВ и ниже» в процентах от суммарного отпуска электрической энергии из сети «220 кВ и ниже» по территории субъекта Российской Федерации *F* (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон), указанный в п. 8.3 настоящего Регламента;  *m –* расчетный месяц;  *z –* ценовая или неценовая зона;  *h* – час операционных суток.  При проведении расчетов в соответствии с настоящим пунктом КО использует величины, определенные по состоянию на 10-е число месяца *m+*1.  8.8.3. КО рассчитывает ставку тарифа на услуги по передаче электрической энергии, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям единой национальной (общероссийской) электрической сети, в отношении субъектов Российской Федерации по следующей формуле (с учетом округления данной величины, выраженной в руб./МВт∙ч, до двух знаков после запятой):  ,  где – субъект Российской Федерации (в случае если два и более субъекта Российской Федерации отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон);  *m –* расчетный месяц.  В случае если , то величина считается неопределенной. |

**Приложение № 1.4.5**

|  |
| --- |
| **Дата вступления в силу:** с 1-го числа месяца *m*+1 и применяется в целях расчета месячного прогнозного объема обязательств покупателей на оптовом рынке для определения покупателем необходимого размера финансовых гарантий в отношении расчетных периодов, начиная с расчетного периода *m*+2 (*m* – расчетный период, к которому отнесена дата вступления силу постановления Правительства Российской Федерации, предусматривающего изменение порядка учета потерь электрической энергии на оптовом и розничных рынках). |

**Предложения по изменениям и дополнениям в ПОЛОЖЕНИЕ О ПОРЯДКЕ ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫХ ГАРАНТИЙ НА ОПТОВОМ РЫНКЕ (Приложение № 26 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка электроэнергии)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемые изменения**  (изменения выделены цветом) |
| **6.3.1** | …  – плановый объем потребления электрической энергии в ГТП потребления *q* за месяц *m*–2, определяется в соответствии с формулой:  – для ГТП потребления, зарегистрированных в ценовых зонах оптового рынка:  ,  ,  – для ГТП потребления, зарегистрированных в неценовой зоне Архангельской области и неценовой зоне Республики Коми:  ,  где – почасовое потребление в ГТП потребления *q* в час *h* месяца *m–*2, равное плановому объему потребления с учетом нагрузочных потерь , определяемому в соответствии с п. 2.1.1 *Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – объем электроэнергии в отношении ГТП потребления *q* в час *h* месяца *m–*2, покупаемый в РСВ по границе с первой ценовой зоной в объемах перетока, определенного КО в ограничивающем сечении. Указанная величина определяется в соответствии с пунктом 7.1.5 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – объем электрической энергии в ГТП потребления *q* за месяц *m–*2 по регулируемым договорам, определяется в соответствии с формулами:  ,  округляется методом математического округления с точностью до целых;  ,  ,  округляется методом математического округления с точностью до целых;  ,  округляется методом математического округления с точностью до целых;  ,  ,  округляется методом математического округления с точностью до целых;  − договорный объем поставки электрической энергии по регулируемому договору купли-продажи электрической энергии и мощности *D* в отношении потребления населения и приравненных к нему категорий потребителей на час *h* месяца, определенный в соответствии с *Регламентом регистрации регулируемых договоров купли-продажи электроэнергии и мощности* (Приложение № 6.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  − договорный объем поставки электрической энергии по регулируемому договору купли-продажи электрической энергии и мощности *D* в отношении потребления сверх объемов потребления населением и приравненными к нему категориями потребителей в час *h*, определенный в соответствии с *Регламентом регистрации регулируемых договоров купли-продажи электроэнергии и мощности* (Приложение № 6.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – множество регулируемых договоров *D*, заключенных участником оптового рынка *j* в отношении ГТП потребления *q* в соответствии с *Регламентом регистрации регулируемых договоров купли-продажи электроэнергии и мощности* (Приложение № 6.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)на объемы поставки (с учетом модельных объемов для поставки по регулируемым тарифам (ценам)) электрической энергии в расчетном периоде;  – коэффициент компенсации потерь электрической энергии в электрических сетях, определенный в соответствии с приложением 3 к *Регламенту регистрации регулируемых договоров купли-продажи электроэнергии и мощности* (Приложение № 6.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – сезонный коэффициент для месяца *m* в зоне *z*, отражающий распределение нерегулируемого объема потребления по 12 месяцам календарного года, определенный в соответствии с приложением 6 настоящего Положения;  … | …  – плановый объем потребления электрической энергии в ГТП потребления *q* за месяц *m*–2, определяется в соответствии с формулой:  – для ГТП потребления, зарегистрированных в ценовых зонах оптового рынка:  ,  ,  – для ГТП потребления, зарегистрированных в неценовой зоне Архангельской области и неценовой зоне Республики Коми:  ,  где – почасовое потребление в ГТП потребления *q* в час *h* месяца *m–*2, равное плановому объему потребления с учетом нагрузочных потерь , определяемому в соответствии с п. 2.1.1 *Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – объем электроэнергии в отношении ГТП потребления *q* в час *h* месяца *m–*2, покупаемый в РСВ по границе с первой ценовой зоной в объемах перетока, определенного КО в ограничивающем сечении. Указанная величина определяется в соответствии с пунктом 7.1.5 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – объем электрической энергии в ГТП потребления *q* за месяц *m–*2 по регулируемым договорам, определяется в соответствии с формулами:  ,  округляется методом математического округления с точностью до целых;  ,  округляется методом математического округления с точностью до целых;  ,  − договорный объем поставки электрической энергии по регулируемому договору купли-продажи электрической энергии и мощности *D* в отношении потребления населения и приравненных к нему категорий потребителей на час *h* месяца, определенный в соответствии с *Регламентом регистрации регулируемых договоров купли-продажи электроэнергии и мощности* (Приложение № 6.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  − договорный объем поставки электрической энергии по регулируемому договору купли-продажи электрической энергии и мощности *D* в отношении потребления сверх объемов потребления населением и приравненными к нему категориями потребителей в час *h*, определенный в соответствии с *Регламентом регистрации регулируемых договоров купли-продажи электроэнергии и мощности* (Приложение № 6.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – множество регулируемых договоров *D*, заключенных участником оптового рынка *j* в отношении ГТП потребления *q* в соответствии с *Регламентом регистрации регулируемых договоров купли-продажи электроэнергии и мощности* (Приложение № 6.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)на объемы поставки (с учетом модельных объемов для поставки по регулируемым тарифам (ценам)) электрической энергии в расчетном периоде;  – сезонный коэффициент для месяца *m* в зоне *z*, отражающий распределение нерегулируемого объема потребления по 12 месяцам календарного года, определенный в соответствии с приложением 6 настоящего Положения;  … |

**Приложение № 1.4.6**

|  |
| --- |
| **Дата вступления в силу:** 1 июня 2017 года (при условии наступления даты вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации, предусматривающего изменение порядка учета потерь электрической энергии на оптовом и розничных рынках, не позднее 1 июня 2017 года). Действия сторон Договора о присоединении к торговой системе оптового рынка в отношении операционных суток, соответствующих дате вступления в силу настоящих изменений, осуществляются в соответствии с настоящими изменениями. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ПРОВЕДЕНИЯ КОНКУРЕНТНОГО ОТБОРА ЦЕНОВЫХ ЗАЯВОК НА СУТКИ ВПЕРЕД (Приложение № 7 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

**Действующая редакция**

**Приложение 3**

…

***Форма 4***

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | |  | | |  | | | |  | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | |  | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | |  | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | |
|  | | ***Отчет о сессии*** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | | |  | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | |  | | |  | | |  | | |
| ***АО «АТС»*** | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | | |  | | | | | |  | |  | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | |  | | |  | | |  |  |
| *Субъект* | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | |  | | | | |  | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | | |  | | | | | |  | |  | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | |  | | |  | | |  |  |
| *ГТП экспорта* | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | | |  | | | | | |  | |  | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | |  | | |  | | |  |  |
| *Наименование* | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | | |  | | | | | |  | |  | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | |  | | |  | | |  |  |
|  | | |  | | |  | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | | | |  | | | | |  | | |  | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | |  | | | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | |  | | |  | | |  | | | |
| Торговый час | **Заявка субъекта** | | | | | | | | | | | | | | | | | | Объем экспортных поставок электрической энергии МВт∙час | | | | | | Объем межгосударственной передачи электрической энергии  МВт∙час | | | | | | | Средневзвешенная цена на покупку руб/(МВт∙час) | | | | | Доля расчетных нагрузочных потерь в объеме ТГ, % | | | | | | | **Покупка в РСВ** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | **Продажа в обеспечение СДД (СДЭМ)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | **Покупка в обеспечение СДД (СДЭМ)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | Доля расче тных нагрузочных потерь в сетях ФСК в объеме ТГ, % | | | | | | | | | | | | | Доля расчетных нагрузочных потерь в «прочих сетях» в объеме ТГ, % | | | | | | | | | | | |
| Ступень | | | | | | | Цена руб/(МВт∙час) | | | Заявленный объем в АТС МВт∙час | | | | | | | | Объем покупки в рамках экспортных поставок электрической энергии МВт∙час | | | | | | | | | | В т.ч. потери, отнесенные к объему покупки в рамках экспортных поставок | | | | | | | | | Объем покупки в рамках межгосударственной передачи электрической энергии МВт∙час | | | | | | | | | В т.ч. потери, отнесенные к объему покупки в рамках межгосударственной передачи электрической энергии | | | | | | | Цена покупки в рамках экспортных поставок электрической энергии руб/(МВт∙час) | | | | Цена покупки в рамках межгосударственной передачи электрической энергии руб/(МВт∙час) | | | | | | | | | | | Объем продажи МВт∙час | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | Цена руб/(МВт∙час) | | | | | | | | | | Объем покупки МВт∙час | | | | | | | | | | | | | | Цена руб/(МВт∙час) | | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | | | | | | | 3 | | | 4 | | | | | | | | 11 | | | | | | 12 | | | | | | | 13 | | | | | 14 | | | | | | | 15 | | | | | | | | | | 16 | | | | | | | | | 17 | | | | | | | | | 18 | | | | | | | 19 | | | | 20 | | | | | | | | | | | 21 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 22 | | | | | | | | | | 23 | | | | | | | | | | | | | | 24 | | | | | | | | | | | | 25 | | | | | | | | | | | | | 26 | | | | | | | | | | | |
|  | **1** | | | | | | |  | | |  | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |
|  | **2** | | | | | | |  | | |  | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |
|  | **3** | | | | | | |  | | |  | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |
| **00-01** |  | | | | | | |  | | |  | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |
|  | **1** | | | | | | |  | | |  | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |
|  | **2** | | | | | | |  | | |  | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |
|  | **3** | | | | | | |  | | |  | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |
| **….** |  | | | | | | |  | | |  | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |
|  | **1** | | | | | | |  | | |  | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |
|  | **2** | | | | | | |  | | |  | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |
|  | **3** | | | | | | |  | | |  | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |
| **23-00** |  | | | | | | |  | | |  | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |
| **Итого по ГТП экспорта за текущие сутки** | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |
| **Примечание:** | | | | | | | | | |  | |  | | | | | |  | | | |  | | | | |  | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | | | |  | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | |  | |  | | |  | |  | | |  | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | | | | |  | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | |
|  | | | |  | | |  | | | | | |  | | | \* – признак ценопринимающей пары (ступени) в заявке субъекта ОРЭ. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | |  | | | |  | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | |  | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | |
|  | | | |  | | |  | | | | | |  | | | Заявленный объем в АТС (4) – количество электроэнергии в ступени поданной заявки (приводится нарастающим итогом). | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | |  | | | |  | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | |  | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | |
|  | | | |  | | |  | | | | | |  | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | |
|  | | | |  | | |  | | | | | |  | | | Средневзвешенная цена (13) – цена РСВ, определенная по результатам конкурентного отбора в отношении сечения экспорта/импорта, на котором зарегистрирована данная ГТП экспорта. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | |
|  | | | |  | | |  | | | | | |  | | | **Точность представления данных.** Округление величин объемов электрической энергии производится с точностью до трех знаков после запятой (до 1кВт∙ч). Округление значения цен (в рублях) на электрическую энергию производится с точностью до пяти знаков после запятой (до 0.001коп.). | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | | |

**Предлагаемая редакция**

**Приложение 3**

…

***Форма 4***

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | | |  | |  | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | |  | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | |
|  | | | ***Отчет о сессии*** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | |  | | |  | | | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | |  | | | | | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | |  | | | |  | | |  | | | | | | |
| ***АО «АТС»*** | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | |  | | | | |  | | | | |  | | |  | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | |  | | |  | | | |  | | | | | |  | | |  | | | | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | |  | | | | | | |  | | | | | | | |  | |  | | | | | |  | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | |  | |  | | | |
| *Субъект* | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | |  | | | | |  | | | | |  | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | |  | | | | |  | | | | |  | | |  | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | |  | | |  | | | |  | | | | | |  | | |  | | | | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | |  | | | | | | |  | | | | | | | |  | |  | | | | | |  | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | |  | |  | | | |
| *ГТП экспорта* | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | |  | | | | |  | | | | |  | | |  | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | |  | | |  | | | |  | | | | | |  | | |  | | | | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | |  | | | | | | |  | | | | | | | |  | |  | | | | | |  | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | |  | |  | | | |
| *Наименование* | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | |  | | | | |  | | | | |  | | |  | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | |  | | |  | | | |  | | | | | |  | | |  | | | | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | |  | | | | | | |  | | | | | | | |  | |  | | | | | |  | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | |  | |  | | | |
|  | |  | | | |  | | |  | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | |  | | | | |  | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | |  | | |  | | | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | |  | | | |  | | |  | | | | | | | |
| Торговый час | **Заявка субъекта** | | | | | | | | | | | | | | | | Объем экспортных поставок электрической энергии МВт∙час | | | | | | | Объем межгосударственной передачи электрической энергии  МВт∙час | | | | | | | Средневзвешенная цена на покупку руб/(МВт∙час) | | | | | | | | | | | **Покупка в РСВ** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | **Продажа в обеспечение СДД (СДЭМ)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | **Покупка в обеспечение СДД (СДЭМ)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | Объем нагрузочных потерь, отнесенных на данную ГТП, МВт\*час | | | | Стоимость нагрузочных потерь, учтенных в равновесных ценах, руб. | | | | | | Стоимость нагрузочных потерь электрической энергии, учтенных в равновесных ценах в отношении суммарных объемов межгосударственной передачи электрической энергии, руб. | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Ступень | | | | | | | Цена руб/(МВт∙час) | | | Заявленный объем в АТС МВт∙час | | | | | | Объем покупки в рамках экспортных поставок электрической энергии МВт∙час | | | | | | | | | | | | Объем покупки в рамках межгосударственной передачи электрической энергии МВт∙час | | | | | | | | | | | Цена покупки в рамках экспортных поставок электрической энергии руб/(МВт∙час) | | | | | | | | | | Цена покупки в рамках межгосударственной передачи электрической энергии руб/(МВт∙час) | | | | | Объем продажи МВт∙час | | | | | | | | | | | | | Цена руб/(МВт∙час) | | | | | | Объем покупки МВт∙час | | | | | | | | | | Цена руб/(МВт∙час) | | | | | | | | | | | | | |
| 1 | 2 | | | | | | | 3 | | | 4 | | | | | | 5 | | | | | | | 6 | | | | | | | 7 | | | | | | | | | | | 8 | | | | | | | | | | | | 9 | | | | | | | | | | | 10 | | | | | | | | | | 11 | | | | | 12 | | | | | | | | | | | | | 13 | | | | | | 14 | | | | | | | | | | 15 | | | | | | | | | | | | | | 16 | | | | 17 | | | | | | 18 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|  | **1** | | | | | | |  | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | | |  | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|  | **2** | | | | | | |  | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | | |  | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|  | **3** | | | | | | |  | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | | |  | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **00-01** |  | | | | | | |  | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | | |  | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|  | **1** | | | | | | |  | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | | |  | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|  | **2** | | | | | | |  | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | | |  | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|  | **3** | | | | | | |  | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | | |  | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **….** |  | | | | | | |  | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | | |  | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|  | **1** | | | | | | |  | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | | |  | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|  | **2** | | | | | | |  | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | | |  | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|  | **3** | | | | | | |  | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | | |  | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **23-00** |  | | | | | | |  | | |  | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | | |  | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Итого по ГТП экспорта за текущие сутки** | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | |  | | | | | | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | |  | | | |  | | | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| **Примечание:** | | | | | | | | | |  | |  | | | |  | | | | |  | | | | |  | | |  | | | | |  | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | | |  | | |  | |  | | |  | |  | | | |  | | |  | | |  | | | | | |  | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | |  | | |  | | | |  | | | |  | |  | | | | | | |  | | | | | |  | | | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | | |  |  | | | | | |  | | | |  | | | | | | | | | | | | | | | |
|  | | | |  | | |  | | | | | | | | |  | | | \* – признак ценопринимающей пары (ступени) в заявке субъекта ОРЭ. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | | | | | |  |  | | | | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | | | | |  | |  |  |  |
|  | | | |  | | |  | | | | | | | | |  | | | Заявленный объем в АТС (4) – количество электроэнергии в ступени поданной заявки (приводится нарастающим итогом). | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | | |  | | | | | |  | | | | | | | | | | |  |  | | | | | | | |  | | | | |  | | | | |  | | | | | |  | | | |  | | | | | | |  | | | |  | | | | | | |  | |  |  |  |
|  | | | |  | | |  | | | | | | | | |  | | |  | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | |  | | | | | | |  | |  |  |  |
|  | | | |  | | |  | | | | | | | | |  | | | Средневзвешенная цена (13) – цена РСВ, определенная по результатам конкурентного отбора в отношении сечения экспорта/импорта, на котором зарегистрирована  данная ГТП экспорта. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | |  | | | | | | |  | |  |  |  |
|  | | | |  | | |  | | | | | | | | |  | | | **Точность представления данных.** Округление величин объемов электрической энергии производится с точностью до трех знаков после запятой (до 1кВт∙ч).  Округление значения цен (в рублях) на электрическую энергию производится с точностью до пяти знаков после запятой (до 0.001коп.). | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | | |  | | | | | | |  | |  |  |  |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ РАСЧЕТА ПЛАНОВЫХ ОБЪЕМОВ ПРОИЗВОДСТВА И ПОТРЕБЛЕНИЯ И РАСЧЕТА СТОИМОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА СУТКИ ВПЕРЕД (Приложение № 8 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **9.1** | Расчет суммарного объема покупки электрической энергии ЦФР в отношении субъекта Российской Федерации у участников оптового рынка по договорам комиссии на продажу электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед [МВт∙ч] – суммарный объем покупки электрической энергии в целях компенсации потерь в отношении субъекта Российской Федерации у участников оптового рынка по договорам комиссии на продажу электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, в отношении субъекта Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны *z* в час операционных суток *h.*  КО рассчитывает в соответствии с формулой:  ,  где [МВт∙ч] – величина плановых потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, относящихся к субъекту Российской Федерации *F*, учтенная в плановом балансе производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам оптового рынка, утвержденном Федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий за данный расчетный период;  определяется в соответствии с п. 3.1.7 настоящего Регламента;  *F*, *F*1 – субъект РФ (за исключением субъектов РФ, по которым не установлены тарифы на компенсацию потерь для ФСК), в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F, F1* используется указанный энергорайон. | Расчет суммарного объема покупки электрической энергии ЦФР в отношении субъекта Российской Федерации у участников оптового рынка по договорам комиссии на продажу электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед [МВт∙ч] – суммарный объем покупки электрической энергии в целях компенсации потерь в отношении субъекта Российской Федерации у участников оптового рынка по договорам комиссии на продажу электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, в отношении субъекта Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны *z* в час операционных суток *h.*  КО рассчитывает в соответствии с формулой:  ,  где – множество субъектов РФ (включая объединения субъектов РФ) в пределах ценовой зоны *z*, для каждого из которых одновременно выполнены следующие условия:   * для данного субъекта РФ КО рассчитывает почасовые величины фактических отпусков электрической энергии (в сальдированном выражении) из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК 330 кВ и выше или сетям ФСК 220 кВ и ниже, в соответствии с п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); * хотя бы одна из величин и не равна нулю.    – суммарный за месяц объем фактического отпуска электрической энергии в сальдированном выражении из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК 330 кВ и выше за расчетный месяц (*m-2)*, рассчитанный по каждому субъекту Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон) в пределах соответствующей ценовой зоны в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);   – суммарный за месяц объем фактического отпуска электрической энергии в сальдированном выражении из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК 220 кВ и ниже за расчетный месяц (*m-2)*, рассчитанный по каждому субъекту Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон) в пределах соответствующей ценовой зоны в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – норматив потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «330 кВ и выше» в процентах от суммарного отпуска электрической энергии из сети «330 кВ и выше» по территории субъекта Российской Федерации *F* (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон), утвержденный Минэнерго России на месяц *m*;  – норматив потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «220 кВ и ниже» в процентах от суммарного отпуска электрической энергии из сети «220 кВ и ниже» по территории субъекта Российской Федерации *F* (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон), утвержденный Минэнерго России на месяц *m*. В случае если *F* соответствует объединению субъектов РФ, то норматив потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «220 кВ и ниже» в отношении объединения субъектов РФ *F* определяется как средневзвешенное со значениями суммарного отпуска электрической энергии из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК по уровню напряжения «220 кВ и ниже», значение нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «220 кВ и ниже» по территориям субъектов РФ, отнесенных к *F*. Указанные значения суммарного отпуска электрической энергии из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК по уровню напряжения «220 кВ и ниже», и нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «220 кВ и ниже» в отношении субъектов РФ утверждаются Минэнерго России.  *Примечание*. В случае если на момент проведения КО расчета отсутствуют утвержденные нормативы потерь электроэнергии при ее передаче по ЕНЭС на текущий период регулирования, то при проведении указанного расчета в отношении соответствующего расчетного периода применяются нормативы, утвержденные приказом уполномоченных министерств Российской Федерации на предшествующий период регулирования. В случае отсутствия в отношении одного или более субъектов РФ утвержденного приказом уполномоченных министерств Российской Федерации на текущий и предшествующий период регулирования норматива при проведении указанного расчета соответствующая величина норматива принимается равной нулю;  определяется в соответствии с п. 3.1.7 настоящего Регламента;  определяется в соответствии с п. 4.2.12 настоящего Регламента;  *F*, *F*1 – субъект РФ (за исключением субъектов РФ, по которым не установлены тарифы на компенсацию потерь для ФСК), в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F, F1* используется указанный энергорайон.  *z* – ценовая зона;  *m* – расчетный период, к которому отнесен час операционных суток *h*;  *h* – час операционных суток. |
| **9.2** | Расчет суммарного объема продажи электрической энергии ЦФР в отношении субъекта Российской Федерации участникам оптового рынка по договорам купли-продажи на покупку электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед [МВт•ч] – объем продажи электрической энергии в целях компенсации потерь в отношении субъекта Российской Федерации участникам оптового рынка по договорам купли-продажи на покупку электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, в отношении субъекта Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны *z* в час операционных суток *h.*  КО рассчитывает в соответствии с формулой:  ,  где [МВт∙ч] – величина плановых потерь электроэнергии в электрических сетях ФСК, относящихся к субъекту Российской Федерации *F*, учтенная в плановом балансе производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам оптового рынка, утвержденном Федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий за данный расчетный период;  определяется в соответствии с п. 3.1.7 настоящего Регламента;  *F*, *F*1 – субъект РФ (за исключением субъектов РФ, по которым не установлены тарифы на компенсацию потерь для ФСК), в случае если два и более субъектов РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F, F1* используется указанный энергорайон. | Расчет суммарного объема продажи электрической энергии ЦФР в отношении субъекта Российской Федерации участникам оптового рынка по договорам купли-продажи на покупку электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед [МВт•ч] – объем продажи электрической энергии в целях компенсации потерь в отношении субъекта Российской Федерации участникам оптового рынка по договорам купли-продажи на покупку электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, в отношении субъекта Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны *z* в час операционных суток *h.*  КО рассчитывает в соответствии с формулой:  ,  где – множество субъектов РФ (включая объединения субъектов РФ) в пределах ценовой зоны *z*, для каждого из которых одновременно выполнены следующие условия:   * для данного субъекта РФ КО рассчитывает почасовые величины фактических отпусков электрической энергии (в сальдированном выражении) из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК 330 кВ и выше или сетям ФСК 220 кВ и ниже, в соответствии с п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); * хотя бы одна из величин и не равна нулю.    – суммарный за месяц объем фактического отпуска электрической энергии в сальдированном выражении из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК 330 кВ и выше за расчетный месяц (*m-2)*, рассчитанный по каждому субъекту Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон) в пределах соответствующей ценовой зоны в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);   – суммарный за месяц объем фактического отпуска электрической энергии в сальдированном выражении из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК 220 кВ и ниже за расчетный месяц (*m-2)*, рассчитанный по каждому субъекту Российской Федерации *F* в пределах ценовой зоны (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон) в пределах соответствующей ценовой зоны в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – норматив потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «330 кВ и выше» в процентах от суммарного отпуска электрической энергии из сети «330 кВ и выше» по территории субъекта Российской Федерации *F* (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон), утвержденный Минэнерго России на месяц *m*;  – норматив потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «220 кВ и ниже» в процентах от суммарного отпуска электрической энергии из сети «220 кВ и ниже» по территории субъекта Российской Федерации *F* (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон), утвержденный Минэнерго России на месяц *m*. В случае если *F* соответствует объединению субъектов РФ, то норматив потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «220 кВ и ниже» в отношении объединения субъектов РФ *F* определяется как средневзвешенное со значениями суммарного отпуска электрической энергии из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК по уровню напряжения «220 кВ и ниже», значение нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «220 кВ и ниже» по территориям субъектов РФ, отнесенных к *F*. Указанные значения суммарного отпуска электрической энергии из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК по уровню напряжения «220 кВ и ниже», и нормативов потерь электрической энергии при ее передаче по ЕНЭС по уровню напряжения «220 кВ и ниже» в отношении субъектов РФ утверждаются Минэнерго России.  *Примечание*. В случае если на момент проведения КО расчета отсутствуют утвержденные нормативы потерь электроэнергии при ее передаче по ЕНЭС на текущий период регулирования, то при проведении указанного расчета в отношении соответствующего расчетного периода применяются нормативы, утвержденные приказом уполномоченных министерств Российской Федерации на предшествующий период регулирования. В случае отсутствия в отношении одного или более субъектов РФ утвержденного приказом уполномоченных министерств Российской Федерации на текущий и предшествующий период регулирования норматива при проведении указанного расчета соответствующая величина норматива принимается равной нулю;  определяется в соответствии с п. 3.1.7 настоящего Регламента;  определяется в соответствии с п. 4.2.12 настоящего Регламента;  *F*, *F*1 – субъект РФ (за исключением субъектов РФ, по которым не установлены тарифы на компенсацию потерь для ФСК), в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F, F1* используется указанный энергорайон;  *z* – ценовая зона;  *m* – расчетный период, к которому отнесен час операционных суток *h*;  *h* – час операционных суток. |

## Приложение № 1.4.7

|  |
| --- |
| **Дата вступления в силу:** 16 декабря 2016 года. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в СТАНДАРТНУЮ ФОРМУ РЕГУЛИРУЕМОГО ДОГОВОРА КУПЛИ-ПРОДАЖИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ ДЛЯ ЭНЕРГОСБЫТОВЫХ КОМПАНИЙ, ГАРАНТИРУЮЩИХ ПОСТАВЩИКОВ (ЭНЕРГОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ) ДЛЯ ПОСТАВКИ НАСЕЛЕНИЮ НА 2017 ГОД (Приложение № Д 1.32 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **2.4** | Обязательства по поставке/приему предусмотренного настоящим Договором количества электрической энергии всегда будут считаться исполненными исходя из общих принципов построения договорной системы оптового рынка, обусловленной Правилами оптового рынка, До-говорами о присоединении и регламентами оптового рынка:   * обязательства Продавца по поставке электрической энергии по настоящему Договору исполняются включением в плановое почасовое производство количества электрической энергии, продаваемой по настоящему Договору, и (или) покупкой соответствующего количества электрической энергиипо результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, и (или) в случаях, предусмотренных Правилами оптового рынка, Договорами о присоединении, по свободному (-ым) двустороннему (-им) договору (-ам) купли-продажи электрической энергии; * обязательства Покупателя по приему электрической энергии по настоящему Договору исполняются включением в плановое почасовое потребление уменьшенного на 3 % количества электрической энергии, покупаемой по настоящему Договору, и (или) продажей соответствующего количества электрической энергии(количество, предусмотренное настоящим Договором, минус увеличенное на 3 % количество, включенное в плановое почасовое потребление) по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, и (или) в случаях, предусмотренных Правилами оптового рынка, Договорами о присоединении, по свободному (-ым) двустороннему (-им) договору (-ам) купли-продажи электрической энергии. | Обязательства по поставке/приему предусмотренного настоящим Договором количества электрической энергии всегда будут считаться исполненными исходя из общих принципов построения договорной системы оптового рынка, обусловленной Правилами оптового рынка, Договорами о присоединении и регламентами оптового рынка.  Продавец осуществляет поставку электрической энергии Покупателю в объеме, определенном в соответствии с настоящим Договором, путем включения всего или части этого объема в свое плановое почасовое производство и приобретения оставшейся части этого объема на оптовом рынке. Для обеспечения поставки электрической энергии в объеме, определенном в соответствии с настоящим Договором и не включенном в плановое почасовое производство, Продавец покупает электрическую энергию в указанном объеме по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед и (или) в случаях, предусмотренных Правилами оптового рынка, Договорами о присоединении, по свободному (-ым) двустороннему (-им) договору (-ам) купли-продажи электрической энергии.  Объем электрической энергии, приобретенный Покупателем по настоящему Договору и не включенный в его плановое почасовое потребление, Покупатель продает в группах точек поставки Продавца по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед. |
| **3.1** | Количество электрической энергии и мощности, продаваемой по настоящему Договору, определяется Коммерческим оператором в порядке, предусмотренном Договором о присоединении.  Количество электрической энергии и мощности, продаваемой по настоящему Договору, рассчитанное Коммерческим оператором оптового рынка в результате предусмотренных Договором о присоединении и регламентами оптового рынка процедур, является тем количеством электрической энергии, которое Покупатель приобретает у Продавца в рамках исполнения обязательств по настоящему Договору.  В целях производства электрической энергии в объеме потерь количество электрической энергии, продаваемой по настоящему Договору, в соответствии с Правилами оптового рынка определяется с учетом увеличения на 3 процента. | Количество электрической энергии и мощности, продаваемой по настоящему Договору, определяется Коммерческим оператором в порядке, предусмотренном Договором о присоединении.  Количество электрической энергии и мощности, продаваемой по настоящему Договору, рассчитанное Коммерческим оператором оптового рынка в результате предусмотренных Договором о присоединении и регламентами оптового рынка процедур, является тем количеством электрической энергии, которое Покупатель приобретает у Продавца в рамках исполнения обязательств по настоящему Договору |

**Предложения по изменениям и дополнениям в СТАНДАРТНУЮ ФОРМУ РЕГУЛИРУЕМОГО ДОГОВОРА КУПЛИ-ПРОДАЖИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ ДЛЯ ГАРАНТИРУЮЩИХ ПОСТАВЩИКОВ, ЭНЕРГОСБЫТОВЫХ И ЭНЕРГОСНАБЖАЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ – УЧАСТНИКОВ ОПТОВОГО РЫНКА ДЛЯ ПОСТАВКИ В ОТДЕЛЬНЫХ ЧАСТЯХ ЦЕНОВЫХ ЗОН, ДЛЯ КОТОРЫХ УСТАНОВЛЕНЫ ОСОБЕННОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ОПТОВОГО И РОЗНИЧНЫХ РЫНКОВ, И ОРГАНИЗАЦИЙ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИХ ЭКСПОРТНО-ИМПОРТНЫЕ ОПЕРАЦИИ В ЧАСТИ ПОКУПКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ СЕВЕРНАЯ ОСЕТИЯ – АЛАНИЯ, НА 2017 ГОД (Приложение № Д 1.33 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **2.4** | Обязательства по поставке/приему предусмотренного настоящим Договором количества электрической энергии всегда будут считаться исполненными исходя из общих принципов построения договорной системы оптового рынка, обусловленной Правилами оптового рынка, Договорами о присоединении и регламентами оптового рынка:   * обязательства Продавца по поставке электрической энергии по настоящему Договору исполняются включением в плановое почасовое производство количества электрической энергии, продаваемой по настоящему Договору, и (или) покупкой соответствующего количества электрической энергиипо результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, и (или) в случаях, предусмотренных Правилами оптового рынка, Договорами о присоединении, по свободному (-ым) двустороннему (-им) договору (-ам) купли-продажи электрической энергии; * обязательства Покупателя по приему электрической энергии по настоящему Договору исполняются включением в плановое почасовое потребление уменьшенного на 3 % количества электрической энергии, покупаемой по настоящему Договору, и (или) продажей соответствующего количества электрической энергии(количество, предусмотренное настоящим Договором, минус увеличенное на 3 % количество, включенное в плановое почасовое потребление) по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, и (или) в случаях, предусмотренных Правилами оптового рынка, Договорами о присоединении, по свободному (-ым) двустороннему (-им) договору (-ам) купли-продажи электрической энергии. | Обязательства по поставке/приему предусмотренного настоящим Договором количества электрической энергии всегда будут считаться исполненными исходя из общих принципов построения договорной системы оптового рынка, обусловленной Правилами оптового рынка, Договорами о присоединении и регламентами оптового рынка.  Продавец осуществляет поставку электрической энергии Покупателю в объеме, определенном в соответствии с настоящим Договором, путем включения всего или части этого объема в свое плановое почасовое производство и приобретения оставшейся части этого объема на оптовом рынке. Для обеспечения поставки электрической энергии в объеме, определенном в соответствии с настоящим Договором и не включенном в плановое почасовое производство, Продавец покупает электрическую энергию в указанном объеме по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед и (или) в случаях, предусмотренных Правилами оптового рынка, Договорами о присоединении, по свободному (-ым) двустороннему (-им) договору (-ам) купли-продажи электрической энергии.  Объем электрической энергии, приобретенный Покупателем по настоящему Договору и не включенный в его плановое почасовое потребление, Покупатель продает в группах точек поставки Продавца по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед. |
| **3.1** | Количество электрической энергии и мощности, продаваемой по настоящему Договору, определяется Коммерческим оператором в порядке, предусмотренном Договором о присоединении.  Количество электрической энергии и мощности, продаваемой по настоящему Договору, рассчитанное Коммерческим оператором оптового рынка в результате предусмотренных Договором о присоединении и регламентами оптового рынка процедур, является тем количеством электрической энергии, которое Покупатель приобретает у Продавца в рамках исполнения обязательств по настоящему Договору.  В целях производства электрической энергии в объеме потерь количество электрической энергии, продаваемой по настоящему Договору, в соответствии с Правилами оптового рынка определяется с учетом увеличения на 3 процента. | Количество электрической энергии и мощности, продаваемой по настоящему Договору, определяется Коммерческим оператором в порядке, предусмотренном Договором о присоединении.  Количество электрической энергии и мощности, продаваемой по настоящему Договору, рассчитанное Коммерческим оператором оптового рынка в результате предусмотренных Договором о присоединении и регламентами оптового рынка процедур, является тем количеством электрической энергии, которое Покупатель приобретает у Продавца в рамках исполнения обязательств по настоящему Договору |

1. Потери активной мощности  по ветви  в час  операционных суток, представленной в расчетной модели, определяются Коммерческим оператором на основе параметров сформированного электрического режима по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед и определения торгового графика по формуле (закон Ома):

   , где согласно Приложению 2 к настоящему регламенту:

    – модуль напряжения в узле *k* в час *t* ;  – активное сопротивление ветви ;  – реактивное сопротивление ветви ;  – активная проводимости ветви ;  – реактивная проводимости ветви .

   [↑](#footnote-ref-1)
2. В том числе нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях РСК по территории субъектов РФ, не учтенных в доле расчетных нагрузочных потерь электроэнергии в электрических сетях РСК по территории субъекта РФ в суммарном плановом почасовом потреблении участников оптового рынка, отнесенном на отпуск из сетей. [↑](#footnote-ref-2)