**I.4. Изменения, связанные с уточнением положений Договора о присоединении к торговой системе оптового рынка и регламентов оптового рынка в связи с отнесением неценовых зон Дальнего Востока, Архангельской области, Республики Коми к ценовым зонам оптового рынка**

**Приложение № 1.4**

|  |
| --- |
| **Инициатор:** Ассоциация «НП Совет рынка».  **Обоснование:** необходимо привести регламенты оптового рынка в соответствие с проектом постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам установления особенностей функционирования оптового и розничных рынков электрической энергии и мощности на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка».  **Дата вступления в силу:** с даты вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам установления особенностей функционирования оптового и розничных рынков электрической энергии и мощности на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка». |

**Предложения по изменениям и дополнениям в** **РЕГЛАМЕНТ** **ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ УЧАСТНИКОВ ОПТОВОГО РЫНКА** **НА ТЕРРИТОРИИ НЕЦЕНОВЫХ ЗОН (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемые изменения**  (изменения выделены цветом) |
| **1.1** | **1.1 Предмет**  Настоящий Регламент регулирует особенности отношений и действия регламентов оптового рынка электроэнергии (мощности) в рамках неценовых зон и связанных:   1. с подачей уведомлений Системному оператору о плановом почасовом потреблении в отношении ГТП потребления и ГТП экспорта и уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования в ГТП генерации и ГТП импорта; 2. формированием диспетчерского графика и управлением электроэнергетическими режимами; 3. определением плановых объемов производства/потребления электроэнергии на оптовом рынке; 4. расчетом плановых объемов и стоимости покупки/продажи электроэнергии в/из ценовых зон оптового рынка; 5. определением объемов, инициатив и составляющих величин отклонений, а также стоимости отклонений; 6. расчетом выбора состава включенного генерирующего оборудования и генерирующего оборудования, находящегося в резерве (далее – ВСВГО),   между Системным оператором, Советом рынка, Коммерческим оператором и участниками оптового рынка электроэнергии, чьи ГТП расположены на территории неценовых зон оптового рынка. | **1.1 Предмет**  Настоящий Регламент регулирует особенности отношений и действия регламентов оптового рынка электроэнергии (мощности) в рамках неценовых зон и связанных:   1. с подачей уведомлений Системному оператору о плановом почасовом потреблении в отношении ГТП потребления и ГТП экспорта и уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования в ГТП генерации и ГТП импорта; 2. формированием диспетчерского графика и управлением электроэнергетическими режимами; 3. определением плановых объемов производства/потребления электроэнергии на оптовом рынке; 4. расчетом плановых объемов и стоимости покупки/продажи электроэнергии в/из ценовых зон оптового рынка; 5. определением объемов, инициатив и составляющих величин отклонений, а также стоимости отклонений;   между Системным оператором, Советом рынка, Коммерческим оператором и участниками оптового рынка электроэнергии, чьи ГТП расположены на территории неценовых зон оптового рынка. |
| **1.2** | **1.2 Сфера действия**  Положения настоящего Регламента распространяются:   * + - * 1. на участников оптового рынка, чьи ГТП расположены на территории неценовых зон оптового рынка;         2. владельцев объектов электрических сетей;         3. Федеральную сетевую компанию;         4. Системного оператора;         5. Совет рынка;         6. Коммерческого оператора.   В рамках настоящего Регламента под временем неценовой зоны понимается Московское ― для неценовой зоны Архангельской области, неценовой зоны Республики Коми и Калининградской области, Хабаровское (мск. +7 часов) ― для второй неценовой зоны оптового рынка. | **1.2 Сфера действия**  Положения настоящего Регламента распространяются:   * + - * 1. на участников оптового рынка, чьи ГТП расположены на территории неценовых зон оптового рынка;         2. владельцев объектов электрических сетей;         3. Федеральную сетевую компанию;         4. Системного оператора;         5. Совет рынка;         6. Коммерческого оператора.   В рамках настоящего Регламента под временем неценовой зоны понимается московское время. |
| **1.3** | **Перечень индексов, используемых в настоящем Регламенте**  |  |  | | --- | --- | | **Индекс** | **Расшифровка** | | *z* | зона | | *z = 1* | территория неценовой зоны Архангельской области | | *z = 2* | объединение территорий неценовой зоны Дальнего Востока (Амурская область, Приморский край, Хабаровский край, Еврейская автономная область, Республика Саха (Якутия), за исключением территорий, технологически не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами) | | *z = 3* | территория неценовой зоны Калининградской области | | *z = 4* | территория неценовой зоны Республики Коми | | *m* | расчетный период | | *i* | участник ОРЭМ или ФСК | | *q* | ГТП генерации участника ОРЭМ | | *q(имп)* | ГТП импорта участника ОРЭМ | | *s* | станция участника ОРЭМ | | *p* | ГТП потребления участника ОРЭМ, ГТП потребления поставщика, относящаяся к станции *s* | | *p(эксп)* | ГТП экспорта участника ОРЭМ | | *k* | сечение экспорта-импорта участника ОРЭМ | | *b* | блок-станция, соответствующая ГТП потребления *p*, согласно п. 3.3 *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*) | | *h* | операционный час в расчетном периоде *m* | | *F* | субъект РФ (или совокупность субъектов РФ) | | *D* | договор купли-продажи (ДД – двусторонний договор, ДДД – долгосрочный двусторонний договор) | | **Перечень индексов, используемых в настоящем Регламенте**  |  |  | | --- | --- | | **Индекс** | **Расшифровка** | | *z* | зона | | *z = 3* | территория неценовой зоны Калининградской области | | *m* | расчетный период | | *i* | участник ОРЭМ или ФСК | | *q* | ГТП генерации участника ОРЭМ | | *q(имп)* | ГТП импорта участника ОРЭМ | | *s* | станция участника ОРЭМ | | *p* | ГТП потребления участника ОРЭМ, ГТП потребления поставщика, относящаяся к станции *s* | | *p(эксп)* | ГТП экспорта участника ОРЭМ | | *k* | сечение экспорта-импорта участника ОРЭМ | | *b* | блок-станция, соответствующая ГТП потребления *p*, согласно п. 3.3 *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*) | | *h* | операционный час в расчетном периоде *m* | | *F* | субъект РФ (или совокупность субъектов РФ) | | *D* | договор купли-продажи (ДД – двусторонний договор) | |
| **2.1** | **2.1 Допуск участников оптового рынка, чье генерирующее или электропотребляющее оборудование находится на территории неценовой зоны Архангельской области и неценовой зоны Республики Коми**  Допуск участников оптового рынка, ГТП которых расположены на территории неценовой зоны Архангельской области (далее – НЦЗА) и неценовой зоны Республики Коми (далее – НЦЗК), осуществляется в сроки и с выполнением всех процедур, предусмотренных *Регламентом допуска к торговой системе оптового рынка* (Приложение № 1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | **Удалить пункт 2.1** |
| **2.2** | **2.2 Регистрация ГТП участников оптового рынка, чье генерирующее или электропотребляющее оборудование находится на территории второй неценовой зоны**  Допуск участников оптового рынка, ГТП которых расположены на территории второй неценовой зоны, осуществляется в сроки и с выполнением всех процедур, предусмотренных Регламентом допуска к торговой системе оптового рынка (Приложение № 1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) с учетом следующих особенностей.  Для гарантирующих поставщиков (энергосбытовых организаций) –участников оптового рынка регистрируется не менее одной ГТП потребления на территории каждого субъекта Российской Федерации, в котором расположено энергопринимающее оборудование потребителей, обслуживаемых указанной организацией по договору энергоснабжения.  Поставщики электрической энергии в отношении генерирующего оборудования электрических станций, выведенных на оптовый рынок, регистрируют ГТП генерации и ГТП потребления поставщика.  Для участников оптового рынка второй неценовой зоны, расположенных на границе со второй ценовой зоной, ГТП потребления состоит из основного энергорайона на территории второй неценовой зоны и внезонального энергорайона (далее ― ВЭ), в отношении которого покупка электрической энергии осуществляется во второй ценовой зоне.  Для участников оптового рынка второй ценовой зоны, расположенных на границе со второй неценовой зоной, ГТП потребления состоит из основного энергорайона на территории второй ценовой зоны и ВЭ, для покрытия потребления которого выработка электрической энергии осуществляется во второй неценовой зоне.  Для учета объемов экспортно-импортных поставок регистрируются сечения экспорта-импорта, а также соответствующие им ГТП экспорта и ГТП импорта.  Для организации, исполняющей в соответствии с п. 170 Правил оптового рынка, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172, функции единого закупщика (ЕЗ) – ПАО «Дальневосточная энергетическая компания», группы точек поставки регистрируются в общем порядке. | **Удалить пункт 2.2** |
| **3.2.2** | 3.2.2 Уведомление о плановом почасовом потреблении электроэнергии в отношении ГТП потребления или ВЭ должно удовлетворять требованиям, указанным в п. 4.1.2 Регламента подачи уведомлений участниками оптового рынка (Приложение № 4 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка). | **Удалить пункт 3.2.2** |
| **3.2.3** | Уведомление о плановом почасовом потреблении электроэнергии является основанием для составления Системным оператором прогнозного диспетчерского графика в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), с учетом следующих особенностей:уведомления о плановом почасовом потреблении участников оптового рынка, ГТП которых отнесены к неценовым зонам оптового рынка (НЦЗА, НЦЗК, второй неценовой зоне и Калининградской области), подаются СО в отношении каждой ГТП потребления на часовой интервал;участники оптового рынка в отношении ГТП потребления, расположенных в неценовых зонах оптового рынка, обязаны подать уведомление о плановом почасовом потреблении Системному оператору в порядке, установленном *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), с установлением времени закрытия ворот для приема уведомлений о плановом почасовом потреблении от участников оптового рынка:в отношении ГТП, расположенных на территории НЦЗА и НЦЗК на 8 часов 30 минут по времени первой ценовой зоны торговых суток (суток Х-1)в отношении ГТП, расположенных в Калининградской области на 8 часов 30 минут по времени первой ценовой зоны торговых суток (суток Х-1);в отношении ГТП, расположенных на территории второй неценовой зоны, на 10 часов 00 минут по времени второй неценовой зоны торговых суток (суток Х-1). | Уведомление о плановом почасовом потреблении электроэнергии является основанием для составления Системным оператором прогнозного диспетчерского графика в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), с учетом следующих особенностей:а) уведомления о плановом почасовом потреблении участников оптового рынка, ГТП которых отнесены к неценовой зоне Калининградской области, подаются СО в отношении каждой ГТП потребления на часовой интервал;б) участники оптового рынка в отношении ГТП потребления, расположенных в неценовой зоне Калининградской области, обязаны подать уведомление о плановом почасовом потреблении Системному оператору в порядке, установленном *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), с установлением времени закрытия ворот для приема уведомлений о плановом почасовом потреблении от участников оптового рынка на 8 часов 30 минут по московскому времени торговых суток (суток *Х*-1). |
| **3.2.5** | 3.2.5 В случае если в ГТП потребления участника оптового рынка, отнесенную ко второй ценовой зоне, и (или) в ГТП потребления участника оптового рынка, отнесенную ко второй неценовой зоне, входит ВЭ, который содержит узлы, работающие изолированно от соответствующей энергосистемы (ценовой/неценовой зоны), участник оптового рынка обязан отдельно заявлять величины планового почасового потребления по основному (неизолированному) энергорайону и совокупности узлов, работающих изолированно от соответствующей энергосистемы (ВЭ), в соответствии с требованиями настоящего Регламента с указанием времени соответствующей зоны. | **Удалить пункт 3.2.5** |
| **3.2.6** | Если ГТП потребления участника оптового рынка, отнесенная ко второй ценовой зоне, включает ВЭ, который содержит узлы временно электрически изолированные от второй ценовой зоны и работающие синхронно со второй неценовой зоной, участник оптового рынка в отношении объемов потребления указанных узлов ВЭ должен подать отдельное уведомление о максимальном почасовом объеме потребления электрической энергии на сайт ОРЭМ СО до 3 часов 00 минут по московскому времени (10 часов 00 минут по хабаровскому времени) торговых суток (суток *Х*-1), которое учитывает объемы электроэнергии, определенные в подпункте 4 п. 4.1.2 *Регламента подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). В таком случае объемы потребления узлов, работающих изолированно от второй ценовой зоны (ВЭ второй ценовой зоны), в уведомлениях о максимальном почасовом объеме потребления электрической энергии, подаваемых на сайт ОРЭМ СО, должны соответствовать объемам потребления в уведомлении, поданном в соответствии с п. 3.2.5 настоящего Регламента, в отношении совокупности узлов, работающих изолированно от второй ценовой зоны. | **Удалить пункт 3.2.6** |
| **3.2.7** | 3.2.7 Если ГТП потребления участника оптового рынка, отнесенная ко второй неценовой зоне, включает ВЭ, который содержит узлы временно электрически изолированные от второй неценовой зоны и работающие синхронно со второй ценовой зоной, участник оптового рынка в отношении объемов потребления указанных узлов ВЭ должен подать отдельное уведомление о плановом почасовом потреблении на сайт ОРЭМ СО до 8 часов 30 минут по времени второй ценовой зоны торговых суток (суток *Х*-1), которое учитывает объемы электроэнергии, определенные в подпункте 4 п. 4.1.2 *Регламента подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). В таком случае объемы потребления узлов, работающих изолированно от второй неценовой зоны (ВЭ второй неценовой зоны), в уведомлениях о прогнозном почасовом объеме потребления электрической энергии, подаваемых на сайт ОРЭМ СО, должны соответствовать объемам потребления в уведомлении, поданном в соответствии с п. 3.2.5 настоящего Регламента, в отношении совокупности узлов, работающих изолированно от второй неценовой зоны. | **Удавить пункт 3.2.7** |
| **3.4** | **3.4 Подача уведомлений о предварительных плановых объемах перетока в сечениях экспорта-импорта в целях экспортно-импортной деятельности на территории второй неценовой зоны и Калининградской области** | **3.4 Подача уведомлений о предварительных плановых объемах перетока в сечениях экспорта-импорта в целях экспортно-импортной деятельности на территории Калининградской области** |
| **3.4.1** | 3.4.1 Уведомления о предварительных плановых почасовых объемах перетока электроэнергии в сечениях экспорта-импорта в рамках второй неценовой зоны на каждый час операционных суток должны подаваться Держателем договоров о параллельной работе в отношении каждого сечения экспорта-импорта до 10 часов 00 минут по времени второй неценовой зоны торговых суток (сутки *Х*- 1). | **Удалить пункт 3.4.1** |
| **4.2.3** | **Добавить пункт 4.2.3., включая подпункты 4.2.3.1 и 4.2.3.2** | **4.2.3. Особенности формирования ПДГ и ДДГ в неценовой зоне на территории Калининградской области**  4.2.3.1. СО определяет прогнозную величину общих суммарных потерь в сети ФСК с учетом суммарного объема потерь, заявленного участником оптового рынка − потребителем, расположенным на территории Калининградской области. При формировании ПДГ/ДДГ СО, в первую очередь, формирует плановый график по ГТП генерации, отнесенным к Калининградской области, тогда как плановые объемы перетока в ГТП экспорта/импорта определяются как разность суммарного объема потребления и суммарного объема генерации на электрических станциях, расположенных на территории Калининградской области.  При формировании ПДГ/ДДГ в отношении объектов генерации, относящихся к неценовой зоне на территории Калининградской области, СО осуществляет загрузку генерирующего оборудования с учетом следующих приоритетов:   1. в первую очередь осуществляется загрузка генерирующих единиц, обеспечивающих системную надежность; 2. во вторую очередь осуществляется загрузка гидроэлектростанции; 3. в третью очередь осуществляется загрузка тепловых электростанций в объеме производства электрической энергии, соответствующем техническому минимуму и технологическому минимуму по РГЕ, обусловленному работой в теплофикационном режиме; 4. в четвертую очередь осуществляется загрузка генерирующего оборудования на объемы, которые не были включены в предыдущие приоритетные группы.   4.2.3.2. В процессе актуализации расчетной модели проводится поузловое разнесение величины общих суммарных потерь и определение в результате расчета ее составляющих − условно-постоянных потерь и нагрузочных.  Общие суммарные потери в сетях ФСК в субъекте РФ *F* определяются в соответствии с формулой (4):  .(4) |
| **4.4.1** | 4.4.1 Величина планового почасового потребления по каждой ГТП потребления участника оптового рынка, расположенной на территории НЦЗА или НЦЗК, равна величине, указанной в уведомлении о плановом почасовом потреблении участника оптового рынка, переданного СО в соответствии с п. 3.2 настоящего Регламента, с учетом особенностей п. 4.2.1 настоящего Регламента. | **Удалить пункт 4.4.1** |
| **4.4.3** | 4.4.3 Величина планового почасового потребления по каждой ГТП потребления участника оптового рынка, расположенной на территории второй неценовой зоны, равна значению величин, указанных в уведомлениях о плановом почасовом потреблении участника оптового рынка, поданных в отношении одного операционного часа и переданного СО в соответствии с п. 3.2 настоящего Регламента, с учетом особенностей п. 4.1.3.3 настоящего Регламента. | **Удалить пункт 4.4.3** |
| **4.4.4** | 4.4.4 Величина планового почасового потребления в узлах, временно электрически изолированных от второй неценовой зоны и работающих синхронно со второй ценовой зоной, отнесенных к ГТП потребления участников оптового рынка, расположенных на территории второй неценовой зоны, равна значению суммарного поузлового потребления, указанного в отношении рассматриваемых узлов Системным оператором в актуализированной расчетной модели РСВ: | **Удалить пункт 4.4.4** |
| **4.5.1** | Участник оптового рынка, в отношении которого на оптовом рынке зарегистрирована ГТП потребления поставщика, имеет право заявить величину планового почасового потребления в ГТП потребления поставщика на сайт ОРЭМ СО:  ― для ГТП потребления, отнесенных к неценовой зоне Архангельской области, неценовой зоне Республики Коми и неценовой зоне Калининградской области – до 8 часов 30 минут по времени первой ценовой зоны торговых суток (сутки Х-1);  ― для ГТП потребления, отнесенных ко второй неценовой зоне – до 10 часов 00 минут по времени второй неценовой зоны торговых суток (сутки Х-1). | Участник оптового рынка, в отношении которого на оптовом рынке зарегистрирована ГТП потребления поставщика, имеет право заявить величину планового почасового потребления в ГТП потребления поставщика на сайт ОРЭМ СО до 8 часов 30 минут по московскому времени. |
| **4.6** | **4.6 Определение плановых почасовых объемов перетока электроэнергии в сечениях экспорта-импорта в рамках второй неценовой зоны и Калининградской области**   1. Плановые почасовые объемы перетока электроэнергии в сечениях экспорта-импорта для Калининградской области и второй неценовой зоны определяются СО в рамках процедуры планирования диспетчерского графика с учетом уведомлений, представленных Держателем договоров о параллельной работе. Значения, фактически включенные СО в плановый диспетчерский график, доводятся:  * до Держателя договоров о параллельной работе − до 12 часов 30 минут московского времени по неценовой зоне Калининградской области и до 9 часов 00 минут московского времени (16 часов 00 минут хабаровского времени) торговых суток – по второй неценовой зоне; * до КО − в порядке и сроки, установленные соглашением о взаимодействии между СО и КО. | **4.6 Определение плановых почасовых объемов перетока электроэнергии в сечениях экспорта-импорта в Калининградской области**   1. Плановые почасовые объемы перетока электроэнергии в сечениях экспорта-импорта для Калининградской области определяются СО в рамках процедуры планирования диспетчерского графика с учетом уведомлений, представленных Держателем договоров о параллельной работе. Значения, фактически включенные СО в плановый диспетчерский график, доводятся:  * до Держателя договоров о параллельной работе − до 12 часов 30 минут московского времени;  до КО − в порядке и сроки, установленные соглашением о взаимодействии между СО и КО. |
| **4.9** | **4.9 Определение величины планового физического небаланса по неценовым зонам**  Величина планового физического небаланса для НЦЗА, НЦЗК и Калининградской области рассчитывается в соответствии с формулой:  .  Величина планового физического небаланса для второй неценовой зоны рассчитывается в соответствии с формулой:  *.* | **4.9 Определение величины планового физического небаланса по неценовой зоне**  Величина планового физического небаланса для неценовой зоны Калининградской области рассчитывается в соответствии с формулой:  . |
| **5.1** | **5.1 Механизмы торговли электроэнергией и мощностью на территории неценовой зоны Архангельской области и неценовой зоны Республики Коми**  Участники оптового рынка в отношении ГТП потребления и ГТП генерации, расположенных на территории НЦЗА или НЦЗК, осуществляют куплю-продажу электроэнергии (мощности) по границе с ценовой зоной, в том числе по точкам поставки, располагающимся на электрических сетях, принадлежащих на праве собственности или ином законном основании организации по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью, с использованием механизмов:  **…**  Участники оптового рынка в отношении ГТП потребления и ГТП генерации, расположенных на территории НЦЗА или НЦЗК, могут заключать *Двусторонние договоры купли-продажи электрической энергии на территориях субъектов Российской Федерации, не объединенных в ценовые зоны оптового рынка*, в соответствии с Приложением № Д 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка* в порядке, определенном разделом 6 настоящего Регламента. | **Удалить пункт 5.1** |
| **5.3** | **5.3 Механизмы торговли электроэнергией и мощностью на территории второй неценовой зоны**  Участники оптового рынка в отношении ГТП потребления, ГТП экспорта, ГТП импорта и ГТП генерации, которые отнесены к территории второй неценовой зоны, в части объемов покупки/продажи электроэнергии не по границе с ценовой зоной оптового рынка осуществляют куплю-продажу электроэнергии и мощности:  **…**  Участники оптового рынка в отношении ГТП потребления и ГТП генерации, расположенных на территории второй неценовой зоны, могут заключать долгосрочные двусторонние договоры купли-продажи электроэнергии и мощности, производимых на генерирующих объектах, которые не были включены в прогнозный баланс на 2010 год, и потребляемых энергопринимающими устройствами, введенными в эксплуатацию не ранее 1 января 2011 г. (далее – долгосрочные двусторонние договоры), в порядке, определенном приложением 6 к настоящему Регламенту. | **Удалить пункт 5.3** |
| **5.4** | **5.4 Определение объема электрической энергии для авансовых платежей**  Объем электрической энергии для авансовых платежей определяется исходя из объемов поставки (покупки) электрической энергии, учтенных в соответствующем расчетном месяце в Сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической энергии и мощности в рамках единой энергетической системы России (далее – сводный прогнозный баланс):  …  – объемы покупки электрической энергии участников оптового рынка *i* неценовой зоны Дальнего Востока и неценовой зоны Калининградской области, в том числе участников оптового рынка, в отношении электростанций которых сальдо-переток электрической энергии в плановом режиме был учтен как положительная (потребляющая) величина, для определения авансовых платежей:  = ,  = ,  – объемы покупки электрической энергии участников оптового рынка *i* неценовой зоны Архангельской области и неценовой зоны Республики Коми, в том числе участников оптового рынка, в отношении электростанций которых сальдо-переток электрической энергии в плановом режиме был учтен как положительная (потребляющая) величина для определения авансовых платежей:  ,  = ,  где  – доля небаланса сальдо-перетока электроэнергии, приходящаяся на участника оптового рынка *i* в субъекте РФ *F*, чьи ГТП потребления отнесены к территориям неценовой зоны Архангельской области *z* и неценовой зоны Республики Коми *z*, определенная КО в отношении расчетного месяца *m* текущего периода регулирования.  Величина  определяется КО в соответствии с формулой:  ,  где ,  – определенный КО небаланс сальдо-перетока электрической энергии по неценовой зоне Архангельской области *z* и неценовой зоне Республики Коми *z* в месяце *m*;  – объемы покупки электроэнергии для ФСК для определения авансовых платежей:  = ,  – объем покупки электроэнергии, указанный в Сводном прогнозном балансе («потери в сетях ЕНЭС», в секции «электропотребление») для расчетного месяца *m* в текущем периоде регулирования для ФСК;  – суммарный объем покупки электроэнергии, указанный в Сводном прогнозном балансе («электропотребление без потерь ЕНЭС», в графе «опт») для расчетного месяца *m* в текущем периоде регулирования в отношении ГТП потребления участника оптового рынка *i* в субъекте РФ *F*, с использованием которых у такого участника есть право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке в расчетном месяце *m* (в т.ч. ГТП экспорта («сальдо-переток без потерь ЕНЭС»)), отнесенных к территориям, объединенным в неценовые зоны оптового рынка;  – величина, определяемая в соответствии с формулой:  .  В случае если в Сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической энергии и мощности в рамках Единой энергетической системы России, утвержденном ФАС России, отсутствуют объемы покупки (продажи) электрической энергии («сальдо-переток без потерь ЕНЭС», «опт») в отношении ГТП экспорта (импорта) в субъекте РФ *F*, то соответствующая величина () для организации, осуществляющей экспортно-импортные операции, принимается равной нулю.  В случае если на момент определения авансовых требований для поставщика в отношении одной ГТП генерации, зарегистрированной в отношении генерирующего оборудования станции *s*, в сводном прогнозном балансе в соответствующем календарном месяце установлено две или более величины сальдо-перетока электрической энергии, КО для определения авансовых требований по поставке электрической энергии суммирует величины, установленные в сводном прогнозном балансе для такой ГТП генерации поставщика в соответствующем календарном месяце.  В расчете объемов электрической энергии для авансовых платежей учитываются только ГТП генерации (за исключением указанных в настоящем пункте) (ГТП импорта) и потребления (ГТП экспорта), в отношении которых участником оптового рынка получено право участия в торговле электрической энергией и мощностью в отношении расчетного месяца *m*.  В отношении ГТП генерации генерирующих объектов электростанций, построенных и введенных в эксплуатацию на территории неценовых зон, в том числе генерирующих объектов тепловых электростанций, подлежащих модернизации (реконструкции) или строительству в неценовых зонах оптового рынка в соответствии с перечнем таких объектов, утвержденным распоряжением Правительства Российской Федерации в соответствии с пунктом 170(1) Правил оптового рынка, расчет объемов электрической энергии для авансовых платежей в отношении расчетного месяца, начиная с которого получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью с использованием указанных ГТП генерации, не производится.  В случае если субъектом оптового рынка начиная с расчетного месяца *m* получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью с использованием зарегистрированных (зарегистрированной) ГТП генерации в отношении генерирующего оборудования станции, ранее принадлежавшего другому участнику оптового рынка, то указанная станция не учитывается при расчете авансовых обязательств/требований за расчетный месяц *m*. | **5.4 Определение объема электрической энергии для авансовых платежей**  Объем электрической энергии для авансовых платежей определяется исходя из объемов поставки (покупки) электрической энергии, учтенных в соответствующем расчетном месяце в Сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической энергии и мощности в рамках единой энергетической системы России (далее – сводный прогнозный баланс):  …  – объемы покупки электрической энергии участников оптового рынка *i* неценовой зоны Калининградской области, в том числе участников оптового рынка, в отношении электростанций которых сальдо-переток электрической энергии в плановом режиме был учтен как положительная (потребляющая) величина, для определения авансовых платежей:  = ,  = ,  – объемы покупки электроэнергии для ФСК для определения авансовых платежей:  = ,  – объем покупки электроэнергии, указанный в Сводном прогнозном балансе («потери в сетях ЕНЭС», в секции «электропотребление») для расчетного месяца *m* в текущем периоде регулирования для ФСК;  – суммарный объем покупки электроэнергии, указанный в Сводном прогнозном балансе («электропотребление без потерь ЕНЭС», в графе «опт») для расчетного месяца *m* в текущем периоде регулирования в отношении ГТП потребления участника оптового рынка *i* в субъекте РФ *F*, с использованием которых у такого участника есть право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке в расчетном месяце *m* (в т.ч. ГТП экспорта («сальдо-переток без потерь ЕНЭС»)), отнесенных к территориям, объединенным в неценовые зоны оптового рынка;  – величина, определяемая в соответствии с формулой:  .  В случае если в Сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической энергии и мощности в рамках Единой энергетической системы России, утвержденном ФАС России, отсутствуют объемы покупки (продажи) электрической энергии («сальдо-переток без потерь ЕНЭС», «опт») в отношении ГТП экспорта (импорта) в субъекте РФ *F*, то соответствующая величина () для организации, осуществляющей экспортно-импортные операции, принимается равной нулю.  В случае если на момент определения авансовых требований для поставщика в отношении одной ГТП генерации, зарегистрированной в отношении генерирующего оборудования станции *s*, в сводном прогнозном балансе в соответствующем календарном месяце установлено две или более величины сальдо-перетока электрической энергии, КО для определения авансовых требований по поставке электрической энергии суммирует величины, установленные в сводном прогнозном балансе для такой ГТП генерации поставщика в соответствующем календарном месяце.  В расчете объемов электрической энергии для авансовых платежей учитываются только ГТП генерации (за исключением указанных в настоящем пункте) (ГТП импорта) и потребления (ГТП экспорта), в отношении которых участником оптового рынка получено право участия в торговле электрической энергией и мощностью в отношении расчетного месяца *m*.  В случае если субъектом оптового рынка начиная с расчетного месяца *m* получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью с использованием зарегистрированных (зарегистрированной) ГТП генерации в отношении генерирующего оборудования станции, ранее принадлежавшего другому участнику оптового рынка, то указанная станция не учитывается при расчете авансовых обязательств/требований за расчетный месяц *m*. |
| **6.2.2.1** | 6.2.2.1 Двусторонние договоры должны соответствовать следующим требованиям:   * Цена двустороннего договора не может превышать минимальную величину из предельного уровня регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию, реализуемую по двусторонним договорам на территории неценовых зон, установленных ФАС России, и увеличенного в два раза тарифа на электрическую энергию  (), установленного для поставщика электрической энергии по указанному договору, определенного в пункте 9.1 настоящего Регламента в отношении периода поставки по двустороннему договору. В случае если двусторонний договор заключен в отношении двух или более станций поставщика, то указанное условие должно выполняться для цен, указанных в отношении каждой из таких станций. В случае если в отношении станции поставщика в соответствии с пунктом 9.1 настоящего Регламента определено более одной ставки на электрическую энергию , то указанное условие должно выполняться для каждой из указанных ставок. * Двусторонний договор заключается в соответствии со стандартной формой двустороннего договора (Приложение № Д 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). * Двусторонние договоры могут заключаться только в отношении поставок электрической энергии. * Указанные в двустороннем договоре ГТП генерации (импорта), Станция (Станции) и ГТП потребления (экспорта) должны относиться к одной НЦЗ. * Указанное сторонами значение приоритета корректировки по двустороннему договору должно являться натуральным числом. Для договора, заключенного в отношении двух или более станций поставщика, указывается одно значение приоритета корректировки по указанному договору. * В случае если в отношении ГТП потребления (экспорта), в соответствии с условиями настоящего пункта, заключен пакет договоров с сокращением, то в отношении всех договоров, объединенных в указанный пакет договоров, может быть указано одно и то же значение приоритета корректировки. В остальных случаях указанное сторонами значение приоритета корректировки по договору не может совпадать со значениями приоритета корректировки по иным двусторонним договорам купли-продажи электрической энергии на территории неценовых зон, заключенных в отношении указанных в договоре Станции, ГТП генерации (импорта) или ГТП потребления (экспорта) и зарегистрированным ранее КО в отношении указанного в двустороннем договоре периода поставки. * В двустороннем договоре должно содержаться условие, что расчеты по обязательствам, возникшим в соответствии с подписанным двусторонним договором, исполняются через счета, открытые в уполномоченной кредитной организации. * Двусторонний договор должен быть подписан уполномоченными лицами Покупателя и Продавца. * Указанные в двустороннем договоре ГТП генерации не могут включать в себя генерирующие объекты тепловых электростанций, включенные в [перечень](consultantplus://offline/ref=D9ADF5FC48BFFB3533CE65059B14B54ED415ED36AD6284981224F94542C3A2E4DBED6FC18CB3BFC98330EC3B5BABE1DFE3C51A5476B03495a8OFK) генерирующих объектов тепловых электростанций, подлежащих модернизации (реконструкции) или строительству в неценовых зонах оптового рынка, утвержденный распоряжением Правительства Российской Федерации в соответствии с пунктом 170(1) Правил оптового рынка (далее – перечень генерирующих объектов в неценовых зонах), в течение периода, равного 180 месяцам с даты начала поставки мощности такими генерирующими объектами, установленной соответствующим решением Правительства Российской Федерации. | 6.2.2.1 Двусторонние договоры должны соответствовать следующим требованиям:   * Цена двустороннего договора не может превышать минимальную величину из предельного уровня регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию, реализуемую по двусторонним договорам на территории неценовых зон, установленных ФАС России, и увеличенного в два раза тарифа на электрическую энергию  (), установленного для поставщика электрической энергии по указанному договору, определенного в пункте 9.1 настоящего Регламента в отношении периода поставки по двустороннему договору. В случае если двусторонний договор заключен в отношении двух или более станций поставщика, то указанное условие должно выполняться для цен, указанных в отношении каждой из таких станций. В случае если в отношении станции поставщика в соответствии с пунктом 9.1 настоящего Регламента определено более одной ставки на электрическую энергию , то указанное условие должно выполняться для каждой из указанных ставок. * Двусторонний договор заключается в соответствии со стандартной формой двустороннего договора (Приложение № Д 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). * Двусторонние договоры могут заключаться только в отношении поставок электрической энергии. * Указанные в двустороннем договоре ГТП генерации (импорта), Станция (Станции) и ГТП потребления (экспорта) должны относиться к одной НЦЗ. * Указанное сторонами значение приоритета корректировки по двустороннему договору должно являться натуральным числом. Для договора, заключенного в отношении двух или более станций поставщика, указывается одно значение приоритета корректировки по указанному договору. * В случае если в отношении ГТП потребления (экспорта), в соответствии с условиями настоящего пункта, заключен пакет договоров с сокращением, то в отношении всех договоров, объединенных в указанный пакет договоров, может быть указано одно и то же значение приоритета корректировки. В остальных случаях указанное сторонами значение приоритета корректировки по договору не может совпадать со значениями приоритета корректировки по иным двусторонним договорам купли-продажи электрической энергии на территории неценовых зон, заключенных в отношении указанных в договоре Станции, ГТП генерации (импорта) или ГТП потребления (экспорта) и зарегистрированным ранее КО в отношении указанного в двустороннем договоре периода поставки. * В двустороннем договоре должно содержаться условие, что расчеты по обязательствам, возникшим в соответствии с подписанным двусторонним договором, исполняются через счета, открытые в уполномоченной кредитной организации. * Двусторонний договор должен быть подписан уполномоченными лицами Покупателя и Продавца. |
| **6.2.3.6** | 6.2.3.6. В случае если заявление на регистрацию двустороннего договора, подписанного участниками оптового рынка, НЕ соответствует требованиям, указанным в пунктах 6.2.1, 6.2.2, 6.2.3.1–6.2.3.3 настоящего Регламента, в том числе в случае отсутствия на момент подачи заявления на регистрацию двустороннего тарифа на электрическую энергию (), установленного для поставщика электрической энергии по указанному договору в отношении периода поставки по двустороннему договору и определенного в пункте 9.1 настоящего Регламента, и (или) включения в перечень ГТП генерации (импорта) по двустороннему договору ГТП генерации, включенных в перечень генерирующих объектов в неценовых зонах, срок поставки мощности с использованием которых не превышает 180 месяцев с даты, указанной в перечне генерирующих объектов в неценовых зонах,то КО не регистрирует указанный двусторонний договор и направляет соответствующее уведомление об отказе в регистрации двустороннего договора с указанием причин. | 6.2.3.6. В случае если заявление на регистрацию двустороннего договора, подписанного участниками оптового рынка, НЕ соответствует требованиям, указанным в пунктах 6.2.1, 6.2.2, 6.2.3.1–6.2.3.3 настоящего Регламента, в том числе в случае отсутствия на момент подачи заявления на регистрацию двустороннего тарифа на электрическую энергию (), установленного для поставщика электрической энергии по указанному договору в отношении периода поставки по двустороннему договору и определенного в пункте 9.1 настоящего Регламента, то КО не регистрирует указанный двусторонний договор и направляет соответствующее уведомление об отказе в регистрации двустороннего договора с указанием причин. |
| **6.4** | **6.4. Расчет допустимого объема потребления (экспорта) по двусторонним договорам**  Коммерческий оператор производит расчет допустимого объема потребления, необходимого для определения объема покупки по двусторонним договорам в ГТП потребления *p* или ГТП экспорта *p(эксп)* (совокупности ГТП экспорта, в случае если в отношении указанных ГТП экспорта зарегистрирован единый двусторонний договор), в соответствии со следующей формулой:  .  В случае если покупка договорного объема двустороннего договора осуществляется в отношении ГТП потребления *p*, то объем плановой и фактической покупки определяется следующим образом**:**  − объем плановой покупки по двустороннему договору:  ;  − объем фактической покупки по двустороннему договору:  .  При этом величины и определяются для участников первой и четвертой неценовых зон в соответствии с п. 12 настоящего Регламента. При этом для участников второй неценовой зоны вместо указанных величин необходимо использовать следующие величины , также определенные в соответствии с п. 12 настоящего Регламента.  В случае если покупка договорного объема двустороннего договора осуществляется в отношении ГТП экспорта *p(эксп)*, то объем плановой и фактической покупки определяется следующим образом:  − объем плановой покупки по двустороннему договору:  ;  − объем фактической покупки по двустороннему договору:  .  Где величины:  –согласованный плановый объем перетока по сечению экспорта импорта *k*, определенный в соответствии с п. 4 и п. 8 настоящего Регламента.  , определяются в соответствии с п. 2 *Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | **6.4. Расчет допустимого объема потребления (экспорта) по двусторонним договорам**  Коммерческий оператор производит расчет допустимого объема потребления, необходимого для определения объема покупки по двусторонним договорам в ГТП потребления *p* или ГТП экспорта *p(эксп)* (совокупности ГТП экспорта, в случае если в отношении указанных ГТП экспорта зарегистрирован единый двусторонний договор), в соответствии со следующей формулой:  .  В случае если покупка договорного объема двустороннего договора осуществляется в отношении ГТП потребления *p*, то объем плановой и фактической покупки определяется следующим образом**:**  − объем плановой покупки по двустороннему договору:  ;  − объем фактической покупки по двустороннему договору:  .  В случае если покупка договорного объема двустороннего договора осуществляется в отношении ГТП экспорта *p(эксп)*, то объем плановой и фактической покупки определяется следующим образом:  − объем плановой покупки по двустороннему договору:  ;  − объем фактической покупки по двустороннему договору:  .  Где величины:  –согласованный плановый объем перетока по сечению экспорта импорта *k*, определенный в соответствии с п. 4 и п. 8 настоящего Регламента.  , определяются в соответствии с п. 2 *Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |
| **6.5** | **6.5. Расчет допустимого объема генерации (импорта) по двусторонним договорам**  Коммерческий оператор производит расчет допустимого объема генерации, необходимого для определения объема продажи по двусторонним договорам в отношении станции *s* или ГТП импорта *q(имп),* в соответствии со следующей формулой:  .  Для расчета величины в отношении станции необходимо определить:  − объем плановой продажи по ГТП генерации *q*, принадлежащих указанной станции *s* по двустороннему договору:  ;  − объем фактической продажи по ГТП генерации *q*, принадлежащих указанной станции *s* по двустороннему договору:  .  При этом величины и , определяются для участников первой и четвертой неценовых зон в соответствии с п. 12 настоящего Регламента. При этом для участников второй неценовой зоны вместо указанных величин необходимо использовать следующие величины, также определенные в соответствии с п. 12 настоящего Регламента: .  Величина и определяется в соответствии с п. 7 настоящего Регламента.  −фактический объем производства электрической энергии в ГТП генерации в час *h*, определяемый в соответствии с п. 11 настоящего Регламента*.*  −величина фактического объема потребления в ГТП потребления поставщика *p* в час *h*, определяемый в соответствии с п. 11 настоящего Регламента.  Для расчета величины в отношении ГТП импорта необходимо определить:  − объем плановой продажи ГТП импорта *q(имп)* по двустороннему договору:  −объем фактической продажи ГТП импорта *q(имп)* по двустороннему договору:  .  При этом:  **–** согласованный плановый объем перетока по сечению экспорта импорта *k*, определенный в соответствии с п. 4 настоящего Регламента;  – фактический объем перетока электроэнергии в сечении экспорта-импорта *k* в час *h*, определяемый в соответствии с п. 11 настоящего Регламента. | **6.5. Расчет допустимого объема генерации (импорта) по двусторонним договорам**  Коммерческий оператор производит расчет допустимого объема генерации, необходимого для определения объема продажи по двусторонним договорам в отношении станции *s* или ГТП импорта *q(имп),* в соответствии со следующей формулой:  .  Для расчета величины в отношении станции необходимо определить:  − объем плановой продажи по ГТП генерации *q*, принадлежащих указанной станции *s* по двустороннему договору:  ;  − объем фактической продажи по ГТП генерации *q*, принадлежащих указанной станции *s* по двустороннему договору:  .  −фактический объем производства электрической энергии в ГТП генерации в час *h*, определяемый в соответствии с п. 11 настоящего Регламента*.*  −величина фактического объема потребления в ГТП потребления поставщика *p* в час *h*, определяемый в соответствии с п. 11 настоящего Регламента.  Для расчета величины в отношении ГТП импорта необходимо определить:  − объем плановой продажи ГТП импорта *q(имп)* по двустороннему договору:  −объем фактической продажи ГТП импорта *q(имп)* по двустороннему договору:  .  При этом:  **–** согласованный плановый объем перетока по сечению экспорта импорта *k*, определенный в соответствии с п. 4 настоящего Регламента;  – фактический объем перетока электроэнергии в сечении экспорта-импорта *k* в час *h*, определяемый в соответствии с п. 11 настоящего Регламента. |
| **7** | 7. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛАНОВЫХ ОБЪЕМОВ ПОКУПКИ/ПРОДАЖИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО ГРАНИЦЕ С ЦЕНОВОЙ ЗОНОЙ**Особенности определения плановых объемов покупки/продажи электрической энергии по границе с ценовой зоной для участников оптового рынка, чьи ГТП расположены на территории неценовой зоны Архангельской области и неценовой зоны Республики Коми**КО рассчитывает почасовые величины планового перетока электрической энергии из первой ценовой зоны в каждую из неценовых зон НЦЗА и НЦЗК следующим образом:…7.1.6 В случае если переток электрической энергии направлен из соответствующей неценовой зоны в первую ценовую зону (<0) то КО определяет объемы продажи электроэнергии в РСВ по границе с ценовой зоной для участников оптового рынка – поставщиков электроэнергии, определенных в соответствии со сводным прогнозным балансом ФАС, ГТП которых отнесены к соответствующей неценовой зоне, пропорционально объемам планового почасового производства в ГТП генерации указанных участников, уменьшенных на величину собственных нужд, к реализации по тарифу на электроэнергию, утвержденному ФАС России: | **Удалить раздел 7, включая пункты 7.1, 7.1.1, 7.1.2, 7.1.3, 7.1.4, 7.1.5, 7.1.6** |
| **7.2** | **7.2 Особенности определения плановых объемов покупки/продажи электрической энергии по границе с ценовой зоной для участников оптового рынка, чьи ГТП расположены на территории второй неценовой зоны** 7.2.1. Участник оптового рынка, осуществляющий покупку электроэнергии по границе с ценовой зоной, ГТП потребления которого расположена на территории Амурской области и включает ВЭ, покупает по границе с ценовой зоной объем электроэнергии, составляющий величину планового почасового потребления указанного внезонального энергорайона , определенную в соответствии с пунктом 4.4.4, увеличенную на объем перетока электрической энергии из второй ценовой зоны во вторую неценовую зону (за исключением перетока электрической энергии в изолированные узлы второй неценовой зоны, работающие синхронно со второй ценовой зоной):…7.2.2. Объем планового почасового производства, приходящегося на переток между второй неценовой зоной и ценовой зоной, продаваемый поставщиками, функционирующими во второй неценовой зоне, путем участия в торговле электрической энергией по результатам конкурентного отбора заявок на сутки вперед…− в случае если в отношении ГТП генерации определен нулевой объем , при этом , то для указанной ГТП генерации определяется величина продажи электроэнергии для покрытия потребления ВЭ . | **Удалить пункт 7.2, включая подпункты 7.2.1. и 7.2.2.** |
| **8.1** | **8.1 Информация, используемая КО для расчета предварительных плановых объемов покупки/продажи электроэнергии****Объемные характеристики:** − почасовой объем покупки, заявленный в уведомлении о плановом почасовом потреблении Системному оператору;  − почасовой объем покупки электроэнергии в РСВ по границе с ценовой зоной, определяемый в соответствии с п. 7 настоящегоРегламента*;*  − сумма плановых почасовых объемов производства электроэнергии в ГТП генерации *q*, зарегистрированной за данным участником оптового рынка;  − почасовой объем производства блок-станций;  − плановое значение перетока по сечению импорта/экспорта;  **−** объем электроэнергии покрывающий потребление ВЭ, определенный в соответствии с п. 7 настоящего Регламента;  − объем электроэнергии, покупаемый по всем двусторонним договорам, принадлежащим ГТП потребления (экспорта *p(эксп)* *p* в час *h*, определенный в соответствии с п. 6 настоящего Регламента; − объем электроэнергии, продаваемый по всем двухсторонним договорам, принадлежащим ГТП генерации (ГТП импорта q(имп) q в час h определенный в соответствии с п. 6 настоящего Регламента. | **8.1 Информация, используемая КО для расчета предварительных плановых объемов покупки/продажи электроэнергии****Объемные характеристики:** − почасовой объем покупки, заявленный в уведомлении о плановом почасовом потреблении Системному оператору;  − сумма плановых почасовых объемов производства электроэнергии в ГТП генерации *q*, зарегистрированной за данным участником оптового рынка;  − почасовой объем производства блок-станций;  − плановое значение перетока по сечению импорта/экспорта;  − объем электроэнергии, покупаемый по всем двусторонним договорам, принадлежащим ГТП потребления (экспорта *p(эксп)* *p* в час *h*, определенный в соответствии с п. 6 настоящего Регламента; |
| **8.2.1** | 8.2.1. Для участников оптового рынка – гарантирующих поставщиков, энергосбытовых (энергоснабжающих) организаций, ГТП потребления которых отнесены к соответствующей неценовой зоне, КО в целях расчета предварительной стоимости определяет предварительную плановую почасовую величину объема покупки электрической энергии в отношении ГТП потребления по договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ (в отношении ГТП, зарегистрированных за организацией, исполняющей функции Единого закупщика во второй неценовой зоне, - по договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ), в соответствии с приведенной ниже формулой: . | 8.2.1. Для участников оптового рынка – гарантирующих поставщиков, энергосбытовых (энергоснабжающих) организаций, ГТП потребления которых отнесены к соответствующей неценовой зоне, КО в целях расчета предварительной стоимости определяет предварительную плановую почасовую величину объема покупки электрической энергии в отношении ГТП потребления по договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ в соответствии с приведенной ниже формулой:  . |
| **8.2.3** | 8.2.3. Для ФСК, в отношении линий, отнесенных к НЦЗА, НЦЗК и Калининградской области, КО в целях расчета предварительной стоимости определяет предварительный почасовой объем электроэнергии для целей компенсации потерь, приобретаемый по договору купли-продажи электрической энергии в НЦЗ: , где величина  определяется в соответствии с п. 4.9 настоящего Регламента.  Для ФСК в отношении линий, отнесенных ко второй неценовой зоне, КО в целях расчета предварительной стоимости определяет предварительный почасовой объем электроэнергии для целей компенсации потерь, приобретаемый по договору купли-продажи электрической энергии в НЦЗ: , где величина  определяется в соответствии с п. 4.9 настоящего Регламента.  Рассчитанная величина округляется, суммарная ошибка округления по зоне относится на час с максимальным значением . | 8.2.3. Для ФСК, в отношении линий, отнесенных к Калининградской области, КО в целях расчета предварительной стоимости определяет предварительный почасовой объем электроэнергии для целей компенсации потерь, приобретаемый по договору купли-продажи электрической энергии в НЦЗ: , где величина  определяется в соответствии с п. 4.9 настоящего Регламента. |
| **8.2.4** | 8.2.4. Для участников оптового рынка, осуществляющих экспортно-импортную деятельность на территории второй неценовой зоны, а также Калининградской области, в отношении которых зарегистрированы ГТП экспорта и ГТП импорта, КО в целях расчета плановой стоимости определяет предварительные плановые почасовые объемы покупки электроэнергии в отношении ГТП экспорта по договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ в соответствии с приведенной ниже формулой:  ,  где − плановый почасовой объем перетока электроэнергии в Калининградскую область или во вторую неценовую зону в сечениях экспорта-импорта, определенный в соответствии с п. 4 настоящего Регламента. | 8.2.4. Для участников оптового рынка, осуществляющих экспортно-импортную деятельность на территории Калининградской области, в отношении которых зарегистрированы ГТП экспорта и ГТП импорта, КО в целях расчета плановой стоимости определяет предварительные плановые почасовые объемы покупки электроэнергии в отношении ГТП экспорта по договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ в соответствии с приведенной ниже формулой:  ,  где − плановый почасовой объем перетока электроэнергии в Калининградскую область в сечениях экспорта-импорта, определенный в соответствии с п. 4 настоящего Регламента. |
| **8.3.1** | 8.3.1. Для участников оптового рынка, осуществляющих экспортно-импортную деятельность на территории второй неценовой зоны, а также на территории Калининградской области, в отношении которых зарегистрированы ГТП экспорта и ГТП импорта, КО в целях расчета плановой стоимости определяет предварительные плановые почасовые объемы продажи электроэнергии в отношении ГТП импорта по договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ – для второй неценовой зоны и договорам комиссии НЦЗ - для Калининградской области в соответствии с приведенной ниже формулой:  ,  где − плановый почасовой объем перетока электроэнергии из Калининградской области или из второй неценовой зоны в сечениях экспорта-импорта, определенный в соответствии с п. 4 настоящего Регламента. | 8.3.1. Для участников оптового рынка, осуществляющих экспортно-импортную деятельность на территории Калининградской области, в отношении которых зарегистрированы ГТП экспорта и ГТП импорта, КО в целях расчета плановой стоимости определяет предварительные плановые почасовые объемы продажи электроэнергии в отношении ГТП импорта по договорам комиссии НЦЗ в соответствии с приведенной ниже формулой:  ,  где − плановый почасовой объем перетока электроэнергии из Калининградской области в сечениях экспорта-импорта, определенный в соответствии с п. 4 настоящего Регламента. |
| **8.3.2** | 8.3.2. Для участников оптового рынка – поставщиков электрической энергии и мощности, ГТП генерации которых отнесены к соответствующей неценовой зоне, КО в целях расчета плановой стоимости определяет предварительные плановые почасовые объемы продажи электроэнергии в отношении ГТП генерации по договорам комиссии НЦЗ - для неценовых зон Архангельской области, Калининградской области и Республики Коми и по договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ – для второй неценовой зоны), в соответствии с приведенной ниже формулой:  ,  где  ирассчитываются в соответствии с п. 7 настоящего Регламента.  В случае если для всех ГТП генерации величина  равна нулю, то величина планового почасового потребления в ГТП потребления поставщика  распределяется КО пропорционально установленной мощности в указанных ГТП генерации. | 8.3.2. Для участников оптового рынка – поставщиков электрической энергии и мощности, ГТП генерации которых отнесены к соответствующей неценовой зоне, КО в целях расчета плановой стоимости определяет предварительные плановые почасовые объемы продажи электроэнергии в отношении ГТП генерации по договорам комиссии НЦЗ в соответствии с приведенной ниже формулой:  ,0)  В случае если для всех ГТП генерации величина  равна нулю, то величина планового почасового потребления в ГТП потребления поставщика  распределяется КО пропорционально установленной мощности в указанных ГТП генерации. |
| **9.1** | **9.1. Информация, используемая КО для расчета стоимости единицы электроэнергии, определенной исходя из тарифов поставщиков в неценовых зонах оптового рынка****Объемные характеристики:** – предварительный объем покупки электрической энергии в отношении ГТП потребления (экспорта) по договору купли-продажи электрической энергии в НЦЗ (в отношении ГТП, зарегистрированных за организацией, исполняющей функции единого закупщика, – по договору купли-продажи электрической энергии для ЕЗ) в объеме ППП, запланированный для данного участника оптового рынка в прогнозном балансе ФАС, приведенный к часу *h* дляГТП *x* и рассчитываемый в соответствии с формулой:  .  Рассчитанная величина округляется по правилам математического округления. Если величина превышает объем , то объем  вычитается из величины  в часе *h1* с максимальным значением . Если при этом значение  в рассматриваемый час *h1* оказывается меньше значения , то величина  принимается равной нулю, а нераспределенный объем  вычитается из величины  в часе *h2* с максимальным значением из оставшихся . В случае если значение  превышает значение , то указанный итерационный процесс повторяется для часа с максимальным значением  среди оставшихся часов до полного распределения объема  по часам месяца *m*.  Для ФСК ,  *―* предварительный плановый почасовой объем покупки (экспорта) в отношении ГТП *x* по договору купли-продажи электрической энергии в НЦЗ (в отношении ГТП, зарегистрированных за организацией, исполняющей функции единого закупщика - по договору купли-продажи электрической энергии для ЕЗ), определенный в соответствии с п. 8 настоящего Регламента;  *―* величина планового почасового потребления для ГТП *x*, определенная в соответствии с п. 4 настоящего Регламента;  ― объем электрической энергии, запланированный в отношении ГТП х участника i субъекта РФ F неценовой зоны z в месяце m в прогнозном балансе ФАС. В случае если объем потребления электроэнергии не определен в прогнозном балансе ФАС, величина  принимается равной нулю. В случае если участник оптового рынка находится на территории нескольких субъектов РФ и при этом в отношении данного участника зарегистрированы несколько ГТП потребления, для которых в прогнозном балансе ФАС запланированы объемы электроэнергии по совокупности указанных ГТП, то величина определяется как сумма балансовых величин по субъектам РФ *(F),* распределенная по ГТП потребления пропорционально фактическому потреблению по данным коммерческого учета . В случае если в прогнозном балансе ФАС России объемы потребления (экспорта) электрической энергии определены суммарно в отношении нескольких ГТП потребления (экспорта) участника оптового рынка, то величина  () определяется пропорционально фактическому потреблению в каждой из указанных ГТП потребления (экспорта) в соответствии с формулой:  - для ГТП потребления    где суммирование осуществляется по тем ГТП потребления участника оптового рынка, в отношении которых балансовый объем потребления электрической энергии определен суммарно;  N – число рассматриваемых ГТП потребления участника оптового рынка, в отношении которых балансовый объем потребления электрической энергии определен суммарно  *―* для ГТП экспорта  , где  – объем электрической энергии, запланированный в прогнозном балансе суммарно в отношении рассматриваемых ГТП потребления; – объем электрической энергии, запланированный в прогнозном балансе суммарно в отношении рассматриваемых ГТП экспорта. – предварительный объем покупки электрической энергии в отношении ГТП потребления (экспорта) по договору купли-продажи электрической энергии в НЦЗ (в отношении ГТП, зарегистрированных за организацией, исполняющей функции единого закупщика, – по договору купли-продажи электрической энергии для ЕЗ) в объеме превышения суммарного за расчетный период объема планового почасового потребления электрической энергии над объемом электрической энергии, запланированным для данного участника *i* оптового рынка в Сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической энергии в рамках единой энергетической системы России(далее ― прогнозный баланс ФАС), приведенный к часу *h* в разрезе ГТП *x* и рассчитываемый в соответствии с формулой:  ,  Для ФСК ,  где *―* предварительный плановый почасовой объем покупки электроэнергии ФСК для целей компенсации потерь, определенный в соответствии с разделом  8 настоящего Регламента.  ― объем планового почасового потребления населения в ГТП потребления p участника i неценовой зоны z, который рассчитывается по формуле:   * 1. в случае если в прогнозном балансе ФАС объемы потребления электрической энергии (мощности) населением указаны отдельно по каждой ГТП участника оптового рынка, то:   ,  где  [млн кВт•ч] – объем потребления электрической энергии населением, предусмотренный для ГТП *p* участника *i* субъекта РФ *F* неценовой зоны *z* прогнозным балансом ФАС на соответствующий месяц *m* (округляется до 4 (четырех) знаков после запятой). В случае если объем потребления электроэнергии населением не определен в прогнозном балансе ФАС, величина  принимается равной нулю.  При этом КО рассчитывает коэффициент , отражающий долю потребления электрической энергии населением в объемах покупки участником *i* в отношении ГТП потребления *p* на оптовом рынке, на основании объемов, запланированных в прогнозном балансе ФАС для соответствующего месяца *m*, по формуле:  .  В случае если или объем покупки для участника *i* в отношении ГТП p отсутствует в прогнозном балансе ФАС,  для данного участника полагается равным нулю.   * 1. в случае если в прогнозном балансе ФАС объемы потребления электрической энергии (мощности) населением определены совокупно по участнику оптового рынка без указания ГТП, то:   .  [млн кВт•ч] – объем потребления электрической энергии населением, предусмотренный для участника *i* субъекта РФ *F* неценовой зоны *z* прогнозным балансом ФАС на соответствующий месяц *m* (округляется до 4 (четырех) знаков после запятой). В случае если объем потребления электроэнергии населением не определен в прогнозном балансе ФАС, величина  принимается равной нулю.  *Примечание*. В случае если участник оптового рынка *i* осуществляет функции гарантирующего поставщика в отношении ГТП потребления *p(ГП)* и при этом за указанным участником зарегистрирована (зарегистрированы) ГТП потребления *p(ЭСК)*, в отношении которой (которых) рассматриваемый участник является энергосбытовой (энергоснабжающей) организацией, то для указанных ГТП потребления *p(ЭСК)*: .  Для ГТП потребления *p(ГП)*, в отношении которой (которых) рассматриваемый участник оптового рынка является гарантирующим поставщиком, величина  определяется в соответствии с формулой:  *.*  Кроме того, КО рассчитывает коэффициент , отражающий долю потребления электрической энергии населением в объемах покупки участником i в отношении ГТП потребления p на оптовом рынке, на основании объемов, запланированных в прогнозном балансе ФАС для соответствующего месяца m, рассчитываемый по формуле:  .  При этом в случае, если или объем покупки для участника *i* отсутствует в прогнозном балансе ФАС,  для данного участника полагается равным нулю.  Кроме того, в случае если участник оптового рынка *i* осуществляет функции гарантирующего поставщика в отношении ГТП потребления *p(ГП)* и при этом за указанным участником зарегистрирована (зарегистрированы) ГТП потребления *p(ЭСК)*, в отношении которой (которых) рассматриваемый участник является энергосбытовой (энергоснабжающей) организацией, то для указанной (указанных) ГТП потребления *p(ЭСК)*:  .  **Ценовые характеристики:**  [руб./кВт∙ч] ― цена, используемая для определения стоимости покупки электроэнергии, равная:   * утвержденной ФАС индикативной цене на электрическую энергию для покупателей ― субъектов оптового рынка электрической энергии (мощности) на территориях неценовых зон оптового рынка в отношении ГТП потребления (в т. ч. в отношении ГТП потребления поставщиков); * утвержденному ФАС тарифу на электрическую энергию, приобретаемую в неценовых зонах оптового рынка по регулируемым ценам (тарифам) в целях экспорта в электроэнергетические системы иностранных государств, в отношении ГТП экспорта;   Примечание. В случае если федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов не утвержден тариф на электрическую энергию в отношении ГТП экспорта, КО для целей финансовых расчетов для участников оптового рынка, осуществляющих экспортно-импортные операции, величину  полагает равной: для территории неценовой зоны Дальнего Востока − индикативной цене на электроэнергию, утвержденной ФАС России для субъекта Российской Федерации, по границе которого зарегистрирована ГТП экспорта;для территории неценовой зоны Калининградской области − средневзвешенной цене (тарифу) на электрическую энергию, поставляемую в неценовых зонах оптового рынка, генераторов зоны, по объемам электроэнергии, указанным в сводном прогнозном балансе для соответствующего расчетного периода. Рассчитанная величина  округляется до 5 (пяти) знаков после запятой. Примечание. В случае существования ГТП потребления p, расположенной на территории двух и более субъектов РФ F, в отношении которых приняты различные тарифно-балансовые решения , рассчитывается как средневзвешенная величина индикативных цен  по годовым объемам покупки электроэнергии, определенным в прогнозном балансе ФАС на текущий период регулирования:  ’  где  [млн кВт•ч] ― годовой объем электроэнергии, указанный в прогнозном балансе ФАС на текущий период регулирования (округляется до 2 (двух) знаков после запятой):   * «электропотребление без потерь ЕНЭС», «опт» ― для участников оптового рынка – покупателей электроэнергии в субъектах РФ F в соответствии с прогнозным балансом ФАС; * «сальдо-переток без потерь ЕНЭС», «опт» ― для участников оптового рынка - поставщиков электроэнергии в субъектах РФ F в соответствии с прогнозным балансом ФАС в случае, если сальдо-переток электрической энергии по электрической станции участника оптового рынка учтен как положительная (потребляющая) величина в прогнозном балансе ФАС; * «потери в сетях ЕНЭС» в секции «электропотребление» – для ФСК в субъектах РФ F.   = 1 год.  При этом величины  округляются до 5 (пяти) знаков после запятой, а расчетная величина  округляется до 11 (одиннадцати) знаков после запятой.  () [руб./кВт•ч] ― тариф, используемый для определения стоимости продажи электроэнергии в отношении станции s (ГТП импорта), равный:   * утвержденной ФАС цене (тарифу) на электрическую энергию, поставляемую в неценовых зонах оптового рынка в отношении станции s (ГТП генерации q, отнесенной к электростанции s, – в случае если в отношении электростанции s установлено более одной ставки на электрическую энергию).   Примечание. Для поставщиков электроэнергии, ГТП генерации которых расположены на территории второй неценовой зоны, осуществляющих производство электроэнергии на тепловых электрических станциях (за исключением генерирующих объектов тепловых электростанций, включенных в [перечень](consultantplus://offline/ref=D9ADF5FC48BFFB3533CE65059B14B54ED415ED36AD6284981224F94542C3A2E4DBED6FC18CB3BFC98330EC3B5BABE1DFE3C51A5476B03495a8OFK) генерирующих объектов тепловых электростанций, подлежащих модернизации (реконструкции) или строительству в неценовых зонах оптового рынка, утвержденный распоряжением Правительства Российской Федерации в соответствии с пунктом 170(1) Правил оптового рынка (далее – перечень генерирующих объектов в неценовых зонах), в течение 180 месяцев с даты начала поставки мощности, указанной в [перечне](consultantplus://offline/ref=E55175B74A69F24BEC6D73260FD1E52C59EB4713A5474C0B7215EAC4D07391CFADD3FBF681E416D67C1509D66D585937D501D6470221BCC3IEY6J) генерирующих объектов в неценовых зонах, а в случае наступления даты начала поставки электрической энергии ранее указанного срока, такой срок увеличивается на соответствующий период),  равен цене (тарифу), утвержденной ФАС России и определенной на уровне средневзвешенной величины по всем включенным в прогнозный баланс ФАС объемам производства электрической энергии на тепловых электростанциях соответствующего участника оптового рынка в соответствии с приказом ФАС России.  В случае если субъектом оптового рынка *i* получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью с использованием зарегистрированных (зарегистрированной) ГТП генерации в отношении генерирующего оборудования тепловой станции *s* (за исключением генерирующих объектов тепловых электростанций, включенных в [перечень](consultantplus://offline/ref=386CF33AC32C1165A137D67C514A2BD79EE3EDC45C0C1DCBEE61DB9359C469E4A43327DD9709840F4A869BDB240B77F1D593515CB5F6AE48p6U8J) генерирующих объектов в неценовых зонах, в течение 180 месяцев с даты начала поставки мощности, указанной в [перечне](consultantplus://offline/ref=E55175B74A69F24BEC6D73260FD1E52C59EB4713A5474C0B7215EAC4D07391CFADD3FBF681E416D67C1509D66D585937D501D6470221BCC3IEY6J) генерирующих объектов в неценовых зонах, а в случае наступления даты начала поставки электрической энергии ранее указанного срока, такой срок увеличивается на соответствующий период) на территории второй неценовой зоны, ранее принадлежавшего другому участнику оптового рынка *j*, и при этом ФАС России в отношении участника оптового рынка *i* не установлен тариф, используемый для определения стоимости продажи электроэнергии на оптовом рынке в отношении указанной станции *s*, то в качестве тарифа используется регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию, установленная ФАС России для участника оптового рынка *j*, на уровне средневзвешенной величины по всем включенным в прогнозный баланс объемам производства электрической энергии на тепловых электростанциях, с использованием которых указанный поставщик *j* участвовал в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке.  В случае если ФАС России не установлен тариф на электрическую энергию в отношении генерирующих объектов тепловых электростанций, включенных в [перечень](consultantplus://offline/ref=386CF33AC32C1165A137D67C514A2BD79EE3EDC45C0C1DCBEE61DB9359C469E4A43327DD9709840F4A869BDB240B77F1D593515CB5F6AE48p6U8J) генерирующих объектов в неценовых зонах, то  принимается равным цене (тарифу), утвержденной ФАС России и определенной на уровне средневзвешенной величины по всем включенным в прогнозный баланс ФАС России объемам производства электрической энергии на тепловых электростанциях соответствующего участника оптового рынка в соответствии с приказом ФАС России;  ▪ утвержденному ФАС тарифу на электрическую энергию, поставляемую на территорию неценовых зон из энергосистем иностранных государств.  Примечание. В случае если федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов не утвержден тариф на электрическую энергию в отношении ГТП импорта, КО для целей финансовых расчетов для участников оптового рынка, осуществляющих экспортно-импортные операции, величину  полагает равной:  ,  Суммирование осуществляется только по тем ГТП генерации, для которых на момент расчета в соответствии с условиями настоящего пункта определен тариф  в отношении расчетного месяца *m,*  где t = 1 год;  ― цена, используемая для определения стоимости покупки электроэнергии для участника ОРЭМ *i* в субъекте РФ *F* неценовой зоны *z*, определенная в соответствии с настоящим разделом;  [млн кВт•ч] – объем электроэнергии, указанный в прогнозном балансе ФАС для текущего периода регулирования («электропотребление без потерь ЕНЭС», «опт» ― для участников оптового рынка – покупателей электроэнергии *i* в субъектах РФ *F* по прогнозному балансу ФАС) в отношении ГТП потребления *p*, принадлежащей неценовой зоне *z* (округляется до 2 (двух) знаков после запятой);  ― тариф, используемый для определения стоимости продажи электроэнергии в отношении станции *s* неценовой зоны *z* (ГТП генерации *q*, отнесенной к электростанции *s*, – в случае если в отношении электростанции *s* установлено более одной ставки на электрическую энергию).  Рассчитанная величина  округляется до 5 (пяти) знаков после запятой.  [млн кВт•ч] – объем электроэнергии, указанный в прогнозном балансе ФАС для текущего периода регулирования («сальдо-переток без потерь ЕНЭС», «опт» ― для участников оптового рынка – поставщиков электроэнергии *i* в субъектах РФ *F* по прогнозному балансу ФАС) в отношении ГТП генерации *q*, отнесенной кстанции *s*, принадлежащей неценовой зоне *z*, или в отношении множества ГТП генерации, отнесенных к станции *s*, – в случае если в прогнозном балансе указанный объем электроэнергии установлен совокупно для указанного множества ГТП генерации) (округляется до 2 (двух) знаков после запятой).  В случае если в отношении ГТП генерации, зарегистрированной в отношении генерирующего оборудования станции *s*, в сводном прогнозном балансе в соответствующем календарном месяце установлено две или более величины сальдо-перетока электрической энергии, то КО суммирует величины, установленные в сводном прогнозном балансе для такой ГТП генерации поставщика в соответствующем календарном месяце.  Примечание. В случае если ФАС утверждены различные тарифы на электроэнергию в отношении станций участника оптового рынка i, а в прогнозном балансе ФАС указан объем сальдо-перетока электроэнергии суммарно для  совокупности станций участника оптового рынка i, то для расчета средневзвешенного тарифа поставщиков используется  ценовой параметр на поставку электроэнергии для данной совокупности станций участника оптового рынка i,  рассчитанный как среднее арифметическое из всех тарифов на электроэнергию станций участника оптового рынка i, принадлежащих данной совокупности;   * в отношении генерирующих объектов тепловых электростанций, предусмотренных [перечнем](consultantplus://offline/ref=44D263B584E9BC435446A5CE55E3363CEFD8D8679CDC3C9A4CCD08353545559191B248C37D9FDFDFPDXCN) генерирующих объектов тепловых электростанций, подлежащих строительству на территории субъекта Российской Федерации, не имеющего административных границ с другими субъектами Российской Федерации и не относящегося к территориям островов, – Калининградской области, утвержденным распоряжением Правительства Российской Федерации от 20 октября 2015 г. № 2098-р, построенных и введенных в эксплуатацию на территории Калининградской области, величина  определяется в отношении расчетного месяца *m* в соответствии с приложением 130 к *Регламенту финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).   В период проведения испытаний и (или) комплексного опробования до даты предоставления права участия в торговле электрической энергией и (или) мощностью на оптовом рынке с использованием ГТП генерации, включающей вновь вводимое генерирующее оборудование станции *s*, предусмотренное перечнем генерирующих объектов тепловых электростанций, подлежащих строительству на территории субъекта Российской Федерации, не имеющего административных границ с другими субъектами Российской Федерации и не относящегося к территориям островов, – Калининградской области, утвержденным [распоряжением](consultantplus://offline/ref=A3EF6891EA4C2161FE4E43CE9EE1BCA42C5BB17FA3ACE4F9D05D71541C7Ek7G) Правительства Российской Федерации от 20 октября 2015 г. № 2098-р, в отношении объемов электрической энергии, производимых с использованием указанного генерирующего оборудования, применяется тариф на электрическую энергию , определенный в соответствии с настоящим разделом для ГТП генерации *q* указанной станции *s*.  – ценовой параметр, участвующий в расчете стоимости единицы электрической энергии на покупку в объемах, реализованных по договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ а также по договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ, заключенным организацией, исполняющей функции единого закупщика на территории второй неценовой зоны, за исключением объемов потребления населением, и рассчитываемый без округления для каждого часа h в разрезе i, F, x (участник ОРЭМ или ФСК, субъект РФ, ГТП) для каждого различного значения  отдельно, в соответствии с формулой:   * – в отношении ФСК. При этом для ФСК величина  рассчитывается в целом в отношении субъекта Российской Федерации; * – в отношении остальных участников ОРЭМ, при этом:   + в случае если , тогда ;   + в случае если , тогда .   При этом в случае, если в формуле, используемой для определения величины , в некоторый час знаменатель и (или) числитель оказался меньше либо равным нулю, то:  а) для указанного часа для ГТП потребления p участника оптового рынка i величина  для целей расчета параметра  принимается равной нулю;  б) соответствующая величина  пересчитывается с учетом подп. «а».  [руб./кВт•ч] – средневзвешенный тариф на поставку электрической энергии, осуществляющих производство электрической энергии на тепловых электрических станциях, расположенных на соответствующей территории неценовой зоны z, по объемам, определенным в прогнозном балансе для соответствующего месяца m (округляется до 11 (одиннадцати) знаков после запятой), рассчитываемый КО по формуле:  ,  где s – тепловая электростанция участника i;  **–** объем электроэнергии для тепловых электростанций, определяемый в соответствии с пунктом 5.4 настоящего Регламента;  [руб./кВт•ч] – тариф, используемый для определения стоимости продажи электроэнергии в отношении станции ТЭС s (ГТП генерации q, отнесенной к электростанции ТЭС s, – в случае если в отношении электростанции s установлено более одной ставки на электрическую энергию);  [руб./МВт] ― цена, утвержденная ФАС, используемая для определения стоимости мощности по четырехсторонним договорам на территориях субъектов Российской Федерации, не объединенных в ценовые зоны оптового рынка, равная:   * утвержденной ФАС индикативной цене на мощность для покупателей – субъектов оптового рынка электрической энергии (мощности) на территориях неценовых зон оптового рынка в отношении ГТП потребления (в т.ч. в отношении ГТП потребления поставщиков); * утвержденному ФАС тарифу на мощность, приобретаемую в неценовых зонах оптового рынка по регулируемым ценам (тарифам) в целях экспорта в электроэнергетические системы иностранных государств, в отношении ГТП экспорта;   Примечание: для участников, осуществляющих экспортно-импортные операции, в случае если покупка мощности для продажи электрической энергии в энергосистемы иностранных государств не была учтена в прогнозном балансе ФАС на соответствующий период регулирования, то  рассчитывается как средневзвешенная величина индикативных цен по среднегодовым объемам потребления мощности, учтенным в прогнозном балансе ФАС:  ,  где [МВт] – среднегодовой объем потребления мощности, указанный в прогнозном балансе ФАС на текущий период регулирования («сальдо-переток без потерь ЕНЭС», «опт» ― для участников оптового рынка  i – покупателей мощности в субъектах РФ F). При этом в случае, если ФАС России для покупателя i в прогнозном балансе ФАС в отношении отдельных месяцев текущего периода регулирования были изменены балансовые объемы потребления мощности и в то же время не были изменены или определены значения среднегодового объема потребления мощности, то величина  определяется равной среднеарифметической величине месячных объемов потребления мощности, установленных в прогнозном балансе ФАС, за указанный период регулирования (округляется до 2 (двух) знаков после запятой).  Рассчитанная величина  округляется до 2 (двух) знаков после запятой.  Примечание: в случае существования ГТП потребления p, расположенной на территории двух и более субъектов РФ F, в отношении которых приняты различные тарифно-балансовые решения , рассчитывается как средневзвешенная величина индикативных цен по среднегодовым объемам, определенным в прогнозном балансе ФАС на текущий период регулирования:  ’  где  [МВт] – среднегодовой объем потребления мощности, указанный в прогнозном балансе ФАС на текущий период регулирования (округляется до 2 (двух) знаков после запятой):   * «сальдо-переток без потерь ЕНЭС», «опт» ― для участников оптового рынка i – покупателей мощности в субъектах РФ F; * «потери в сетях ЕНЭС» в секции «сальдо-переток» – для ФСК.   При этом в случае, если ФАС России для покупателя i в прогнозном балансе ФАС в отношении отдельных месяцев текущего периода регулирования были изменены балансовые объемы потребления мощности и в то же время не были изменены или определены значения среднегодового объема потребления мощности, то величина  определяется равной среднеарифметической величине месячных объемов потребления мощности, установленных в прогнозном балансе ФАС, за указанный период регулирования (округляется до 2 (двух) знаков после запятой).  = 1 год.  При этом  округляются до 2 (двух) знаков после запятой, а расчетная величина  округляется до 11 (одиннадцати) знаков после запятой.  *()* [руб./МВт] ― тариф, используемый для определения стоимости продажи мощности по четырехсторонним договорам в отношении ГТП генерации *q* электростанции *s* (ГТП импорта), равный:   * утвержденной ФАС цене (тарифу) на мощность , поставляемую в неценовых зонах оптового рынка, в отношении электростанции s (ГТП генерации q, отнесенной к электростанции s, – в случае если в отношении электростанции s установлено более одной ставки на мощность); * утвержденному ФАС тарифу на мощность, продаваемую в неценовых зонах оптового рынка по регулируемым ценам (тарифам) в целях импорта из электроэнергетических систем иностранных государств, в отношении ГТП импорта; * в случае если федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов не утвержден тариф на мощность  в отношении ГТП импорта, КО для целей финансовых расчетов для участников оптового рынка, осуществляющих экспортно-импортные операции, величину  полагает равной индикативной цене на мощность, утвержденной для субъекта Российской Федерации, по границе которого зарегистрирована ГТП импорта; * в отношении генерирующих объектов тепловых электростанций, предусмотренных [перечнем](consultantplus://offline/ref=44D263B584E9BC435446A5CE55E3363CEFD8D8679CDC3C9A4CCD08353545559191B248C37D9FDFDFPDXCN) генерирующих объектов тепловых электростанций, подлежащих строительству на территории субъекта Российской Федерации, не имеющего административных границ с другими субъектами Российской Федерации и не относящегося к территориям островов, – Калининградской области, утвержденным распоряжением Правительства Российской Федерации от 20 октября 2015 г. № 2098-р, построенных и введенных в эксплуатацию на территории Калининградской области, величина  определяется в отношении расчетного месяца *m* в соответствии с приложением 130 к *Регламенту финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). Для целей выполнения проверки, предусмотренной пп. 6.2.3.5, 6.2.3.6 настоящего Регламента, при регистрации двусторонних договоров на территории неценовой зоны Калининградской области используется величина , определенная в отношении месяца, предшествующего месяцу проведения указанной проверки; * в случае если субъектом оптового рынка *i* получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью с использованием зарегистрированных (зарегистрированной) ГТП генерации в отношении генерирующего оборудования тепловой станции *s* на территории второй неценовой зоны, ранее принадлежавшего другому участнику оптового рынка *j*, и при этом ФАС России в отношении участника оптового рынка *i* не установлен тариф, используемый для определения стоимости продажи мощности на оптовом рынке в отношении указанной станции *s*, то в качестве тарифа используется регулируемая цена (тариф) на мощность, установленная ФАС России для участника оптового рынка *j* в отношении указанной станции *s*.   В отношении генерирующих объектов тепловых электростанций в соответствующей неценовой зоне оптового рынка, включенных в перечень генерирующих объектов в неценовых зонах, стоимость поставки мощности данных объектов определяется в соответствии с разделом 7 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) на основании регулируемой цены (тарифа) на мощность для генерирующих объектов , определяемой в отношении расчетного месяца *m* в соответствии с приложением 163 к *Регламенту финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | **9.1. Информация, используемая КО для расчета стоимости единицы электроэнергии, определенной исходя из тарифов поставщиков в неценовых зонах оптового рынка****Объемные характеристики:** – предварительный объем покупки электрической энергии в отношении ГТП потребления (экспорта) по договору купли-продажи электрической энергии в НЦЗ в объеме ППП, запланированный для данного участника оптового рынка в прогнозном балансе ФАС, приведенный к часу *h* дляГТП *x* и рассчитываемый в соответствии с формулой:  .  Рассчитанная величина округляется по правилам математического округления. Если величина превышает объем , то объем  вычитается из величины  в часе *h1* с максимальным значением . Если при этом значение  в рассматриваемый час *h1* оказывается меньше значения , то величина  принимается равной нулю, а нераспределенный объем  вычитается из величины  в часе *h2* с максимальным значением из оставшихся . В случае если значение  превышает значение , то указанный итерационный процесс повторяется для часа с максимальным значением  среди оставшихся часов до полного распределения объема  по часам месяца *m*.  Для ФСК ,  *―* предварительный плановый почасовой объем покупки (экспорта) в отношении ГТП *x* по договору купли-продажи электрической энергии в НЦЗ, определенный в соответствии с п. 8 настоящего Регламента;  *―* величина планового почасового потребления для ГТП *x*, определенная в соответствии с п. 4 настоящего Регламента;  ― объем электрической энергии, запланированный в отношении ГТП х участника i субъекта РФ F неценовой зоны z в месяце m в прогнозном балансе ФАС. В случае если объем потребления электроэнергии не определен в прогнозном балансе ФАС, величина  принимается равной нулю. В случае если участник оптового рынка находится на территории нескольких субъектов РФ и при этом в отношении данного участника зарегистрированы несколько ГТП потребления, для которых в прогнозном балансе ФАС запланированы объемы электроэнергии по совокупности указанных ГТП, то величина определяется как сумма балансовых величин по субъектам РФ *(F),* распределенная по ГТП потребления пропорционально фактическому потреблению по данным коммерческого учета . В случае если в прогнозном балансе ФАС России объемы потребления (экспорта) электрической энергии определены суммарно в отношении нескольких ГТП потребления (экспорта) участника оптового рынка, то величина  () определяется пропорционально фактическому потреблению в каждой из указанных ГТП потребления (экспорта) в соответствии с формулой:  - для ГТП потребления    где суммирование осуществляется по тем ГТП потребления участника оптового рынка, в отношении которых балансовый объем потребления электрической энергии определен суммарно;  N – число рассматриваемых ГТП потребления участника оптового рынка, в отношении которых балансовый объем потребления электрической энергии определен суммарно  *―* для ГТП экспорта  , где  – объем электрической энергии, запланированный в прогнозном балансе суммарно в отношении рассматриваемых ГТП потребления; – объем электрической энергии, запланированный в прогнозном балансе суммарно в отношении рассматриваемых ГТП экспорта. – предварительный объем покупки электрической энергии в отношении ГТП потребления (экспорта) по договору купли-продажи электрической энергии в НЦЗ в объеме превышения суммарного за расчетный период объема планового почасового потребления электрической энергии над объемом электрической энергии, запланированным для данного участника *i* оптового рынка в Сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической энергии в рамках единой энергетической системы России(далее ― прогнозный баланс ФАС), приведенный к часу *h* в разрезе ГТП *x* и рассчитываемый в соответствии с формулой:  ,  Для ФСК ,  где *―* предварительный плановый почасовой объем покупки электроэнергии ФСК для целей компенсации потерь, определенный в соответствии с разделом  8 настоящего Регламента.  ― объем планового почасового потребления населения в ГТП потребления p участника i неценовой зоны z, который рассчитывается по формуле:   * 1. в случае если в прогнозном балансе ФАС объемы потребления электрической энергии (мощности) населением указаны отдельно по каждой ГТП участника оптового рынка, то:   ,  где  [млн кВт•ч] – объем потребления электрической энергии населением, предусмотренный для ГТП *p* участника *i* субъекта РФ *F* неценовой зоны *z* прогнозным балансом ФАС на соответствующий месяц *m* (округляется до 4 (четырех) знаков после запятой). В случае если объем потребления электроэнергии населением не определен в прогнозном балансе ФАС, величина  принимается равной нулю.  При этом КО рассчитывает коэффициент , отражающий долю потребления электрической энергии населением в объемах покупки участником *i* в отношении ГТП потребления *p* на оптовом рынке, на основании объемов, запланированных в прогнозном балансе ФАС для соответствующего месяца *m*, по формуле:  .  В случае если или объем покупки для участника *i* в отношении ГТП p отсутствует в прогнозном балансе ФАС,  для данного участника полагается равным нулю.   * 1. в случае если в прогнозном балансе ФАС объемы потребления электрической энергии (мощности) населением определены совокупно по участнику оптового рынка без указания ГТП, то:   .  [млн кВт•ч] – объем потребления электрической энергии населением, предусмотренный для участника *i* субъекта РФ *F* неценовой зоны *z* прогнозным балансом ФАС на соответствующий месяц *m* (округляется до 4 (четырех) знаков после запятой). В случае если объем потребления электроэнергии населением не определен в прогнозном балансе ФАС, величина  принимается равной нулю.  *Примечание*. В случае если участник оптового рынка *i* осуществляет функции гарантирующего поставщика в отношении ГТП потребления *p(ГП)* и при этом за указанным участником зарегистрирована (зарегистрированы) ГТП потребления *p(ЭСК)*, в отношении которой (которых) рассматриваемый участник является энергосбытовой (энергоснабжающей) организацией, то для указанных ГТП потребления *p(ЭСК)*: .  Для ГТП потребления *p(ГП)*, в отношении которой (которых) рассматриваемый участник оптового рынка является гарантирующим поставщиком, величина  определяется в соответствии с формулой:  *.*  Кроме того, КО рассчитывает коэффициент , отражающий долю потребления электрической энергии населением в объемах покупки участником i в отношении ГТП потребления p на оптовом рынке, на основании объемов, запланированных в прогнозном балансе ФАС для соответствующего месяца m, рассчитываемый по формуле:  .  При этом в случае, если или объем покупки для участника *i* отсутствует в прогнозном балансе ФАС,  для данного участника полагается равным нулю.  Кроме того, в случае если участник оптового рынка *i* осуществляет функции гарантирующего поставщика в отношении ГТП потребления *p(ГП)* и при этом за указанным участником зарегистрирована (зарегистрированы) ГТП потребления *p(ЭСК)*, в отношении которой (которых) рассматриваемый участник является энергосбытовой (энергоснабжающей) организацией, то для указанной (указанных) ГТП потребления *p(ЭСК)*:  .  **Ценовые характеристики:**  [руб./кВт∙ч] ― цена, используемая для определения стоимости покупки электроэнергии, равная:   * утвержденной ФАС индикативной цене на электрическую энергию для покупателей ― субъектов оптового рынка электрической энергии (мощности) на территориях неценовых зон оптового рынка в отношении ГТП потребления (в т. ч. в отношении ГТП потребления поставщиков); * утвержденному ФАС тарифу на электрическую энергию, приобретаемую в неценовых зонах оптового рынка по регулируемым ценам (тарифам) в целях экспорта в электроэнергетические системы иностранных государств, в отношении ГТП экспорта;   Примечание. В случае если федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов не утвержден тариф на электрическую энергию в отношении ГТП экспорта, КО для целей финансовых расчетов для участников оптового рынка, осуществляющих экспортно-импортные операции, величину  полагает равной средневзвешенной цене (тарифу) на электрическую энергию, поставляемую в неценовых зонах оптового рынка, генераторов зоны, по объемам электроэнергии, указанным в сводном прогнозном балансе для соответствующего расчетного периода. Рассчитанная величина  округляется до 5 (пяти) знаков после запятой.  () [руб./кВт•ч] ― тариф, используемый для определения стоимости продажи электроэнергии в отношении станции s (ГТП импорта), равный:   * утвержденной ФАС цене (тарифу) на электрическую энергию, поставляемую в неценовых зонах оптового рынка в отношении станции s (ГТП генерации q, отнесенной к электростанции s, – в случае если в отношении электростанции s установлено более одной ставки на электрическую энергию).   ▪ утвержденному ФАС тарифу на электрическую энергию, поставляемую на территорию неценовых зон из энергосистем иностранных государств.  Примечание. В случае если федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов не утвержден тариф на электрическую энергию в отношении ГТП импорта, КО для целей финансовых расчетов для участников оптового рынка, осуществляющих экспортно-импортные операции, величину  полагает равной:  ,  Суммирование осуществляется только по тем ГТП генерации, для которых на момент расчета в соответствии с условиями настоящего пункта определен тариф  в отношении расчетного месяца *m,*  где t = 1 год;  ― цена, используемая для определения стоимости покупки электроэнергии для участника ОРЭМ *i* в субъекте РФ *F* неценовой зоны *z*, определенная в соответствии с настоящим разделом;  [млн кВт•ч] – объем электроэнергии, указанный в прогнозном балансе ФАС для текущего периода регулирования («электропотребление без потерь ЕНЭС», «опт» ― для участников оптового рынка – покупателей электроэнергии *i* в субъектах РФ *F* по прогнозному балансу ФАС) в отношении ГТП потребления *p*, принадлежащей неценовой зоне *z* (округляется до 2 (двух) знаков после запятой);  ― тариф, используемый для определения стоимости продажи электроэнергии в отношении станции *s* неценовой зоны *z* (ГТП генерации *q*, отнесенной к электростанции *s*, – в случае если в отношении электростанции *s* установлено более одной ставки на электрическую энергию).  Рассчитанная величина  округляется до 5 (пяти) знаков после запятой.  [млн кВт•ч] – объем электроэнергии, указанный в прогнозном балансе ФАС для текущего периода регулирования («сальдо-переток без потерь ЕНЭС», «опт» ― для участников оптового рынка – поставщиков электроэнергии *i* в субъектах РФ *F* по прогнозному балансу ФАС) в отношении ГТП генерации *q*, отнесенной кстанции *s*, принадлежащей неценовой зоне *z*, или в отношении множества ГТП генерации, отнесенных к станции *s*, – в случае если в прогнозном балансе указанный объем электроэнергии установлен совокупно для указанного множества ГТП генерации) (округляется до 2 (двух) знаков после запятой).  В случае если в отношении ГТП генерации, зарегистрированной в отношении генерирующего оборудования станции *s*, в сводном прогнозном балансе в соответствующем календарном месяце установлено две или более величины сальдо-перетока электрической энергии, то КО суммирует величины, установленные в сводном прогнозном балансе для такой ГТП генерации поставщика в соответствующем календарном месяце.  Примечание. В случае если ФАС утверждены различные тарифы на электроэнергию в отношении станций участника оптового рынка i, а в прогнозном балансе ФАС указан объем сальдо-перетока электроэнергии суммарно для  совокупности станций участника оптового рынка i, то для расчета средневзвешенного тарифа поставщиков используется  ценовой параметр на поставку электроэнергии для данной совокупности станций участника оптового рынка i,  рассчитанный как среднее арифметическое из всех тарифов на электроэнергию станций участника оптового рынка i, принадлежащих данной совокупности;   * в отношении генерирующих объектов тепловых электростанций, предусмотренных [перечнем](consultantplus://offline/ref=44D263B584E9BC435446A5CE55E3363CEFD8D8679CDC3C9A4CCD08353545559191B248C37D9FDFDFPDXCN) генерирующих объектов тепловых электростанций, подлежащих строительству на территории субъекта Российской Федерации, не имеющего административных границ с другими субъектами Российской Федерации и не относящегося к территориям островов, – Калининградской области, утвержденным распоряжением Правительства Российской Федерации от 20 октября 2015 г. № 2098-р, построенных и введенных в эксплуатацию на территории Калининградской области, величина  определяется в отношении расчетного месяца *m* в соответствии с приложением 130 к *Регламенту финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).   В период проведения испытаний и (или) комплексного опробования до даты предоставления права участия в торговле электрической энергией и (или) мощностью на оптовом рынке с использованием ГТП генерации, включающей вновь вводимое генерирующее оборудование станции *s*, предусмотренное перечнем генерирующих объектов тепловых электростанций, подлежащих строительству на территории субъекта Российской Федерации, не имеющего административных границ с другими субъектами Российской Федерации и не относящегося к территориям островов, – Калининградской области, утвержденным [распоряжением](consultantplus://offline/ref=A3EF6891EA4C2161FE4E43CE9EE1BCA42C5BB17FA3ACE4F9D05D71541C7Ek7G) Правительства Российской Федерации от 20 октября 2015 г. № 2098-р, в отношении объемов электрической энергии, производимых с использованием указанного генерирующего оборудования, применяется тариф на электрическую энергию , определенный в соответствии с настоящим разделом для ГТП генерации *q* указанной станции *s*.  – ценовой параметр, участвующий в расчете стоимости единицы электрической энергии на покупку в объемах, реализованных по договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ за исключением объемов потребления населением, и рассчитываемый без округления для каждого часа h в разрезе i, F, x (участник ОРЭМ или ФСК, субъект РФ, ГТП) для каждого различного значения  отдельно, в соответствии с формулой:   * – в отношении ФСК. При этом для ФСК величина  рассчитывается в целом в отношении субъекта Российской Федерации; * – в отношении остальных участников ОРЭМ, при этом:   + в случае если , тогда ;   + в случае если , тогда .   При этом в случае, если в формуле, используемой для определения величины , в некоторый час знаменатель и (или) числитель оказался меньше либо равным нулю, то:  а) для указанного часа для ГТП потребления p участника оптового рынка i величина  для целей расчета параметра  принимается равной нулю;  б) соответствующая величина  пересчитывается с учетом подп. «а».  [руб./кВт•ч] – средневзвешенный тариф на поставку электрической энергии, осуществляющих производство электрической энергии на тепловых электрических станциях, расположенных на соответствующей территории неценовой зоны z, по объемам, определенным в прогнозном балансе для соответствующего месяца m (округляется до 11 (одиннадцати) знаков после запятой), рассчитываемый КО по формуле:  ,  где s – тепловая электростанция участника i;  **–** объем электроэнергии для тепловых электростанций, определяемый в соответствии с пунктом 5.4 настоящего Регламента;  [руб./кВт•ч] – тариф, используемый для определения стоимости продажи электроэнергии в отношении станции ТЭС s (ГТП генерации q, отнесенной к электростанции ТЭС s, – в случае если в отношении электростанции s установлено более одной ставки на электрическую энергию);  [руб./МВт] ― цена, утвержденная ФАС, используемая для определения стоимости мощности по четырехсторонним договорам на территориях субъектов Российской Федерации, не объединенных в ценовые зоны оптового рынка, равная:   * утвержденной ФАС индикативной цене на мощность для покупателей – субъектов оптового рынка электрической энергии (мощности) на территориях неценовых зон оптового рынка в отношении ГТП потребления (в т.ч. в отношении ГТП потребления поставщиков); * утвержденному ФАС тарифу на мощность, приобретаемую в неценовых зонах оптового рынка по регулируемым ценам (тарифам) в целях экспорта в электроэнергетические системы иностранных государств, в отношении ГТП экспорта;   Примечание: для участников, осуществляющих экспортно-импортные операции, в случае если покупка мощности для продажи электрической энергии в энергосистемы иностранных государств не была учтена в прогнозном балансе ФАС на соответствующий период регулирования, то  рассчитывается как средневзвешенная величина индикативных цен по среднегодовым объемам потребления мощности, учтенным в прогнозном балансе ФАС:  ,  где [МВт] – среднегодовой объем потребления мощности, указанный в прогнозном балансе ФАС на текущий период регулирования («сальдо-переток без потерь ЕНЭС», «опт» ― для участников оптового рынка  i – покупателей мощности в субъектах РФ F). При этом в случае, если ФАС России для покупателя i в прогнозном балансе ФАС в отношении отдельных месяцев текущего периода регулирования были изменены балансовые объемы потребления мощности и в то же время не были изменены или определены значения среднегодового объема потребления мощности, то величина  определяется равной среднеарифметической величине месячных объемов потребления мощности, установленных в прогнозном балансе ФАС, за указанный период регулирования (округляется до 2 (двух) знаков после запятой).  Рассчитанная величина  округляется до 2 (двух) знаков после запятой.  *()* [руб./МВт] ― тариф, используемый для определения стоимости продажи мощности по четырехсторонним договорам в отношении ГТП генерации *q* электростанции *s* (ГТП импорта), равный:   * утвержденной ФАС цене (тарифу) на мощность , поставляемую в неценовых зонах оптового рынка, в отношении электростанции s (ГТП генерации q, отнесенной к электростанции s, – в случае если в отношении электростанции s установлено более одной ставки на мощность); * утвержденному ФАС тарифу на мощность, продаваемую в неценовых зонах оптового рынка по регулируемым ценам (тарифам) в целях импорта из электроэнергетических систем иностранных государств, в отношении ГТП импорта; * в случае если федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов не утвержден тариф на мощность  в отношении ГТП импорта, КО для целей финансовых расчетов для участников оптового рынка, осуществляющих экспортно-импортные операции, величину  полагает равной индикативной цене на мощность, утвержденной для субъекта Российской Федерации, по границе которого зарегистрирована ГТП импорта; * в отношении генерирующих объектов тепловых электростанций, предусмотренных [перечнем](consultantplus://offline/ref=44D263B584E9BC435446A5CE55E3363CEFD8D8679CDC3C9A4CCD08353545559191B248C37D9FDFDFPDXCN) генерирующих объектов тепловых электростанций, подлежащих строительству на территории субъекта Российской Федерации, не имеющего административных границ с другими субъектами Российской Федерации и не относящегося к территориям островов, – Калининградской области, утвержденным распоряжением Правительства Российской Федерации от 20 октября 2015 г. № 2098-р, построенных и введенных в эксплуатацию на территории Калининградской области, величина  определяется в отношении расчетного месяца *m* в соответствии с приложением 130 к *Регламенту финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). Для целей выполнения проверки, предусмотренной пп. 6.2.3.5, 6.2.3.6 настоящего Регламента, при регистрации двусторонних договоров на территории неценовой зоны Калининградской области используется величина , определенная в отношении месяца, предшествующего месяцу проведения указанной проверки; * в случае если субъектом оптового рынка *i* получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью с использованием зарегистрированных (зарегистрированной) ГТП генерации в отношении генерирующего оборудования тепловой станции *s*, ранее принадлежавшего другому участнику оптового рынка *j*, и при этом ФАС России в отношении участника оптового рынка *i* не установлен тариф, используемый для определения стоимости продажи мощности на оптовом рынке в отношении указанной станции *s*, то в качестве тарифа используется регулируемая цена (тариф) на мощность, установленная ФАС России для участника оптового рынка *j* в отношении указанной станции *s*. |
| **9.2** | **9.2 Расчет стоимости единицы электроэнергии для участников оптового рынка – покупателей в объемах, реализованных по договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ за исключением объемов потребления населением, определенной исходя из тарифов поставщиков для неценовой зоны Архангельской области и неценовой зоны Республики Коми**  КО рассчитывает стоимость единицы электроэнергии, определенную исходя из тарифов поставщиков, чьи ГТП генерации отнесены к территории соответствующей неценовой зоны, для покупателей в отношении ГТП потребления, отнесенных отдельно к *z*=1 и отдельно к *z*=4 (в т.ч. и в отношении ГТП потребления поставщиков, в случае если для данного часа сальдо-переток электрической энергии по электрической станции участника оптового рынка в плановом режиме был учтен как положительная (потребляющая) величина), а также предварительную стоимость единицы электрической энергии для ФСК в отношении субъекта РФ *F* с точностью 11 знаков после запятой в руб./кВт\*ч в соответствии с формулой:  …  В случае если в формуле, используемой для определения величины , в некоторый час числитель и (или) знаменатель оказались меньше или равными нулю, то:   1. для указанного часа *h* для каждого ГТП потребления *p* каждого участника *i* неценовой зоны *z* величина  для целей расчета параметра  принимается равной нулю; 2. соответствующие величины  и  пересчитываются с учетом подп. «а». | **Удалить пункт 9.2** |
| **9.4** | **9.4 Расчет стоимости единицы электрической энергии для участников оптового рынка – покупателей в объемах, реализованных по договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ, а также по договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ, за исключением объемов потребления населением, определенной исходя из тарифов поставщиков для второй неценовой зоны**  КО рассчитывает стоимость единицы электроэнергии, определенную исходя из тарифов поставщиков, чьи ГТП генерации отнесены к территории соответствующей неценовой зоны, для покупателей в отношении ГТП потребления, отнесенных ко второй неценовой зоне (в т.ч. в отношении ГТП экспорта и в отношении ГТП потребления поставщиков, в случае если для данного часа сальдо-переток электрической энергии по электрической станции участника оптового рынка в плановом режиме был учтен как положительная (потребляющая) величина), а также предварительную стоимость единицы электрической энергии для ФСК в отношении субъекта РФ F с точностью 11 знаков после запятой в руб./кВт\*ч в соответствии с формулой:  …  Для расчетов на оптовом рынке между поставщиками электрической энергии и мощности и ЕЗ в отношении покупки объемов электрической энергии, составляющих фактическое потребление (потери в сетях ФСК) в ГТП потребления участников оптового рынка, осуществляющих покупку электроэнергии у ЕЗ, применяются стоимости единицы электроэнергии, определенные исходя из тарифов поставщиков, определенные для расчетов в данной ГТП потребления (сетях ФСК в субъекте федерации *F*) в соответствии с настоящим пунктом. | **Удалить пункт 9.4** |
| **9.5** | **9.5. Расчет стоимости единицы электроэнергии, определенной исходя из тарифов поставщиков для покупки электроэнергии в целях компенсации потерь в электрических сетях ФСК**  КО рассчитывает с точностью 11 знаков после запятой в руб./кВт\*ч стоимость единицы электроэнергии, определенную исходя из тарифов поставщиков, для покупки электроэнергии в целях компенсации потерь в электрических сетях ФСК, отдельно в отношении каждого субъекта Российской Федерации *F* в отношении которых установлены тарифы на электрическую энергию (мощность), приобретаемую организацией по управлению ЕНЭС в целях компенсации потерь электрической энергии (мощности),в соответствии с пп. 9.2, 9.3 и 9.4 настоящего Регламента для данной неценовой зоныс учетом коэффициента неготовности, рассчитанного КО в соответствии с разделом 13 настоящего Регламента:  ,  где  − предварительная стоимость единицы электрической энергии для ФСК в отношении субъекта РФ *F*, определенная без округления в соответствии с разделом 9 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 п. 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*). | **9.5. Расчет стоимости единицы электроэнергии, определенной исходя из тарифов поставщиков для покупки электроэнергии в целях компенсации потерь в электрических сетях ФСК**  КО рассчитывает с точностью 11 знаков после запятой в руб./кВт\*ч стоимость единицы электроэнергии, определенную исходя из тарифов поставщиков, для покупки электроэнергии в целях компенсации потерь в электрических сетях ФСК, отдельно в отношении каждого субъекта Российской Федерации *F* в отношении которых установлены тарифы на электрическую энергию (мощность), приобретаемую организацией по управлению ЕНЭС в целях компенсации потерь электрической энергии (мощности),в соответствии с п.  9.3 настоящего Регламента для данной неценовой зоныс учетом коэффициента неготовности, рассчитанного КО в соответствии с разделом 13 настоящего Регламента:  ,  где  − предварительная стоимость единицы электрической энергии для ФСК в отношении субъекта РФ *F*, определенная без округления в соответствии с разделом 9 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 п. 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*). |
| **10.1** | **10.1. Управление электроэнергетическими режимами на территории Калининградской области, НЦЗА и НЦЗК** | **10.1. Управление электроэнергетическими режимами на территории Калининградской области** |
| **10.1.1** | 10.1.1. Управление электроэнергетическими режимами осуществляется на основании плановых значений производства (потребления), сформированных в соответствии с п. 4.2 настоящего Регламента, без учета фактически складывающихся значений сальдо перетоков по границам балансовой принадлежности участников оптового рынка и в соответствии с *Регламентом оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России* (Приложение № 9 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)*.*При управлении режимом на территориях Калининградской области, НЦЗА и НЦЗК используются ранжированные таблицы на разгрузку/загрузку генерирующего оборудования, сформированные при расчете ДДГ.Ранжированные таблицы на разгрузку/загрузку генерирующего оборудования, используемые при управлении режимом на территориях Калининградской области, НЦЗА и НЦЗК, формируются СО исходя из установленных для поставщиков регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию. При этом:в случае отсутствия в периоде регулирования регулируемой цены (тарифа) на электрическую энергию, установленной в числовом выражении в отношении генерирующего объекта, формирование ранжированных таблиц на разгрузку/загрузку генерирующего оборудования осуществляется исходя из регулируемой цены (тарифа) на электрическую энергию, установленной в числовом выражении в отношении генерирующего объекта на предшествующий период регулирования;если регулируемая цена (тариф) установлена в виде формулы или порядка определения такой цены, формирование ранжированных таблиц на разгрузку/загрузку генерирующего оборудования осуществляется исходя из последнего определенного (рассчитанного) числового значения регулируемой цены (тарифа);в случае отсутствия у СО числового значения регулируемой цены (тарифа), рассчитанного в отношении вновь введенного генерирующего оборудования, для указанного генерирующего оборудования назначается наиболее низкий приоритет загрузки и наиболее высокий приоритет разгрузки. | 10.1.1. Управление электроэнергетическими режимами осуществляется на основании плановых значений производства (потребления), сформированных в соответствии с п. 4.2 настоящего Регламента, без учета фактически складывающихся значений сальдо перетоков по границам балансовой принадлежности участников оптового рынка и в соответствии с *Регламентом оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России* (Приложение № 9 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)*.*При управлении режимом на территориях Калининградской области используются ранжированные таблицы на разгрузку/загрузку генерирующего оборудования, сформированные при расчете ДДГ.Ранжированные таблицы на разгрузку/загрузку генерирующего оборудования, используемые при управлении режимом на территориях Калининградской области, формируются СО исходя из установленных для поставщиков регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию. При этом:в случае отсутствия в периоде регулирования регулируемой цены (тарифа) на электрическую энергию, установленной в числовом выражении в отношении генерирующего объекта, формирование ранжированных таблиц на разгрузку/загрузку генерирующего оборудования осуществляется исходя из регулируемой цены (тарифа) на электрическую энергию, установленной в числовом выражении в отношении генерирующего объекта на предшествующий период регулирования;если регулируемая цена (тариф) установлена в виде формулы или порядка определения такой цены, формирование ранжированных таблиц на разгрузку/загрузку генерирующего оборудования осуществляется исходя из последнего определенного (рассчитанного) числового значения регулируемой цены (тарифа);в случае отсутствия у СО числового значения регулируемой цены (тарифа), рассчитанного в отношении вновь введенного генерирующего оборудования, для указанного генерирующего оборудования назначается наиболее низкий приоритет загрузки и наиболее высокий приоритет разгрузки. |
| **10.1.2** | 10.1.2. При проведении конкурентного отбора на балансирование системы почасовые объемы перетоков электрической энергии по границе первой ценовой зоны и НЦЗК и НЦЗА, задаются фиксированными величинами, определенными при расчете ПДГ. | **Удалить пункт** |
| **10.2** | **10.2. Управление электроэнергетическими режимами на территории второй неценовой зоны**  10.2.1. Управление осуществляется на основании доводимых диспетчерских графиков (ДДГ), сформированных в соответствии с п. 4.1.4 настоящего Регламента, без учета фактически складывающихся значений сальдо перетоков по границам балансовой принадлежности участников оптового рынка и в соответствии с разделами 5―9 *Регламента оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России* (Приложение № 9 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  10.2.2. Системный оператор в течение операционных суток формирует уточненные доводимые диспетчерские графики (уточненные ДДГ) до конца текущих операционных суток. Уточненные ДДГ формируются в соответствии с п. 4.1.4 настоящего Регламента по результатам внутрисуточной актуализации расчетной модели на основании:   * оперативных уведомлений, поданных участниками оптового рынка после 10 часов 00 минут хабаровского времени суток *Х*-1 в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); * оперативных приоритетов, определяющих очередность загрузки *i*-й ГТП генерации в заявленных диапазонах мощности, поданных участниками оптового рынка в соответствии с п. 4.1.4 настоящего Регламента; * уточненного собственного прогноза потребления СО, осуществляемого в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); * актуализированных СО данных об изменениях схемно-режимной ситуации в операционной зоне.   Информацию о начале, сроках и периодичности формирования уточненных доводимых диспетчерских графиков для объектов генерации второй неценовой зоны СО публикует на сайте ОРЭМ СО не позднее чем за 5 календарных дней до начала операционных суток, на которые начинается формирование уточненных ДДГ.  10.2.3. Ранжированные таблицы на разгрузку/загрузку генерирующего оборудования во второй неценовой зоне, используемые при управлении режимом, формируются СО на основании заявленных участниками почасовых приоритетов включения соответствующих ГТП генерации в плановые графики производства и полученных в результате расчета доводимых диспетчерских графиков (ДДГ). При формировании ранжированных таблиц используется диапазон регулирования, принятый при формировании ДДГ. При подаче по нескольким ГТП одинаковых приоритетов ранжирование между ними осуществляется с учетом минимизации объема потерь. | **Удалить пункт 10.2, включая подпункты 10.2.1, 10.2.2, 10.2.3** |
| **11.5** | 11.5. Фактические данные о величине потребления электрической энергии в ВЭ формируются на основании величин сальдо перетоков между второй ценовой и второй неценовой зонами. | **Удалить пункт 11.5** |
| **11.5.1** | 11.5.1. Фактическое почасовое потребление, в отношении которого покупка электрической энергии осуществляется во второй неценовой зоне , определяется для ВЭ на территории второй ценовой зоны следующим образом: … – часовое значение сальдо-перетока между ГТП потребления гарантирующего поставщика *i*1, включающей внезональный энергорайон на территории Иркутской области, и ГТП потребления, включающей внезональный энергорайон на территории Иркутской области, участника оптового рынка *i*2, не являющегося гарантирующим поставщиком. | **Удалить пункт 11.5.1** |
| **11.5.2** | 11.5.2. Фактическое почасовое потребление, в отношении которого покупка электрической энергии осуществляется во второй ценовой зоне , определяется для ВЭ на территории второй неценовой зоны следующим образом: … Фактические данные о потреблении в ГТП потребления участников оптового рынка второй неценовой и второй ценовой зоны формируется в соответствии с *Регламентом коммерческого учета* *электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 *к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | **Удалить пункт 11.5.2** |
| **12.5** | 12.5. Определение объемов электроэнергии, покупаемых (продаваемых) участниками оптового рынка по договорам купли-продажи/комиссии на продажу электрической энергии в целях балансирования системы в обеспечение поставки электрической энергии в объеме перетока по границе с ценовыми зонами оптового рынка в целях расчетов фактических объемов купли-продажи электроэнергии по договорам купли-продажи электрической энергии на территориях субъектов РФ, не объединенных в ценовые зоны оптового рынка  Почасовые отклонения с учетом инициатив определяются для участника в соответствии с *Регламентом определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)*.*  Величины  и , определяются отдельно для каждой ГТП генерации и ГТП потребления (в т.ч. ГТП потребления поставщика) участника и вычисляются, соответственно, как сумма почасовых отклонений вверх и как сумма почасовых отклонений вниз для данного часа:   * в случае, если ГТП участника отнесена к территории неценовой зоны Архангельской области (*z=1)* или Республики Коми (*z=4)*:   ,  ,  ,  ,   * в случае, если ГТП участника отнесена к территории неценовой зоны Дальнего Востока (*z=2)*:   ,  ,  ,  . | **Удалить пункт 12.5** |
| **14** | 14. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМОВ КУПЛИ-ПРОДАЖИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО ДОГОВОРАМ КОМИССИИ НЦЗ, ДОГОВОРАМ КУПЛИ-ПРОДАЖИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В НЦЗ И ДОГОВОРАМ КУПЛИ-ПРОДАЖИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЕЗ | 14. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМОВ КУПЛИ-ПРОДАЖИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПО ДОГОВОРАМ КОМИССИИ НЦЗ И ДОГОВОРАМ КУПЛИ-ПРОДАЖИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ В НЦЗ |
| **14.1** | 14.1. Описание величин, используемых для определения фактических объемов по договорам комиссии НЦЗ, договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ и договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ | 14.1. Описание величин, используемых для определения фактических объемов по договорам комиссии НЦЗ и договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ |
| **14.1.1** | 14.1.1. Описание предварительных объемов электрической энергии, используемых для определения фактических объемов покупки в отношении ГТП потребления (экспорта) по договорам комиссии НЦЗ, договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ и договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ – плановые почасовые объемы покупки по договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ, а в отношении ГТП, зарегистрированных за организацией, исполняющей функции Единого закупщика во второй неценовой зоне, - по договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ, для участников оптового рынка *i* в отношении ГТП потребления (в т.ч. ГТП потребления поставщика) *p*, и ГТП экспорта *p(эксп)* и в отношении субъекта РФ *F* для ФСК в неценовой зоне *z*, определенные в соответствии с п. 8 настоящего Регламента; – плановые почасовые объемы продажи по договорам комиссии НЦЗ - для неценовых зон Архангельской области, Калининградской области и Республики Коми и по договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ – для второй неценовой зоны), для участников оптового рынка *i* в отношении ГТП генерации *q* и ГТП импорта *q(имп)* в неценовой зоне *z*, определенные в соответствии с п. 8 настоящего Регламента. | 14.1.1. Описание предварительных объемов электрической энергии, используемых для определения фактических объемов покупки в отношении ГТП потребления (экспорта) по договорам комиссии НЦЗ и договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ – плановые почасовые объемы покупки по договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ для участников оптового рынка *i* в отношении ГТП потребления (в т.ч. ГТП потребления поставщика) *p*, и ГТП экспорта *p(эксп)* и в отношении субъекта РФ *F* для ФСК в неценовой зоне *z*, определенные в соответствии с п. 8 настоящего Регламента; – плановые почасовые объемы продажи по договорам комиссии НЦЗ для участников оптового рынка *i* в отношении ГТП генерации *q* и ГТП импорта *q(имп)* в неценовой зоне *z*, определенные в соответствии с п. 8 настоящего Регламента. |
| **14.1.2** | 14.1.2. Описание суммарных величин отклонений, используемых для определения фактических объемов по договорам комиссии НЦЗ, договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ и договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ *x* – обозначение соответствующего типа ГТП:    ’ ’  где ― величины отклонения по собственным и по внешним инициативам в неценовой зоне *z* в часе *h* в отношении ГТП *x*, определенные в соответствии с п. 3 *Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | 14.1.2. Описание суммарных величин отклонений, используемых для определения фактических объемов по договорам комиссии НЦЗ и договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ *x* – обозначение соответствующего типа ГТП:    ’ ’  где ― величины отклонения по собственным и по внешним инициативам в неценовой зоне *z* в часе *h* в отношении ГТП *x*, определенные в соответствии с п. 3 *Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |
| **14.1.3** | 14.1.3. Описание объемов отклонений, отнесенных на договоры купли-продажи/комиссии на продажу электрической энергии в целях балансирования системы, используемых для определения фактических объемов по договорам комиссии НЦЗ, договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ и договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ  ― объемы отклонений на увеличение, отнесенные на договор купли-продажи/комиссии на продажу электрической энергии в целях балансирования системы в обеспечение поставки электрической энергии в объеме перетока по границе с ценовыми зонами оптового рынка, для участников оптового рынка *i* в отношении ГТП потребления (в т.ч. ГТП потребления поставщиков) *p*, ГТП генерации *q* в неценовой зоне *z*, определенные в соответствии с п. 12 настоящего Регламента;  ― объемы отклонений на уменьшение, отнесенные на договор купли-продажи/комиссии на продажу электрической энергии в целях балансирования системы в обеспечение поставки электрической энергии в объеме перетока по границе с ценовыми зонами оптового рынка, для участников оптового рынка *i* в отношении ГТП потребления (в т.ч. ГТП потребления поставщиков) *p*, ГТП генерации *q* в неценовой зоне *z*, определенные в соответствии с п. 12 настоящего Регламента. | **Удалить пункт 14.1.3** |
| **14.2** | **14.2 Определение объемов электроэнергии по договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ и договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ, купленных участниками оптового рынка в отношении ГТП потребления (экспорта), отнесенных к территории неценовой зоны Дальнего Востока**  14.2.1. КО определяет объемы покупки электроэнергии по договору купли-продажи электрической энергии в НЦЗ (по договору купли-продажи электрической энергии для ЕЗ – для организации, исполняющей функции единого закупщика на территории второй неценовой зоны) участником оптового рынка *i* в отношении ГТП потребления *p* (в том числе ГТП потребления поставщика), отнесенной к соответствующей неценовой зоне *z*, за расчетный период *m* в соответствии с формулой: … 14.2.5. КО определяет объемы покупки электроэнергии по договору купли-продажи электрической энергии в НЦЗ участником оптового рынка *i* в отношении ГТП генерации *q*, отнесенной к соответствующей неценовой зоне *z*, за расчетный период *m* в соответствии с формулой:  ;  ;  ;  . | **Удалить пункт 14.2, включая подпункты 14.2.1, 14.2.2, 14.2.3, 14.2.4, 14.2.5** |
| **14.3** | **14.3 Определение объемов электроэнергии по договорам комиссии НЦЗ (по договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ), проданных участниками оптового рынка в отношении ГТП или станций, отнесенных к территории неценовой зоны Дальнего Востока**  14.3.1. КО определяет объемы продажи электроэнергии по договору купли-продажи электрической энергии для ЕЗ участником оптового рынка *i* в отношении ГТП генерации *q*, отнесенной к соответствующей неценовой зоне *z*, за расчетный период *m* в соответствии с формулой:  …  14.3.4. КО определяет объемы продажи электроэнергии по договору купли-продажи электрической энергии для ЕЗ участником оптового рынка *i* в отношении ГТП экспорта *p(эксп)*, отнесенной к соответствующей неценовой зоне *z*, за расчетный период *m* в соответствии с формулой:  ;  ;  ;  . | **Удалить пункт 14.3, включая подпункты 14.3.1, 14.3.2, 14.3.3, 14.3.4** |
| **14.4** | **14.4 Определение фактических объемов купли-продажи электроэнергии по договорам комиссии НЦЗ, договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ и договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ в отношении участников оптового рынка, отнесенных к территории неценовой зоны Дальнего Востока**  14.4.1. Для участника оптового рынка *i*, ГТП которого отнесены к соответствующей неценовой зоне *z*, КО определяет объемы электроэнергии, которые участник оптового рынка покупает по договору купли-продажи электрической энергии в НЦЗ (по договору купли-продажи электрической энергии для ЕЗ – для организации, исполняющей функции единого закупщика на территории второй неценовой зоны) за расчетный период *m*, в соответствии с формулой:  .  14.4.2. Для участника оптового рынка *i*, ГТП которого отнесены к соответствующей неценовой зоне *z*, КО определяет объемы электроэнергии, которые участник оптового рынка продает по договору купли-продажи электрической энергии для ЕЗ за расчетный период *m*, в соответствии с формулой:  . | **Удалить пункт 14.4, включая подпункты 14.4.1, 14.4.2** |
| **14.5** | **14.5. Определение объемов купли-продажи электроэнергии для Единого закупщика на территории второй неценовой зоны**  14.5.1. Для организации, исполняющей функции ЕЗ на территории второй неценовой зоны, КО определяет объемы электроэнергии, которые участник оптового рынка (ЕЗ) покупает по договору купли-продажи электрической энергии для ЕЗ за расчетный период *m*, в соответствии с формулой: … 14.5.3.4. Для организации, осуществляющей функции ЕЗ на территории второй неценовой зоны, КО определяет объемы электроэнергии, которые ЕЗ продает по договору комиссии НЦЗ *d*2 за расчетный период *m* в соответствии с формулой:  . | **Удалить пункт 14.5, включая подпункты 14.5.1, 14.5.2, 14.5.3, 14.5.3.1, 14.5.3.2, 14.5.3.3, 14.5.3.4** |
| **14.6** | **14.6. Определение почасовых объемов электроэнергии по договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ, купленных участниками оптового рынка в отношении ГТП потребления (экспорта) или станций, отнесенных к территории неценовой зоны Архангельской области, неценовой зоны Калининградской области и неценовой зоны Республики Коми** | **14.6. Определение почасовых объемов электроэнергии по договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ, купленных участниками оптового рынка в отношении ГТП потребления (экспорта) или станций, отнесенных к территории неценовой зоны Калининградской области** |
| **14.6.1** | 14.6.1. КО определяет почасовые объемы покупки электроэнергии по договору купли-продажи электрической энергии в НЦЗ участником оптового рынка *i* в отношении ГТП потребления *p*, отнесенной к соответствующей неценовой зоне *z*, в соответствии с формулой:. | 14.6.1. КО определяет почасовые объемы покупки электроэнергии по договору купли-продажи электрической энергии в НЦЗ участником оптового рынка *i* в отношении ГТП потребления *p*, отнесенной к соответствующей неценовой зоне *z*, в соответствии с формулой:. |
| **14.6.2** | 14.6.2. КО определяет почасовые объемы покупки электроэнергии по договору купли-продажи электрической энергии в НЦЗ участником оптового рынка *i* в отношении станции *s*, отнесенной к соответствующей неценовой зоне *z*, в соответствии с формулой:. | 14.6.2. КО определяет почасовые объемы покупки электроэнергии по договору купли-продажи электрической энергии в НЦЗ участником оптового рынка *i* в отношении станции *s*, отнесенной к соответствующей неценовой зоне *z*, в соответствии с формулой:. |
| **14.7** | **14.7. Определение почасовых объемов электроэнергии по договорам комиссии НЦЗ, проданных участниками оптового рынка в отношении ГТП или станций, отнесенных к территории неценовой зоны Архангельской области, неценовой зоны Калининградской области и неценовой зоны Республики Коми** | **14.7. Определение почасовых объемов электроэнергии по договорам комиссии НЦЗ, проданных участниками оптового рынка в отношении ГТП или станций, отнесенных к территории неценовой зоны Калининградской области** |
| **14.7.1** | 14.7.1. КО определяет почасовые объемы продажи электроэнергии по договору комиссии НЦЗ участником оптового рынка *i* в отношении станции *s*, отнесенной к соответствующей неценовой зоне *z*, в соответствии с формулой:. | 14.7.1. КО определяет почасовые объемы продажи электроэнергии по договору комиссии НЦЗ участником оптового рынка *i* в отношении станции *s*, отнесенной к соответствующей неценовой зоне *z*, в соответствии с формулой:. |
| **14.7.2** | 14.7.2. КО определяет почасовые объемы продажи электроэнергии по договору комиссии НЦЗ участником оптового рынка *i* в отношении ГТП потребления *p*, отнесенной к соответствующей неценовой зоне *z*, в соответствии с формулой:. | 14.7.2. КО определяет почасовые объемы продажи электроэнергии по договору комиссии НЦЗ участником оптового рынка *i* в отношении ГТП потребления *p*, отнесенной к соответствующей неценовой зоне *z*, в соответствии с формулой:. |
| **14.8** | **14.8. Определение фактических почасовых объемов купли-продажи электроэнергии по договорам комиссии НЦЗ, договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ в отношении участников оптового рынка, отнесенных к территории неценовой зоны Архангельской области, неценовой зоны Калининградской области и неценовой зоны Республики Коми** | **14.8. Определение фактических почасовых объемов купли-продажи электроэнергии по договорам комиссии НЦЗ, договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ в отношении участников оптового рынка, отнесенных к территории неценовой зоны Калининградской области** |
| **14.9** | **14.9. Определение объемов электрической энергии проданных (купленных) по договорам комиссии НЦЗ, договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ участниками оптового рынка, функционирующими в неценовой зоне Архангельской области, неценовой зоне Калининградской области и неценовой зоне Республики Коми за расчетный период** | **14.9. Определение объемов электрической энергии проданных (купленных) по договорам комиссии НЦЗ, договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ участниками оптового рынка, функционирующими в неценовой зоне Калининградской области** |
| **14.9.2** | 14.9.2. Для участника оптового рынка *i*, ГТП которого отнесены к неценовым зонам Архангельской области, Калининградской области и Республики Коми, КО определяет объемы электроэнергии, которые участник оптового рынка продает по договору комиссии НЦЗ *d*2 за расчетный период *m*, в соответствии с формулой:. | 14.9.2. Для участника оптового рынка *i*, ГТП которого отнесены к неценовой зоне Калининградской области КО определяет объемы электроэнергии, которые участник оптового рынка продает по договору комиссии НЦЗ *d*2 за расчетный период *m*, в соответствии с формулой:. |
| **15.1** | 15.1. Расчет объемов покупки и продажи мощности в неценовых зонах оптового рынка осуществляется только по ГТП генерации и ГТП потребления, в отношении которых участником оптового рынка получено право участия в торговле электрической энергией и мощностью с первого числа расчетного месяца m. По условным ГТП генерации, в отношении которых получено право участия в торговле мощностью, КО все объемы, используемые для расчета мощности, принимает равными нулю. Купля-продажа генерирующей мощности осуществляется участниками оптового рынка, функционирующими на территории z=1, z=2, z=3 и z=4, с использованием механизмов *Четырехсторонних договоров купли-продажи мощности на территориях субъектов Российской Федерации, не объединенных в ценовые зоны оптового рынка*: | 15.1. Расчет объемов покупки и продажи мощности в неценовых зонах оптового рынка осуществляется только по ГТП генерации и ГТП потребления, в отношении которых участником оптового рынка получено право участия в торговле электрической энергией и мощностью с первого числа расчетного месяца m. По условным ГТП генерации, в отношении которых получено право участия в торговле мощностью, КО все объемы, используемые для расчета мощности, принимает равными нулю. Купля-продажа генерирующей мощности осуществляется участниками оптового рынка, функционирующими на территории неценовой зоны, с использованием механизмов *Четырехсторонних договоров купли-продажи мощности на территориях субъектов Российской Федерации, не объединенных в ценовые зоны оптового рынка*. |
| **15.6.1** | 15.6.1. Определение плановых объемов покупки мощности на оптовом рынке  КО для каждого участника оптового рынка *i* – покупателя мощности в неценовой зоне *z* определяет плановые обязательства по покупке мощности на оптовом рынке за расчетный период *m* на основе следующей информации:   * объема мощности  (в отношении ГТП потребления поставщиков указанная величина принимается равной 0), включенного в прогнозный баланс ФАС для текущего периода регулирования («сальдо-переток без потерь ЕНЭС», «опт») в отношении ГТП потребления *p* для соответствующего месяца *m*;   Примечание: в случае если в отношении участника ОРЭМ зарегистрированы несколько ГТП потребления *p*, и в прогнозном балансе ФАС объемы мощности определены по совокупности указанных ГТП потребления *p*, то величина  определяется в соответствии с формулой:    где суммирование осуществляется по тем ГТП потребления участника оптового рынка, в отношении которых балансовый объем потребления мощности определен суммарно;  – объем сальдо-перетока мощности, включенного в отношении покупки мощности в прогнозный баланс суммарно в отношении рассматриваемых ГТП участника оптового рынка;  *N* – число рассматриваемых ГТП потребления участника оптового рынка, в отношении которых балансовый объем потребления электрической энергии определен суммарно.   * объема мощности в сетях ФСК , включенного в прогнозный баланс ФАС для текущего периода регулирования в отношении региона РФ *F* в неценовой зоне *z* для соответствующего месяца *m*; * объема сальдо-перетока мощности  включенного в отношении объемов покупки мощности, определенных в соответствии с прогнозным балансом, в ГТП экспорта для соответствующего месяца *m*.   В случае если в Сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической энергии и мощности в рамках Единой энергетической системы России, утвержденном ФАС России, отсутствуют объемы сальдо-перетока мощности («сальдо-переток без потерь ЕНЭС») в отношении ГТП экспорта в неценовой зоне *z*=2, то соответствующая величина  для организации, осуществляющей экспортно-импортные операции, принимается равной нулю.  В отношении ГТП экспорта *p*(эксп) в расчетном периоде *m* в неценовой зоне *z*=3:  ,  *l* – расчетный месяц с *m*-6 до *m*-1 включительно. | 15.6.1. Определение плановых объемов покупки мощности на оптовом рынке  КО для каждого участника оптового рынка *i* – покупателя мощности в неценовой зоне *z* определяет плановые обязательства по покупке мощности на оптовом рынке за расчетный период *m* на основе следующей информации:   * объема мощности  (в отношении ГТП потребления поставщиков указанная величина принимается равной 0), включенного в прогнозный баланс ФАС для текущего периода регулирования («сальдо-переток без потерь ЕНЭС», «опт») в отношении ГТП потребления *p* для соответствующего месяца *m*;   Примечание: в случае если в отношении участника ОРЭМ зарегистрированы несколько ГТП потребления *p*, и в прогнозном балансе ФАС объемы мощности определены по совокупности указанных ГТП потребления *p*, то величина  определяется в соответствии с формулой:    где суммирование осуществляется по тем ГТП потребления участника оптового рынка, в отношении которых балансовый объем потребления мощности определен суммарно;  – объем сальдо-перетока мощности, включенного в отношении покупки мощности в прогнозный баланс суммарно в отношении рассматриваемых ГТП участника оптового рынка;  *N* – число рассматриваемых ГТП потребления участника оптового рынка, в отношении которых балансовый объем потребления электрической энергии определен суммарно.   * объема мощности в сетях ФСК , включенного в прогнозный баланс ФАС для текущего периода регулирования в отношении региона РФ *F* в неценовой зоне *z* для соответствующего месяца *m*; * объема сальдо-перетока мощности  включенного в отношении объемов покупки мощности, определенных в соответствии с прогнозным балансом, в ГТП экспорта для соответствующего месяца *m*.   В отношении ГТП экспорта *p*(эксп) в расчетном периоде *m* в неценовой зоне Калининградской области:  ,  *l* – расчетный месяц с *m*-6 до *m*-1 включительно. |
| **15.6.1.1** | 15.6.1.1. Объем покупки мощности  для определения авансовых обязательств участника оптового рынка *i* по четырехсторонним договорам в неценовой зоне *z*, по покупке мощности на оптовом рынке в расчетном периоде *m*, рассчитывается следующим образом:    Объем покупки мощности для определения авансовых обязательств в отношении ГТП экспорта *p(эксп)* в расчетном периоде *m* в неценовой зоне *z=3*,равен:  ,  где ,  *l* – расчетный месяц с *m*–7 до *m*–2 включительно.  Объем покупки мощности для определения авансовых обязательств для целей экспорта в отношении ГТП *p (эксп)* в расчетном периоде *m*, равен в неценовой зоне *z=2*:  ,  где  *―* коэффициент резервирования для определения авансовых обязательств для организаций, осуществляющих экспортно-импортные операции, равный единице для *z*=2.  Объем покупки мощности ФСК на оптовом рынке для определения авансовых обязательств в расчетном периоде *m* в регионе *F* равен в неценовой зоне *z*:  ,  ― коэффициент резервирования для определения авансовых обязательств в неценовой зоне *z* в месяце *m*, который КО рассчитывает по формуле:   * для *z=1* и *z=4*:  ;  * для *z=2*:  ;  * для *z=3*:   .  где  – величина суммарной установленной мощности ЕГО в ГТП генерации *q*, отнесенной к электростанции *s* в месяце *m*, расположенной в неценовой зоне *z*,соответствующая регистрационной информации, содержащейся в регистрационном деле субъекта оптового рынка.  В случае если в соответствии с полученным КО на 1-й (первый) рабочий день года Сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии и мощности в рамках Единой энергетической системы России на год *Y*, утвержденным ФАС России, не определены объемы покупки мощности («сальдо-переток без потерь ЕНЭС», «опт») в отношении ГТП потребления, расположенных в неценовых зонах оптового рынка, расчет объемов мощности для авансовых платежей в отношении соответствующих ГТП потребления не производится. | 15.6.1.1. Объем покупки мощности  для определения авансовых обязательств участника оптового рынка *i* по четырехсторонним договорам в неценовой зоне *z*, по покупке мощности на оптовом рынке в расчетном периоде *m*, рассчитывается следующим образом:    Объем покупки мощности для определения авансовых обязательств в отношении ГТП экспорта *p(эксп)* в расчетном периоде *m* в неценовой зоне Калининградской области равен:  ,  где ,  *l* – расчетный месяц с *m*–7 до *m*–2 включительно.  Объем покупки мощности ФСК на оптовом рынке для определения авансовых обязательств в расчетном периоде *m* в регионе *F* равен в неценовой зоне *z*:  ,  ― коэффициент резервирования для определения авансовых обязательств в неценовой зоне *z* в месяце *m*, который КО рассчитывает по формуле:  .  где  – величина суммарной установленной мощности ЕГО в ГТП генерации *q*, отнесенной к электростанции *s* в месяце *m*, расположенной в неценовой зоне *z*,соответствующая регистрационной информации, содержащейся в регистрационном деле субъекта оптового рынка.  В случае если в соответствии с полученным КО на 1-й (первый) рабочий день года Сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии и мощности в рамках Единой энергетической системы России на год *Y*, утвержденным ФАС России, не определены объемы покупки мощности («сальдо-переток без потерь ЕНЭС», «опт») в отношении ГТП потребления, расположенных в неценовых зонах оптового рынка, расчет объемов мощности для авансовых платежей в отношении соответствующих ГТП потребления не производится. |
| **15.6.1.2** | 15.6.1.2. Объем продажи мощности для определения авансовых требований в отношении ГТП генерации (ГТП импорта) в расчетном периоде *m* равен:  ,  = ,  где  – величина суммарной установленной мощности ЕГО в ГТП генерации *q*, отнесенной к станции *s*, в месяце *m*, расположенной в неценовой зоне *z*,соответствующая регистрационной информации, содержащейся в регистрационном деле субъекта оптового рынка;  − величина мощности, поставляемая в отношении ГТП импорта *q(имп)* в месяце *m*, определяемая в соответствии со Сводным прогнозным балансом.  Объем продажи мощности для определения авансовых требований определяется только для ГТП генерации, учтенных в прогнозном балансе ФАС России в отношении расчетного периода *m*.  В отношении ГТП генерирующих объектов электростанций, построенных и введенных в эксплуатацию на территории неценовых зон, расчет объемов мощности для авансовых платежей в отношении расчетного месяца, начиная с которого получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью с использованием указанных ГТП генерации, не производится.  В отношении ГТП генерации, зарегистрированных в отношении генерирующих объектов, включенных в перечень генерирующих объектов в неценовых зонах, расчет объемов мощности для авансовых платежей в отношении первого месяца фактической поставки мощности и предшествующих ему месяцев не производится. Первым месяцем фактической поставки мощности является расчетный период, в отношении которого для ГТП генерации впервые выполнены следующие условия в совокупности:  - предельный объем поставки мощности, переданный Системным оператором в КО в Реестре предельных объемов поставки мощности в соответствии с *Регламентом определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), больше нуля;  - у поставщика с учетом особенностей, предусмотренных п. 4.1.6 *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*), возникло право участия в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке с использованием ГТП генерации *p*;  - наступила дата начала поставки мощности на оптовый рынок, указанная в перечне генерирующих объектов в неценовых зонах.  В случае если субъектом оптового рынка начиная с расчетного месяца *m* получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью с использованием зарегистрированных (зарегистрированной) ГТП генерации в отношении генерирующего оборудования станции, ранее принадлежавшего другому участнику оптового рынка, то указанная станция не учитывается при расчете авансовых обязательств/требований за мощность за расчетный месяц *m*. | 15.6.1.2. Объем продажи мощности для определения авансовых требований в отношении ГТП генерации (ГТП импорта) в расчетном периоде *m* равен:  ,  = ,  где  – величина суммарной установленной мощности ЕГО в ГТП генерации *q*, отнесенной к станции *s*, в месяце *m*, расположенной в неценовой зоне *z*,соответствующая регистрационной информации, содержащейся в регистрационном деле субъекта оптового рынка;  − величина мощности, поставляемая в отношении ГТП импорта *q(имп)* в месяце *m*, определяемая в соответствии со Сводным прогнозным балансом.  Объем продажи мощности для определения авансовых требований определяется только для ГТП генерации, учтенных в прогнозном балансе ФАС России в отношении расчетного периода *m*.  В отношении ГТП генерирующих объектов электростанций, построенных и введенных в эксплуатацию на территории неценовых зон, расчет объемов мощности для авансовых платежей в отношении расчетного месяца, начиная с которого получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью с использованием указанных ГТП генерации, не производится.  В случае если субъектом оптового рынка начиная с расчетного месяца *m* получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью с использованием зарегистрированных (зарегистрированной) ГТП генерации в отношении генерирующего оборудования станции, ранее принадлежавшего другому участнику оптового рынка, то указанная станция не учитывается при расчете авансовых обязательств/требований за мощность за расчетный месяц *m*. |
| **15.6.1.3** | 15.6.1.3. Объем мощности  для определения плановых обязательств, составляющий плановые обязательства участника оптового рынка *i* по четырехсторонним договорам в неценовой зоне *z*, по покупке мощности на оптовом рынке в расчетном периоде *m* рассчитывается следующим образом:  .  Плановый объем покупки мощности в отношении ГТП экспорта *p(эксп)* в расчетном периоде *m* в неценовой зоне *z=3* равен:  .  Плановый объем покупки мощности для целей экспорта в отношении ГТП *p(эксп)* в расчетном периоде *m* в неценовой зоне *z=2* равен:  где*―* коэффициент резервирования для организаций, осуществляющих экспортно-импортные операции, рассчитываемый КО в соответствии с пунктом 15.6.4 настоящего Регламента.  определяется следующим образом:   * если в прогнозном балансе величина сальдо-перетока мощности определена отдельно для каждой ГТП экспорта, то      * если в прогнозном балансе объем сальдо-перетока мощности определен суммарно в отношении нескольких ГТП экспорта, то:   ,  где – объем сальдо-перетока мощности, включенного в отношении покупки мощности в прогнозный баланс суммарно в отношении рассматриваемых ГТП экспорта.  Объем покупки мощности ФСК на оптовом рынке в расчетном периоде *m* в регионе *F* равен в неценовой зоне *z*:  .  Объем покупки мощности, приобретаемой покупателем в отношении населения и приравненных к нему категорий потребителей в расчетный период *m* в отношении ГТП потребления *p*:  ,  – объем потребления мощности населением и приравненными к нему категориями потребителей, предусмотренный для участника *i* субъекта РФ неценовой зоны *z* сводным прогнозным балансом на соответствующий месяц *m*:   * «оплачивая мощность», «опт», округляется до 3 знаков после запятой;   ― плановый коэффициент резервирования в неценовой зоне *z* в месяце *m*, который КО рассчитывает по формуле:   * для *z=1* и *z=4*:  * для *z=2*:  * для *z=3*: | 15.6.1.3. Объем мощности  для определения плановых обязательств, составляющий плановые обязательства участника оптового рынка *i* по четырехсторонним договорам в неценовой зоне *z*, по покупке мощности на оптовом рынке в расчетном периоде *m* рассчитывается следующим образом:  .  Плановый объем покупки мощности в отношении ГТП экспорта *p(эксп)* в расчетном периоде *m* в неценовой зоне Калининградской областиравен:  .  Объем покупки мощности ФСК на оптовом рынке в расчетном периоде *m* в регионе *F* равен в неценовой зоне *z*:  .  Объем покупки мощности, приобретаемой покупателем в отношении населения и приравненных к нему категорий потребителей в расчетный период *m* в отношении ГТП потребления *p*:  ,  – объем потребления мощности населением и приравненными к нему категориями потребителей, предусмотренный для участника *i* субъекта РФ неценовой зоны *z* сводным прогнозным балансом на соответствующий месяц *m*:   * «оплачивая мощность», «опт», округляется до 3 знаков после запятой;   ― плановый коэффициент резервирования в неценовой зоне *z* в месяце *m*, который КО рассчитывает по формуле: |
| **15.6.2** | 15.6.2. Определение фактических объемов покупки мощности на оптовом рынке по четырехсторонним договорам  – объем фактического пикового потребления, определяется КО для участника *i* в отношении ГТП потребления (или экспорта) *p* на основе фактических часовых значений потребления электроэнергии в плановые часы пиковой нагрузки, установленные Системным оператором в соответствии с Правилами оптового рынка и опубликованные в установленном порядке, в которые КО зафиксировал максимальное совокупное часовое потребление электрической энергии по субъекту Российской Федерации *f,* в соответствии с формулой:  ,  где  – час максимальной фактической пиковой нагрузки по субъекту Российской Федерации, определяемый КО из числа установленных Системным оператором плановых часов пиковой нагрузки для каждого рабочего дня *d* расчетного месяца *m*, как час, в который зафиксировано максимальное совокупное фактическое потребление электрической энергии в субъекте Российской Федерации *f*;  — величина фактического потребления электрической энергии в ГТП потребления (экспорта)*x* участника оптового рынка, определенная в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электрической энергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в час .  Рабочий день *d* определяется в соответствии с *Перечнем определений и принятых сокращений* (Приложение № 17 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  В случае если определены два или более часов, в которые зафиксировано одно и то же максимальное совокупное фактическое потребление электрической энергии в субъекте Российской Федерации, то КО в качестве часа максимальной фактической пиковой нагрузки принимает первый по порядку час из числа таких часов.  Для целей расчета часа максимальной фактической пиковой нагрузки отнесение ГТП потребления и экспорта к субъектам Российской Федерации производится следующим образом:  – ГТП потребления – на основании прогнозного баланса, утвержденного на соответствующий календарный год;  – ГТП экспорта, отнесенные к территории неценовой зоны Дальнего Востока, в целях применения настоящего пункта относятся к субъекту Российской Федерации – Амурская область;  – ГТП экспорта, отнесенные к территории неценовой зоны Калининградской области, в целях применения настоящего пункта относятся к субъекту Российской Федерации – Калининградская область.  ― количество рабочих дней *d* месяца *m*;  *x* – обозначение соответствующего типа ГТП:  .  Фактический объем покупки мощности  участника оптового рынка *i* в отношении ГТП потребления *p* по четырехстороннему договору в неценовой зоне *z*, по покупке мощности на оптовом рынке в расчетном периоде *m* рассчитывается по формуле (для ГТП потребления поставщиков указанная величина принимается равной 0):  .  Фактический объем покупки мощности в отношении ГТП экспорта *p(эксп)* в расчетном периоде *m* в неценовой зоне *z=3* равен:  ,  где ,  *l* – расчетный месяц с *m*-6 до *m*-1 включительно;  Фактический объем покупки мощностив отношении ГТП экспорта *p(эксп)* в расчетном периоде *m* в неценовой зоне *z=2* равен:  .  где  ― фактический коэффициент резервирования в неценовой зоне *z* в месяце *m*, который КО рассчитывает по формуле:   * для *z=1* и *z=4*:   ;   * для *z=2*:   ;   * для *z=3*:   ,  где *p* – ГТП потребления участников ОРЭМ;  *р(эксп)* – ГТП экспорта участников ОРЭМ. | 15.6.2. Определение фактических объемов покупки мощности на оптовом рынке по четырехсторонним договорам  – объем фактического пикового потребления, определяется КО для участника *i* в отношении ГТП потребления (или экспорта) *p* на основе фактических часовых значений потребления электроэнергии в плановые часы пиковой нагрузки, установленные Системным оператором в соответствии с Правилами оптового рынка и опубликованные в установленном порядке, в которые КО зафиксировал максимальное совокупное часовое потребление электрической энергии по субъекту Российской Федерации *f,* в соответствии с формулой:  ,  где  – час максимальной фактической пиковой нагрузки по субъекту Российской Федерации, определяемый КО из числа установленных Системным оператором плановых часов пиковой нагрузки для каждого рабочего дня *d* расчетного месяца *m*, как час, в который зафиксировано максимальное совокупное фактическое потребление электрической энергии в субъекте Российской Федерации *f*;  — величина фактического потребления электрической энергии в ГТП потребления (экспорта)*x* участника оптового рынка, определенная в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электрической энергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в час .  Рабочий день *d* определяется в соответствии с *Перечнем определений и принятых сокращений* (Приложение № 17 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  В случае если определены два или более часов, в которые зафиксировано одно и то же максимальное совокупное фактическое потребление электрической энергии в субъекте Российской Федерации, то КО в качестве часа максимальной фактической пиковой нагрузки принимает первый по порядку час из числа таких часов.  Для целей расчета часа максимальной фактической пиковой нагрузки отнесение ГТП потребления и экспорта к субъектам Российской Федерации производится следующим образом:  – ГТП потребления – на основании прогнозного баланса, утвержденного на соответствующий календарный год;  – ГТП экспорта, отнесенные к территории неценовой зоны Калининградской области, в целях применения настоящего пункта относятся к субъекту Российской Федерации – Калининградская область.  ― количество рабочих дней *d* месяца *m*;  *x* – обозначение соответствующего типа ГТП:  .  Фактический объем покупки мощности  участника оптового рынка *i* в отношении ГТП потребления *p* по четырехстороннему договору в неценовой зоне *z*, по покупке мощности на оптовом рынке в расчетном периоде *m* рассчитывается по формуле (для ГТП потребления поставщиков указанная величина принимается равной 0):  .  Фактический объем покупки мощности в отношении ГТП экспорта *p(эксп)* в расчетном периоде *m* в неценовой зоне Калининградской областиравен:  ,  где ,  *l* – расчетный месяц с *m*-6 до *m*-1 включительно;  где  ― фактический коэффициент резервирования в неценовой зоне *z* в месяце *m*, который КО рассчитывает по формуле:  ,  где *p* – ГТП потребления участников ОРЭМ;  *р(эксп)* – ГТП экспорта участников ОРЭМ. |
| **15.6.4** | 15.6.4. Порядок определения фактического коэффициента резервирования для организаций, осуществляющих экспортно-импортные операции во второй неценовой зоне оптового рынка  15.6.4.1. Порядок обмена информацией между организацией, осуществляющей экспортно-импортные операции, и КО  Организация, осуществляющая экспортно-импортные операции, предоставляет КО нотариально заверенную копию текста договора поставки электрической энергии в энергосистемы иностранных государств на русском языке в срок и не позднее 25-го числа месяца, в котором была начата поставка электрической энергии по такому договору, а также во всех случаях изменения цены по такому договору не позднее 5-го числа месяца, следующего за месяцем поставки, в котором такое изменение произошло.  …  15.6.4.2. Расчет коэффициента резервирования для организаций, осуществляющих экспортно-импортные операции во второй неценовой зоне оптового рынка  ..  **–** суммарное за месяц *m* количество электрической энергии, реализованное по двустороннему договору *D*, заключенному в отношении ГТП экспорта (совокупности ГТП экспорта) *x*1 и электрической станции *s*, определяемое в соответствии с разделом 6 настоящего Регламента. | **Удалить пункт 15.6.4, включая подпункты 15.6.4.1 и 15.6.4.2** |
| **15.6.6** | **15.6.6.** **Определение коэффициента снижения в отношении неценовой зоны *z*, в которой осуществляется поставка мощности генерирующим объектом, включенным в** [**перечень**](consultantplus://offline/ref=4DD738BB074B5B9BE16F184D0BD588C5E1BA1D07BB6DBC6F85D57F9F089EA6D0E4845A8D0E0A11929CFBEEF36DE0B9CE1B8C9C58C097D945j8L7O) **генерирующих объектов в неценовых зонах**  КО определяет коэффициент снижения в отношении неценовой зоны *z*, в которой предусмотрена поставка мощности генерирующим объектом, включенным в перечень генерирующих объектов в неценовых зонах, для месяца *m* (округляется с точностью до 11 знаков после запятой) по формуле:  …  Коэффициент определяется для неценовой зоны *z* начиная с месяца, предшествующего месяцу, в котором началась фактическая поставка мощности в отношении любого объекта, расположенного в неценовой зоне *z* и включенного в перечень генерирующих объектов в неценовых зонах. Месяц начала фактической поставки мощности генерирующим объектом определяется в соответствии с пунктом 1 приложения 163 к *Регламенту финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | **Удалить пункт 15.6.6** |
| **15.6.7** | **15.6.7. Определение коэффициента снижения стоимости мощности, применяемого при просрочке исполнения обязательства по поставке мощности генерирующим объектом, включенным в** [**перечень**](consultantplus://offline/ref=5AAD9E3DCF65C33F0AFC7AE155664054FAC8F8AF4DEF856593136656B6C247093C559BA5CFC04AEDD3757D7A0DD2380E34A6D94289271DCE32N6I) **генерирующих объектов в неценовых зонах**  КО определяет коэффициент снижения стоимости мощности, применяемый при просрочке исполнения обязательства по поставке мощности генерирующим объектом, включенным в перечень генерирующих объектов в неценовых зонах, для месяца *m* в отношении ГТП генерации *q*, соответствующей данному генерирующему объекту, по формуле:  где – соответствующий месяцу *m* порядковый номер месяца поставки генерирующего объекта, соответствующего ГТП генерации *q* (=1 для первого порядкового месяца поставки мощности, определенного в соответствии с пунктом 1 приложения 163 к *Регламенту финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*));  – количество месяцев просрочки начала поставки мощности генерирующего объекта, соответствующего ГТП генерации *q*,определяемое по формуле:  ,  где  *–* порядковый номер месяца поставки мощности генерирующего объекта, в котором предельный объем поставки мощности соответствующего ГТП генерации *q* генерирующего объекта, переданный Системным оператором КО в Реестре предельных объемов поставки мощности в соответствии с *Регламентом определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), впервые принял значение больше 0*.*  КО определяет коэффициент для ГТП генерации *q* начиная с месяца *m*, соответствующего месяцу *ms*.  В случаях, предусмотренных пунктом 15.6.9 настоящего Регламента, принимает значение, равное 1 (единице). | **Удалить пункт 15.6.7** |
| **15.6.8** | **15.6.8. Определение коэффициента снижения стоимости мощности, применяемого в случае, если предельный объем поставки мощности генерирующего объекта, включенного в** [**перечень**](consultantplus://offline/ref=5AAD9E3DCF65C33F0AFC7AE155664054FAC8F8AF4DEF856593136656B6C247093C559BA5CFC04AEDD3757D7A0DD2380E34A6D94289271DCE32N6I) **генерирующих объектов в неценовых зонах, в соответствующем месяце более нуля, но менее объема, равного 90 процентам объема установленной мощности**  КО определяет коэффициент снижения стоимости мощности, применяемый в случае, если предельный объем поставки мощности в ГТП генерации *q*, соответствующейгенерирующему объекту, включенному в [перечень](consultantplus://offline/ref=5AAD9E3DCF65C33F0AFC7AE155664054FAC8F8AF4DEF856593136656B6C247093C559BA5CFC04AEDD3757D7A0DD2380E34A6D94289271DCE32N6I) генерирующих объектов в неценовых зонах, в месяце *m* более нуля, но менее объема, равного 90 процентам объема установленной мощности, указанного для данного генерирующего объекта в перечне генерирующих объектов в неценовых зонах, по формуле (с точностью до 11 знаков после запятой):  где – объем установленной мощности генерирующего объекта, соответствующего ГТП генерации *q*, указанный в [перечне](consultantplus://offline/ref=851A6CF1DBC52A8612E002D4CB9BFBD888E7EE737794C9201B09DD8C8D39D97DF68AF6A8CD7E3BAF87AB0A8902F16911D76B7FFCAD089D60yEh6I) генерирующих объектов в неценовых зонах;  – предельный объем поставки мощности в ГТП генерации *q* в месяце *m*, определяемый в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* (Приложение № 19.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) как предельный объем поставки мощности в ГТП генерации *j* ().  КО определяет коэффициент для ГТП генерации *q* начиная с месяца *m*, соответствующего месяцу начала фактической поставки мощности *ms*, определенному для ГТП генерации *q* в соответствии с пунктом 1 приложения 163 к *Регламенту финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  В случаях, предусмотренных пунктом 15.6.9 настоящего Регламента, принимает значение, равное 1 (единице). | **Удалить пункт 15.6.8** |
| **15.6.9** | **15.6.9. Особенности применения коэффициентов снижения стоимости мощности, предусмотренных пунктами 15.6.7 и 15.6.8 настоящего Регламента**  Коммерческий оператор использует значение коэффициентов снижения стоимости мощности и , равное 1, при определении стоимости поставки мощности генерирующих объектов, включенных в перечень генерирующих объектов в неценовых зонах, и надбавки к цене на мощность в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с помощью генерирующим объектов, включенных в перечень генерирующих объектов в неценовых зонах, с расчетного месяца *m*, в котором Наблюдательным советом Совета рынка принято решение о неприменении коэффициентов снижения стоимости мощности, до месяца, указанного в решении Наблюдательного совета Совета рынка.  Указанное решение Наблюдательного совета Совета рынка о неприменении коэффициентов снижения стоимости мощности и (применении коэффициентов со значением, равным 1 (единице)) осуществляется в порядке, установленном *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка*. | **Удалить пункт 15.6.9** |
| **15.6.10** | **15.6.10. Расчет размера средств, учитываемых в отношении участника оптового рынка – производителя электрической энергии (мощности), в отношении которого Правительством Российской Федерации принято решение о применении надбавки к цене на мощность в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с помощью генерирующих объектов, включенных в перечень генерирующих объектов в неценовых зонах**  Для целей определения надбавки, применяемой в соответствии с п. 13.1.4 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), при определении стоимости мощности КО рассчитывает размер средств, учитываемых в отношении участника оптового рынка *i* – производителя электрической энергии (мощности), в отношении которого Правительством Российской Федерации принято решение о применении надбавки к цене на мощность в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с помощью генерирующих объектов, включенных в перечень генерирующих объектов в неценовых зонах, для ценовых зон и месяца *m*, по формуле (с точностью до двух знаков после запятой):  **…**  КО определяет величину начиная с самого раннего месяца *m*, в котором одновременно выполнены два условия:  - поставщик мощности *i* определен производителем электрической энергии (мощности), в отношении которого Правительством Российской Федерации принято решение о применении указанной надбавки в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной в неценовой зоне с использованием генерирующих объектов, включенных в перечень генерирующих объектов в неценовых зонах ();  - началась поставка мощности хотя бы одним из указанных генерирующих объектов (). Под месяцем начала поставки понимается месяц *ms*, определенный в соответствии с пунктом 1 приложения 163 к *Регламенту финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | **Удалить пункт 15.6.10** |
| **17.1** | **17.1. Перечень информации** Для определения планового почасового производства и потребления и расчета финансовых обязательств/требований участников оптового рынка, ГТП которых расположены на территории неценовых зон, КО использует следующую почасовую информацию от Системного оператора: плановое почасовое потребление для ГТП потребления;плановые почасовые объемы поставки по каждому сечению поставки экспортно-импортных операций;плановое почасовое производство для ГТП генерации;информацию о наличии ВЭ в ГТП потребления, отнесенных ко второй ценовой и второй неценовой зонам для каждого часа расчетного периода;объемы отклонений по внешней инициативе, зафиксированные СО для участников оптового рынка;коэффициенты неготовности сетевых компаний. | **17.1. Перечень информации** Для определения планового почасового производства и потребления и расчета финансовых обязательств/требований участников оптового рынка, ГТП которых расположены на территории неценовых зон, КО использует следующую почасовую информацию от Системного оператора: плановое почасовое потребление для ГТП потребления;плановые почасовые объемы поставки по каждому сечению поставки экспортно-импортных операций;плановое почасовое производство для ГТП генерации;объемы отклонений по внешней инициативе, зафиксированные СО для участников оптового рынка;коэффициенты неготовности сетевых компаний. |
| **17.2.1** | 17.2.1. Системный оператор передает КО информацию в соответствии с перечнем, указанным в п. 17.1 настоящего Регламента. Данные по НЦЗА, НЦЗК и территории Калининградской области передаются в составе актуализированной расчетной модели первой ценовой зоны, за исключением значений объемов отклонений по внешней инициативе, передаваемых отдельно. Данные по второй неценовой зоне в сроки, определенные п. 4.1.3 настоящего Регламента, СО передает КО в электронном виде в согласованном между КО и СО формате и с использованием утвержденного (согласованного) КО и СО специализированного программного обеспечения. | 17.2.1. Системный оператор передает КО информацию в соответствии с перечнем, указанным в п. 17.1 настоящего Регламента. Данные по территории Калининградской области передаются в составе актуализированной расчетной модели первой ценовой зоны, за исключением значений объемов отклонений по внешней инициативе, передаваемых отдельно. |
| **18.1** | 18.1. Получение информации организацией, осуществляющей функции ЕЗ  18.1.1. До 12-го числа месяца, следующего за расчетным, КО на своем официальном сайте в сети Интернет, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом, для организации, осуществляющей функции ЕЗ, публикует согласованные объемы перетоков по всем смежным сечениям ГТП потребления, зарегистрированным на территории второй неценовой зоны, в отношении которых ЕЗ осуществляет покупку электроэнергии на оптовом рынке.  18.1.2. До 15-го числа месяца, следующего за расчетным, КО размещает с ЭП на своем официальном сайте в сети Интернет, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом, для организации, осуществляющей функции ЕЗ, отчетную информацию о результатах расчетов электроэнергии для участников неценовых зон, в том числе информацию о результатах расчета объемов электрической энергии по двусторонним договорам, заключенным в соответствии с разделом 6 настоящего Регламента, по которым ЕЗ является стороной, указанную в приложении 1 (форма 2, 3 и 4) настоящего Регламента.  18.1.3. До 15-го числа месяца, следующего за расчетным, КО размещает с ЭП на своем официальном сайте в сети Интернет, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом, для организации, осуществляющей функции ЕЗ, отчетную информацию об объемах покупки-продажи мощности потребителями и фактических максимальных часовых значениях потребления электроэнергии, указанную в приложении 1 (форма 7 и 8) к настоящему Регламенту. | **Удалить пункт 18.1.1, включая подпункты 18.1.1, 18.1.2, 18.1.3** |
| **18.2** | 18.2. Получение информации другими участниками оптового рынка | 18.2. Получение информации другими участниками оптового рынка, функционирующими на территории Калининградской области |
| **18.2.4** | 18.2.4. КО ежедневно, не позднее 19 часов 00 минут московского времени торговых суток, публикует на своем официальном сайте в сети Интернет электронное сообщение, содержащее следующую информацию:   * ПДГ для каждой режимной генерирующей единицы НЦЗА и НЦЗК в составе актуализированной расчетной модели ЕЭС, подготовленной Системным оператором в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) и переданной КОв соответствии с п. 3.2.1 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*; * объемперетока электроэнергии в ограничивающем сечении НЦЗА и НЦЗК, включенный в процедуру конкурентного отбора на сутки вперед и определенный в соответствии с п. 4.1.2 настоящего Регламента. | **Удалить пункт** |
| **18.2.6** | 18.2.6.КО до 15-го числа месяца, следующего за расчетным, размещает на своем официальном сайте в сети Интернет с ЭЦП отчетную информацию для участников неценовых зон об объемах покупки-продажи мощности в отношении ГТП потребления (экспорта) (форма 7 приложения 1 к настоящему Регламенту), а также информацию о часах максимальной фактической пиковой нагрузки по субъекту Российской Федерации и величине фактического потребления электрической энергии в указанные часы для каждого рабочего дня расчетного месяца (форма 8 приложения 1 к настоящему Регламенту). | 18.2.6.КО до 15-го числа месяца, следующего за расчетным, размещает на своем официальном сайте в сети Интернет с ЭП отчетную информацию для участников неценовых зон об объемах покупки-продажи мощности в отношении ГТП потребления (экспорта) (форма 7 приложения 1 к настоящему Регламенту), а также информацию о часах максимальной фактической пиковой нагрузки по субъекту Российской Федерации и величине фактического потребления электрической энергии в указанные часы для каждого рабочего дня расчетного месяца (форма 8 приложения 1 к настоящему Регламенту). |
| **18.2.9** | 18.2.9. Не позднее 20-го числа месяца, следующего за расчетным, КО формирует и размещает для участников оптового рынка – производителей электрической энергии (мощности), в отношении которых Правительством Российской Федерации принято решение о применении надбавки к цене на мощность в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с помощью генерирующих объектов, включенных в перечень генерирующих объектов в неценовых зонах, в электронном виде с применением ЭП на своем официальном сайте в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом персонифицированные аналитические отчеты о размере средств, учитываемых в отношении указанных участников оптового рынка (приложение 13 к настоящему Регламенту) за расчетный месяц. | **Удалить пункт** |
| **19** | Порядок предоставления коммерческим оператором ГП (ЭСО, ЭСК) составляющих регулируемых цен на электрическую энергию (мощность), поставляемую на розничных рынках на территориях, объединенных в неценовые зоны оптового рынка В срок не позднее 14-го числа месяца, следующего за расчетным, КО публикует на своем официальном сайте в открытом доступе информацию о составляющих регулируемых цен на электрическую энергию (мощность), поставляемую на розничных рынках на территориях, объединенных в неценовые зоны (далее – конечные регулируемые цены), указанных в Основных положениях функционирования розничных рынков электрической энергии и Правилах оптового рынка электрической энергии и мощности, по форме приложений 2 и 2.1 к настоящему Регламенту в соответствии с перечнем, определенным в разделе 19.1 настоящего Регламента.  Примечание. Для расчетного месяца – июнь 2020 года, в соответствии с рассчитанными фактическими обязательствами/требованиями по договорам, обеспечивающим куплю/продажу электрической энергии  и (или) мощности, выполненными в соответствии с пунктом 7.2.2 настоящего Регламента, КО уточняет ранее опубликованную информацию о составляющих регулируемых цен на электрическую энергию (мощность), поставляемую на розничных рынках на территории Дальнего Востока, на сайте в срок не позднее 17-го числа месяца, следующего за расчетным.  КО рассчитывает указанные выше параметры для участников оптового рынка, у которых есть ГТП потребления (за исключением ГТП потребления поставщиков и ГТП экспорта), расположенные на территории неценовой зоны *z*, в отношении ГТП потребления *p*, по которой получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке.  Если в соответствии с пунктом 2.2 настоящего Регламента ГТП потребления участника оптового рынка состоит из основного энергорайона на территории второй неценовой зоны и внезонального энергорайона, в отношении которого покупка электрической энергии осуществляется во второй ценовой зоне, расчет указанных параметров осуществляется в целом в отношении указанной ГТП.  … | Порядок предоставления коммерческим оператором ГП (ЭСО, ЭСК) составляющих регулируемых цен на электрическую энергию (мощность), поставляемую на розничных рынках на территориях, объединенных в неценовые зоны оптового рынка В срок не позднее 14-го числа месяца, следующего за расчетным, КО публикует на своем официальном сайте в открытом доступе информацию о составляющих регулируемых цен на электрическую энергию (мощность), поставляемую на розничных рынках на территориях, объединенных в неценовые зоны (далее – конечные регулируемые цены), указанных в Основных положениях функционирования розничных рынков электрической энергии и Правилах оптового рынка электрической энергии и мощности, по форме приложений 2 и 2.1 к настоящему Регламенту в соответствии с перечнем, определенным в разделе 19.1 настоящего Регламента.  КО рассчитывает указанные выше параметры для участников оптового рынка, у которых есть ГТП потребления (за исключением ГТП потребления поставщиков и ГТП экспорта), расположенные на территории неценовой зоны *z*, в отношении ГТП потребления *p*, по которой получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке.  **…** |
| **19.1.2** | **19.1.2.** **Средневзвешенная регулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определенная по результатам расчета стоимости плановых почасовых объемов производства (потребления) электрической энергии и стоимости отклонений фактического производства (потребления) электрической энергии от объемов их планового почасового производства (потребления) на оптовом рынке в отношении расчетного периода**  =  **–** средневзвешенная регулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определенная по результатам расчета стоимости плановых почасовых объемов производства (потребления) электрической энергии и стоимости отклонений фактического производства (потребления) электрической энергии от объемов их планового почасового производства (потребления) на оптовом рынке в отношении расчетного периода *m* для участника оптового рынка *i* в ГТП потребления *р*, рублей/МВт·ч.  ,  где ,  ,  ,  где ;  ;  **–** ставка, определяемая в соответствии с пунктом 11.2 *Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – коэффициент, применяемый к отклонениям, возникшим по собственной инициативе в отношении ГТП потребления, рассчитанный в соответствии с приложением № 2 к *Регламенту определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  **–** предварительная плановая величина объема покупки электрической энергии по договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ (в отношении ГТП, зарегистрированных за организацией, исполняющей функции Единого закупщика во второй неценовой зоне, в отношении которых получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке, - по договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ), определенная в соответствии с разделом 8 настоящего Регламента;  **–** величина планового почасового потребления по каждой ГТП потребления участника оптового рынка, определенная в соответствии с разделом 4 настоящего Регламента;  **–** объем планового почасового потребления населения, определенный в соответствии с разделом 9 настоящего Регламента;  ;  **–** объем электроэнергии, покупаемый по всем двусторонним договорам, принадлежащим ГТП потребления *p* в час *h*, определенный в соответствии с п. 6 настоящего Регламента;  **–** стоимость единицы электрической энергии в объемах планового почасового потребления ГП (ЭСК, ЭСО) в группе точек поставки потребления *p* на оптовом рынке, к которой отнесено энергопотребляющее оборудование потребителя розничного рынка, определенная организацией коммерческой инфраструктуры для часа *h* исходя из тарифов поставщиков в соответствии с разделом 9 настоящего Регламента;  **–** величина обязательства по договору купли-продажи в РСВ в часе *h* расчетного месяца *m*, определенная в соответствии с *Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  **–** величина требования по договору комиссии в РСВ в часе *h* расчетного месяца *m*, определенная в соответствии с *Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  **–** фактический почасовой объем электрической энергии, приобретенный ГП (ЭСО, ЭСК) у производителей электрической энергии на розничном рынке, осуществляющих поставку электрической энергии (мощности) на территориях неценовых зон оптового рынка, за исключением территорий, не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами, предоставленный КО в порядке и сроки, установленные пунктом 17.2.5 настоящего Регламента;  ;  В случае если ГП (ЭСО, ЭСК) не предоставил указанную информацию в отношении ГТП потребления *p* Коммерческому оператору в порядке и сроки, установленные пунктом 17.2.5 настоящего Регламента, то:  ,  где  **–** величина, определяемая в соответствии с пунктом 19.1.1 настоящего Регламента;  .  В случае если ГП (ЭСО, ЭСК) не предоставил указанную информацию в отношении ГТП потребления *p* Коммерческому оператору в порядке и сроки, установленные пунктом 17.2.5 настоящего Регламента, то:  ,  где  – определяемая в соответствии с пунктом 4.4.4 настоящего Регламента величина планового почасового потребления в узлах, временно электрически изолированных от второй неценовой зоны и работающих синхронно со второй ценовой зоной, отнесенных к ГТП потребления участников оптового рынка, расположенных на территории второй неценовой зоны.  ,  – величины начисленной разницы обязательств и требований участнику оптового рынка в соответствии с п. 7.4.6 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  В случае если =0, то =0 , =0.  **- для гарантирующих поставщиков, приобретающих электрическую энергию и мощность по нескольким группам точек поставки, в отношении которых получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке, зарегистрированным исходя из границ зоны их деятельности в качестве гарантирующего поставщика в пределах одного субъекта Российской Федерации:**  ;  ;  ;  ,  где ;  ;  **–** фактический почасовой объем электрической энергии, приобретенный ГП (ЭСО, ЭСК) у производителей электрической энергии на розничном рынке, осуществляющих поставку электрической энергии (мощности) на территориях неценовых зон оптового рынка, за исключением территорий, не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами, предоставленный КО в порядке и сроки, установленные пунктом 17.2.5 настоящего Регламента.  В случае если ГП (ЭСО, ЭСК) не предоставил указанную информацию в отношении всех или части ГТП, отнесенных к множеству *M(p)*, Коммерческому оператору в порядке и сроки, установленные пунктом 17.2.5 настоящего Регламента, то:  ,  где  - величина, определяемая в соответствии с пунктом 19.1.1 настоящего Регламента;  .  В случае если ГП (ЭСО, ЭСК) не предоставил указанную информацию в отношении всех или части ГТП, отнесенных к множеству *M(p)*, Коммерческому оператору в порядке и сроки, установленные пунктом 17.2.5 настоящего Регламента, то:  ,  где  − плановый почасовой объем производства блок-станций, определенный в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение №4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  − определяемая в соответствии с пунктом 4.4.4 настоящего Регламента величина планового почасового потребления в узлах, временно электрически изолированных от второй неценовой зоны и работающих синхронно со второй ценовой зоной, отнесенных к ГТП потребления участников оптового рынка, расположенных на территории второй неценовой зоны.  Для целей настоящего раздела под *M(p)* понимается совокупность ГТП потребления гарантирующего поставщика в пределах одного субъекта Российской Федерации, в случае если гарантирующий поставщик приобретает электрическую энергию и мощность по нескольким группам точек поставки, в отношении которых получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке, зарегистрированным исходя из границ зоны его деятельности в качестве гарантирующего поставщика в пределах одного субъекта Российской Федерации.  *N1(M)* – множество ГТП потребления, принадлежащих *M(p),* в отношении которых рассматриваемый гарантирующий поставщик **предоставил** информацию о фактических почасовых объемах электрической энергии, приобретенных у производителей электрической энергии на розничном рынкев порядке и сроки, установленные пунктом 17.2.5 настоящего Регламента;  *N2(M)* – множество ГТП потребления, принадлежащих *M(p),* в отношении которых рассматриваемый гарантирующий поставщик **не** **предоставил** информацию о фактических почасовых объемах электрической энергии, приобретенных у производителей электрической энергии на розничном рынкев порядке и сроки, установленные пунктом 17.2.5 настоящего Регламента.  Величины  определяются в соответствии с разделом 7 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | **19.1.2.** **Средневзвешенная регулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определенная по результатам расчета стоимости плановых почасовых объемов производства (потребления) электрической энергии и стоимости отклонений фактического производства (потребления) электрической энергии от объемов их планового почасового производства (потребления) на оптовом рынке в отношении расчетного периода**  =  **–** средневзвешенная регулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определенная по результатам расчета стоимости плановых почасовых объемов производства (потребления) электрической энергии и стоимости отклонений фактического производства (потребления) электрической энергии от объемов их планового почасового производства (потребления) на оптовом рынке в отношении расчетного периода *m* для участника оптового рынка *i* в ГТП потребления *р*, рублей/МВт·ч.  ,  где ,  ,  ,  где ;  ;  **–** ставка, определяемая в соответствии с пунктом 11.2 *Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – коэффициент, применяемый к отклонениям, возникшим по собственной инициативе в отношении ГТП потребления, рассчитанный в соответствии с приложением № 2 к *Регламенту определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  **–** предварительная плановая величина объема покупки электрической энергии по договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ, определенная в соответствии с разделом 8 настоящего Регламента;  **–** величина планового почасового потребления по каждой ГТП потребления участника оптового рынка, определенная в соответствии с разделом 4 настоящего Регламента;  **–** объем планового почасового потребления населения, определенный в соответствии с разделом 9 настоящего Регламента;  ;  **–** объем электроэнергии, покупаемый по всем двусторонним договорам, принадлежащим ГТП потребления *p* в час *h*, определенный в соответствии с п. 6 настоящего Регламента;  **–** стоимость единицы электрической энергии в объемах планового почасового потребления ГП (ЭСК, ЭСО) в группе точек поставки потребления *p* на оптовом рынке, к которой отнесено энергопотребляющее оборудование потребителя розничного рынка, определенная организацией коммерческой инфраструктуры для часа *h* исходя из тарифов поставщиков в соответствии с разделом 9 настоящего Регламента;  **–** фактический почасовой объем электрической энергии, приобретенный ГП (ЭСО, ЭСК) у производителей электрической энергии на розничном рынке, осуществляющих поставку электрической энергии (мощности) на территориях неценовых зон оптового рынка, за исключением территорий, не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами, предоставленный КО в порядке и сроки, установленные пунктом 17.2.5 настоящего Регламента;  ;  В случае если ГП (ЭСО, ЭСК) не предоставил указанную информацию в отношении ГТП потребления *p* Коммерческому оператору в порядке и сроки, установленные пунктом 17.2.5 настоящего Регламента, то:  ,  где  **–** величина, определяемая в соответствии с пунктом  19.1.1 настоящего Регламента;  .  В случае если ГП (ЭСО, ЭСК) не предоставил указанную информацию в отношении ГТП потребления *p* Коммерческому оператору в порядке и сроки, установленные пунктом 17.2.5 настоящего Регламента, то:  ,  где ,  – величины начисленной разницы обязательств и требований участнику оптового рынка в соответствии с п. 7.4.6 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  В случае если =0, то =0 , =0.  **- для гарантирующих поставщиков, приобретающих электрическую энергию и мощность по нескольким группам точек поставки, в отношении которых получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке, зарегистрированным исходя из границ зоны их деятельности в качестве гарантирующего поставщика в пределах одного субъекта Российской Федерации:**  ;  ;  ;  ,  где ;  ;  **–** фактический почасовой объем электрической энергии, приобретенный ГП (ЭСО, ЭСК) у производителей электрической энергии на розничном рынке, осуществляющих поставку электрической энергии (мощности) на территориях неценовых зон оптового рынка, за исключением территорий, не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами, предоставленный КО в порядке и сроки, установленные пунктом 17.2.5 настоящего Регламента.  В случае если ГП (ЭСО, ЭСК) не предоставил указанную информацию в отношении всех или части ГТП, отнесенных к множеству *M(p)*, Коммерческому оператору в порядке и сроки, установленные пунктом 17.2.5 настоящего Регламента, то:  ,  где  - величина, определяемая в соответствии с пунктом 19.1.1 настоящего Регламента;  .  В случае если ГП (ЭСО, ЭСК) не предоставил указанную информацию в отношении всех или части ГТП, отнесенных к множеству *M(p)*, Коммерческому оператору в порядке и сроки, установленные пунктом 17.2.5 настоящего Регламента, то:  ,  где  − плановый почасовой объем производства блок-станций, определенный в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение №4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  Для целей настоящего раздела под *M(p)* понимается совокупность ГТП потребления гарантирующего поставщика в пределах одного субъекта Российской Федерации, в случае если гарантирующий поставщик приобретает электрическую энергию и мощность по нескольким группам точек поставки, в отношении которых получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке, зарегистрированным исходя из границ зоны его деятельности в качестве гарантирующего поставщика в пределах одного субъекта Российской Федерации.  *N1(M)* – множество ГТП потребления, принадлежащих *M(p),* в отношении которых рассматриваемый гарантирующий поставщик **предоставил** информацию о фактических почасовых объемах электрической энергии, приобретенных у производителей электрической энергии на розничном рынкев порядке и сроки, установленные пунктом 17.2.5 настоящего Регламента;  *N2(M)* – множество ГТП потребления, принадлежащих *M(p),* в отношении которых рассматриваемый гарантирующий поставщик **не** **предоставил** информацию о фактических почасовых объемах электрической энергии, приобретенных у производителей электрической энергии на розничном рынкев порядке и сроки, установленные пунктом 17.2.5 настоящего Регламента.  Величины  определяются в соответствии с разделом 7 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |
| **19.1.3** | **19.1.3.** **Средневзвешенная регулируемая цена на мощность на оптовом рынке, определенная в отношении расчетного периода**  **–** средневзвешенная регулируемая цена на мощность на оптовом рынке, определенная для соответствующего гарантирующего поставщика (энергосбытовой, энергоснабжающей организации) в отношении расчетного периода *m*, рублей/МВт;  ;  - **для гарантирующих поставщиков, приобретающих электрическую энергию и мощность по нескольким группам точек поставки, в отношении которых получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью,** **зарегистрированным исходя из границ зоны их деятельности в качестве гарантирующего поставщика в пределах одного субъекта Российской Федерации:**  ,  где  **–** фактическая стоимость покупки мощности участником оптового рынка *i* за расчетный период *m*, которая рассчитывается в отношении ГТП потребления *p* на территории неценовой зоны *z* в соответствии с разделом 7 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – цена (тариф), определенная (-ый) в соответствии с п. 9 настоящего Регламента;  [МВт] ― оплачиваемый максимум потребления мощности населением и приравненными к нему категориями потребителей, указанный для месяца *m* в сводном прогнозном балансе в отношении ГТП потребления *p* участника оптового рынка *i*:   * «оплачиваемая мощность», «опт», округляется до 3 знаков после запятой;   – объем фактического пикового потребления, определенный для участника оптового рынка *i* в отношении ГТП потребления *p* в соответствии с разделом 15 настоящего Регламента;  – величина оплачиваемого сальдо-перетока мощности за расчетный период *m*, учтенного в прогнозном балансе на период регулирования и приобретаемого ГП (ЭСО, ЭСК) в отношении ГТП *p* на розничном рынке, МВт (округляется с точностью до двух знаков после запятой):   * столбец «оплачиваемый сальдо-переток мощности», строка «розн».   Величина  определяется с учетом следующих особенностей:  1) В случае если указанный объем оплачиваемого сальдо-перетока мощности в прогнозном балансе отсутствует, то величина  принимается равной нулю.  2) В случае если  **–** величина оплачиваемого сальдо-перетока мощности за расчетный период *m*, учтенного в прогнозном балансе на период регулирования и приобретаемого ГП (ЭСО, ЭСК) на розничном рынке, определена в отношении нескольких ГТП потребления участников оптового рынка *N(p)*, то величина  определяется в соответствии с формулой:  ,  где *N* – число ГТП потребления участника оптового рынка, относящихся к множеству *N*(*p*).  3) В случае предоставления участником не позднее последнего числа расчетного периода *m* в КО письма на бумажном носителе, подписанного уполномоченным представителем, содержащего:  а) следующие величины оплачиваемого сальдо-перетока мощности (округленные до двух знаков после запятой), определенные в сводном прогнозном балансе на расчетный период *m* и все последующие расчетные периоды, относящиеся к периоду регулирования, на который утвержден сводный прогнозный баланс, которые должны быть равны в абсолютном выражении:  - величина, определенная в отношении ГТП потребления *p* ГП (ЭСО, ЭСК) данного участника по столбцу «оплачиваемый сальдо-переток мощности» и строке «розн»;  - величина, определенная в столбце «оплачиваемый сальдо-переток мощности» и строке «всего поставщики розн» по соответствующему субъекту Российской Федерации, к которому отнесена данная ГТП потребления *p*;  б) письмо органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов (далее – письмо ОИВ), к которому отнесена данная ГТП потребления *p,* содержащее следующие сведения:  - наименования производителей электрической энергии (мощности) на розничном рынке, указанных в качестве поставщиков в сводном прогнозном балансе и поставляющих электрическую энергию (мощность) покупателям на розничных рынках на территориях, технологически не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами, в отношении которых органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов были установлены регулируемые цены (тарифы);  - для каждого указанного выше производителя – соответствующее ему наименование строки в сводном прогнозном балансе, содержащей объем оплачиваемого сальдо-перетока мощности (строка «розн») на территориях, технологически не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами, за каждый расчетный период периода регулирования;  - указание на участника оптового рынка (и соответствующую ему ГТП потребления *p*)*,* которому осуществляется поставка электрической энергии данными производителями в указанных объемах согласно сводному прогнозному балансу.  Письмо ОИВ должно быть подписано руководителем (или исполняющим обязанности руководителя с приложением подтверждающего полномочия приказа) органа исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов. Письмо, направленное участником, должно быть подписано уполномоченным представителем, и к нему должны быть приложены документы, подтверждающие такие полномочия.  КО проводит проверку предоставленной участником информации на предмет выполнения условия подп. «а» о равенстве величин оплачиваемого сальдо-перетока мощности, а также наличия сведений, предусмотренных подп. «б», в соответствующем письме ОИВ, и в случае положительного результата проверки в отношении каждого расчетного периода, начиная с расчетного периода *m* до конца текущего периода регулирования, уменьшает величину  на величину объема оплачиваемого сальдо-перетока мощности поставщиков в сводном прогнозном балансе, указанных в письме (столбец – «оплачиваемый сальдо-переток мощности», в МВт, округленный до двух знаков после запятой, строка соответствует указанной в письме).  В случае отрицательного результата проверки предоставленной участником информации КО в срок не позднее 10 рабочих дней с даты поступления письма от участника в КО информирует об этом участника посредством направления ему уведомления с указанием причин.  В случае изменения величин оплачиваемого сальдо-перетока мощности, указанных в подп. «а», в связи с внесением изменений в сводный прогнозный баланс, КО прекращает применять особенности определения величины , предусмотренные настоящим подпунктом в целях расчета средневзвешенной регулируемой цены на мощность на оптовом рынке, начиная с расчетного периода, с которого в сводном прогнозном балансе изменяются данные величины, но не ранее расчетного периода, предшествующего месяцу, в котором КО получены изменения в сводный прогнозный баланс, если данные изменения получены КО не позднее 10-го числа этого месяца, иначе – не ранее расчетного периода, в котором КО получены указанные изменения. | **19.1.3.** **Средневзвешенная регулируемая цена на мощность на оптовом рынке, определенная в отношении расчетного периода**  **–** средневзвешенная регулируемая цена на мощность на оптовом рынке, определенная для соответствующего гарантирующего поставщика (энергосбытовой, энергоснабжающей организации) в отношении расчетного периода *m*, рублей/МВт;  ;  - **для гарантирующих поставщиков, приобретающих электрическую энергию и мощность по нескольким группам точек поставки, в отношении которых получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью,** **зарегистрированным исходя из границ зоны их деятельности в качестве гарантирующего поставщика в пределах одного субъекта Российской Федерации:**  ,  где  **–** фактическая стоимость покупки мощности участником оптового рынка *i* за расчетный период *m*, которая рассчитывается в отношении ГТП потребления *p* на территории неценовой зоны *z* в соответствии с разделом 7 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – цена (тариф), определенная (-ый) в соответствии с п. 9 настоящего Регламента;  [МВт] ― оплачиваемый максимум потребления мощности населением и приравненными к нему категориями потребителей, указанный для месяца *m* в сводном прогнозном балансе в отношении ГТП потребления *p* участника оптового рынка *i*:   * «оплачиваемая мощность», «опт», округляется до 3 знаков после запятой;   – объем фактического пикового потребления, определенный для участника оптового рынка *i* в отношении ГТП потребления *p* в соответствии с разделом 15 настоящего Регламента;  – величина оплачиваемого сальдо-перетока мощности за расчетный период *m*, учтенного в прогнозном балансе на период регулирования и приобретаемого ГП (ЭСО, ЭСК) в отношении ГТП *p* на розничном рынке, МВт (округляется с точностью до двух знаков после запятой):   * столбец «оплачиваемый сальдо-переток мощности», строка «розн».   Величина  определяется с учетом следующих особенностей:  1) В случае если указанный объем оплачиваемого сальдо-перетока мощности в прогнозном балансе отсутствует, то величина  принимается равной нулю.  2) В случае если  **–** величина оплачиваемого сальдо-перетока мощности за расчетный период *m*, учтенного в прогнозном балансе на период регулирования и приобретаемого ГП (ЭСО, ЭСК) на розничном рынке, определена в отношении нескольких ГТП потребления участников оптового рынка *N(p)*, то величина  определяется в соответствии с формулой:  ,  где *N* – число ГТП потребления участника оптового рынка, относящихся к множеству *N*(*p*). |
| **19.1.4** | * + 1. **Дифференцированная по зонам суток расчетного периода средневзвешенная регулируемая цена на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке в зоне суток расчетного периода**   = **–** дифференцированная по зонам суток расчетного периода средневзвешенная регулируемая цена на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке в зоне суток *ξ* расчетного периода *m*, рублей/МВт·ч;  1) для ночной зоны суток:  ,  где в часы *l*, отнесенные к ночной зоне суток месяца *m*:  ;  ;  ;  ;  **–** величина, определенная в п. 19.1.2. настоящего Регламента;  2) для пиковой зоны суток:  ,  где *g* – часы, отнесенные к полупиковой зоне суток месяца *m*,  *f* - часы, отнесенные к пиковой зоне суток месяца *m*:  ;  ;  ;  ;  ;  - величина, определенная в п. 19.1.2. настоящего Регламента;  3) для полупиковой зоны суток:  ,  где в часы *g*, отнесенные к полупиковой зоне суток месяца *m*:  ;  ;  ;  ;  **–** величина, определенная в п. 19.1.2. настоящего Регламента;  4) для дневной зоны суток:  ,  где в часы *j*, отнесенные к дневной зоне суток месяца *m*:  ;  ;  ;  ;  **–** величина, определенная в п. 19.1.2. настоящего Регламента;  где ;  **–** фактический почасовой объем электрической энергии, приобретенный ГП (ЭСО, ЭСК) у производителей электрической энергии на розничном рынке, осуществляющих поставку электрической энергии (мощности) на территориях неценовых зон оптового рынка, за исключением территорий, не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами, предоставленный КО в порядке и сроки, установленные пунктом 17.2.5 настоящего Регламента.  В случае если ГП (ЭСО, ЭСК) не предоставил указанную информацию в отношении ГТП потребления *p* Коммерческому оператору в порядке и сроки, установленные пунктом 17.2.5 настоящего Регламента, то:  ,  где  - величина, определяемая в соответствии с пунктом 19.1.1 настоящего Регламента.  **–** объем планового почасового потребления населения, определенный в соответствии с разделом 9 настоящего Регламента.  - число часов в расчетном месяце *m*;  ,  где  − плановый почасовой объем производства блок-станций, определенный в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  − определяемая в соответствии с пунктом 4.4.4 настоящего Регламента величина планового почасового потребления в узлах, временно электрически изолированных от второй неценовой зоны и работающих синхронно со второй ценовой зоной, отнесенных к ГТП потребления участников оптового рынка, расположенных на территории второй неценовой зоны.  **- для гарантирующих поставщиков (ЭСО, ЭСК), приобретающих электрическую энергию и мощность по нескольким группам точек поставки, в отношении которых получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью, зарегистрированным исходя из границ зоны их деятельности в качестве гарантирующего поставщика в пределах одного субъекта Российской Федерации:**  1) для ночной зоны суток:  ,  где в часы *l*, отнесенные к ночной зоне суток месяца *m*:  ;  ;  ;  ;  **–** величина, определенная в п. 19.1.2. настоящего Регламента;  2) для пиковой зоны суток:  ;  где *g* – часы, отнесенные к полупиковой зоне суток месяца *m*,  *f* - часы, отнесенные к пиковой зоне суток месяца *m*:  ;  ;  ;  ;  ;  **–** величина, определенная в п. 19.1.2. настоящего Регламента;  3) для полупиковой зоны суток:  ,  где *g* - часы, отнесенные к полупиковой зоне суток месяца *m*:  ;  ;  ;  ;  **–** величина, определенная в п. 19.1.2. настоящего Регламента;  4) для дневной зоны суток:  ,  где в часы *j*, отнесенные к дневной зоне суток месяца *m*:  ;    ;  где ;  **–** величина, определенная в п. 19.1.2. настоящего Регламента;  ;  **–** фактический почасовой объем электрической энергии, приобретенный ГП (ЭСО, ЭСК) у производителей электрической энергии на розничном рынке, осуществляющих поставку электрической энергии (мощности) на территориях неценовых зон оптового рынка, за исключением территорий, не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами, предоставленный КО в порядке и сроки, установленные пунктом 17.2.5 настоящего Регламента.  В случае если ГП (ЭСО, ЭСК) не предоставил указанную информацию в отношении ГТП потребления *p* Коммерческому оператору в порядке и сроки, установленные пунктом 17.2.5 настоящего Регламента, то:  ;  - число часов в расчетном месяце *m*;  где  **–** величина, определяемая в соответствии с пунктом 19.1.1 настоящего Регламента.  **–** объем планового почасового потребления населения в ГТП потребления *p* участника *i* неценовой зоны *z*, определяемый в соответствии с разделом 9 настоящего Регламента.  ,  − плановый почасовой объем производства блок-станций, определенный в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  − определяемая в соответствии с пунктом 4.4.4 настоящего Регламента величина планового почасового потребления в узлах, временно электрически изолированных от второй неценовой зоны и работающих синхронно со второй ценовой зоной, отнесенных к ГТП потребления участников оптового рынка, расположенных на территории второй неценовой зоны. | * + 1. **Дифференцированная по зонам суток расчетного периода средневзвешенная регулируемая цена на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке в зоне суток расчетного периода**   = **–** дифференцированная по зонам суток расчетного периода средневзвешенная регулируемая цена на электрическую энергию (мощность) на оптовом рынке в зоне суток *ξ* расчетного периода *m*, рублей/МВт·ч;  1) для ночной зоны суток:  ,  где в часы *l*, отнесенные к ночной зоне суток месяца *m*:  ;  ;  ;  ;  **–** величина, определенная в п. 19.1.2. настоящего Регламента;  2) для пиковой зоны суток:  ,  где *g* – часы, отнесенные к полупиковой зоне суток месяца *m*,  *f* - часы, отнесенные к пиковой зоне суток месяца *m*:  ;  ;  ;  ;  ;  - величина, определенная в п. 19.1.2. настоящего Регламента;  3) для полупиковой зоны суток:  ,  где в часы *g*, отнесенные к полупиковой зоне суток месяца *m*:  ;  ;  ;  ;  **–** величина, определенная в п. 19.1.2. настоящего Регламента;  4) для дневной зоны суток:  ,  где в часы *j*, отнесенные к дневной зоне суток месяца *m*:  ;  ;  ;  ;  **–** величина, определенная в п. 19.1.2. настоящего Регламента;  где ;  **–** фактический почасовой объем электрической энергии, приобретенный ГП (ЭСО, ЭСК) у производителей электрической энергии на розничном рынке, осуществляющих поставку электрической энергии (мощности) на территориях неценовых зон оптового рынка, за исключением территорий, не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами, предоставленный КО в порядке и сроки, установленные пунктом 17.2.5 настоящего Регламента.  В случае если ГП (ЭСО, ЭСК) не предоставил указанную информацию в отношении ГТП потребления *p* Коммерческому оператору в порядке и сроки, установленные пунктом 17.2.5 настоящего Регламента, то:  ,  где  - величина, определяемая в соответствии с пунктом 19.1.1 настоящего Регламента.  **–** объем планового почасового потребления населения, определенный в соответствии с разделом 9 настоящего Регламента.  - число часов в расчетном месяце *m*;  ,  где  − плановый почасовой объем производства блок-станций, определенный в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  **- для гарантирующих поставщиков (ЭСО, ЭСК), приобретающих электрическую энергию и мощность по нескольким группам точек поставки, в отношении которых получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью, зарегистрированным исходя из границ зоны их деятельности в качестве гарантирующего поставщика в пределах одного субъекта Российской Федерации:**  1) для ночной зоны суток:  ,  где в часы *l*, отнесенные к ночной зоне суток месяца *m*:  ;  ;  ;  ;  **–** величина, определенная в п. 19.1.2. настоящего Регламента;  2) для пиковой зоны суток:  ;  где *g* – часы, отнесенные к полупиковой зоне суток месяца *m*,  *f* - часы, отнесенные к пиковой зоне суток месяца *m*:  ;  ;  ;  ;  ;  **–** величина, определенная в п. 19.1.2. настоящего Регламента;  3) для полупиковой зоны суток:  ,  где *g* - часы, отнесенные к полупиковой зоне суток месяца *m*:  ;  ;  ;  ;  **–** величина, определенная в п. 19.1.2. настоящего Регламента;  4) для дневной зоны суток:  ,  где в часы *j*, отнесенные к дневной зоне суток месяца *m*:  ;    ;  где ;  **–** величина, определенная в п. 19.1.2. настоящего Регламента;  ;  **–** фактический почасовой объем электрической энергии, приобретенный ГП (ЭСО, ЭСК) у производителей электрической энергии на розничном рынке, осуществляющих поставку электрической энергии (мощности) на территориях неценовых зон оптового рынка, за исключением территорий, не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами, предоставленный КО в порядке и сроки, установленные пунктом 17.2.5 настоящего Регламента.  В случае если ГП (ЭСО, ЭСК) не предоставил указанную информацию в отношении ГТП потребления *p* Коммерческому оператору в порядке и сроки, установленные пунктом 17.2.5 настоящего Регламента, то:  ;  - число часов в расчетном месяце *m*;  где  **–** величина, определяемая в соответствии с пунктом 19.1.1 настоящего Регламента.  **–** объем планового почасового потребления населения в ГТП потребления *p* участника *i* неценовой зоны *z*, определяемый в соответствии с разделом 9 настоящего Регламента.  ,  − плановый почасовой объем производства блок-станций, определенный в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); |
| **19.1.5** | **19.1.5 Дифференцированная по часам расчетного периода регулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определенная по результатам расчета стоимости плановых почасовых объемов производства (потребления) электрической энергии и стоимости отклонений фактического производства (потребления) электрической энергии от объемов их планового почасового производства (потребления) на оптовом рынке в отношении часа расчетного периода**  =  **–** дифференцированная по часам расчетного периода регулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определенная по результатам расчета стоимости плановых почасовых объемов производства (потребления) электрической энергии и стоимости отклонений фактического производства (потребления) электрической энергии от объемов их планового почасового производства (потребления) на оптовом рынке в отношении часа *h* расчетного периода *m*, рублей/МВт·ч:  ,  где ;  ;  ;  где величины,  определены в пункте 19.1.4 настоящего Регламента;  ;  **- для гарантирующих поставщиков, приобретающих электрическую энергию и мощность по нескольким группам точек поставки, в отношении которых получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке, зарегистрированным исходя из границ зоны их деятельности в качестве гарантирующего поставщика в пределах одного субъекта Российской Федерации:**  ;  ;  ;  ;  где ,  - величины, определенные в п. 19.1.4. настоящего Регламента;  . | **19.1.5 Дифференцированная по часам расчетного периода регулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определенная по результатам расчета стоимости плановых почасовых объемов производства (потребления) электрической энергии и стоимости отклонений фактического производства (потребления) электрической энергии от объемов их планового почасового производства (потребления) на оптовом рынке в отношении часа расчетного периода**  =  **–** дифференцированная по часам расчетного периода регулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определенная по результатам расчета стоимости плановых почасовых объемов производства (потребления) электрической энергии и стоимости отклонений фактического производства (потребления) электрической энергии от объемов их планового почасового производства (потребления) на оптовом рынке в отношении часа *h* расчетного периода *m*, рублей/МВт·ч:  ,  где ;  ;  ;  где величины,  определены в пункте 19.1.4 настоящего Регламента;  ;  **- для гарантирующих поставщиков, приобретающих электрическую энергию и мощность по нескольким группам точек поставки, в отношении которых получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке, зарегистрированным исходя из границ зоны их деятельности в качестве гарантирующего поставщика в пределах одного субъекта Российской Федерации:**  ;  ;  ;  ;  где ,  - величины, определенные в п. 19.1.4. настоящего Регламента;  . |
| **19.1.12** | **19.1.12 Коэффициент оплаты мощности для соответствующей зоны суток расчетного периода**  **–** коэффициент оплаты мощности для зоны суток *ξ* за расчетный период *m*, определяемый для гарантирующего поставщика (энергосбытовой, энергоснабжающей организации), 1/час:  1) для пиковой зоны суток (ξ=пик) месяца *m*:  ;  *g* – часы, отнесенные к полупиковой зоне суток месяца *m*;  *f* – часы, отнесенные к пиковой зоне суток месяца *m*;  2) для полупиковой зоны суток (*ξ*=полупик) месяца *m*:  ;  3) для дневной зоны суток (*ξ*=день) месяца *m*:  ;  *j* **–** часы, отнесенные к дневной зоне суток месяца *m*;  4) для ночной зоны суток (ξ=ночь) месяца *m*:  ;  **- для гарантирующих поставщиков, приобретающих электрическую энергию и мощность по нескольким группам точек поставки, в отношении которых получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке, зарегистрированным исходя из границ зоны их деятельности в качестве гарантирующего поставщика в пределах одного субъекта Российской Федерации:**  1) для пиковой зоны суток (*ξ*=пик) месяца *m*:  ;  *g* – часы, отнесенные к полупиковой зоне суток месяца *m*;  *f* - часы, отнесенные к пиковой зоне суток месяца *m*;  2) для полупиковой зоны суток (*ξ*=полупик) месяца *m*:  ;  3) для дневной зоны суток (*ξ*=день) месяца *m*:  ;  *j* - часы, отнесенные к дневной зоне суток месяца *m*;  4) для ночной зоны суток (*ξ*=ночь) месяца *m*:  .  Величина  определяется в соответствии с пунктом 19.1.3 настоящего Регламента.  Величина  определяется в соответствии с пунктом 4.4.4 настоящего Регламента для участника, ГТП потребления которого расположена во второй неценовой зоне и включает внезональный энергорайон (для иных участников величина принимается равной нулю). | **19.1.12 Коэффициент оплаты мощности для соответствующей зоны суток расчетного периода**  **–** коэффициент оплаты мощности для зоны суток *ξ* за расчетный период *m*, определяемый для гарантирующего поставщика (энергосбытовой, энергоснабжающей организации), 1/час:  1) для пиковой зоны суток (ξ=пик) месяца *m*:  ;  *g* – часы, отнесенные к полупиковой зоне суток месяца *m*;  *f* – часы, отнесенные к пиковой зоне суток месяца *m*;  2) для полупиковой зоны суток (*ξ*=полупик) месяца *m*:  ;  3) для дневной зоны суток (*ξ*=день) месяца *m*:  ;  *j* **–** часы, отнесенные к дневной зоне суток месяца *m*;  4) для ночной зоны суток (ξ=ночь) месяца *m*:  ;  **- для гарантирующих поставщиков, приобретающих электрическую энергию и мощность по нескольким группам точек поставки, в отношении которых получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке, зарегистрированным исходя из границ зоны их деятельности в качестве гарантирующего поставщика в пределах одного субъекта Российской Федерации:**  1) для пиковой зоны суток (*ξ*=пик) месяца *m*:  ;  *g* – часы, отнесенные к полупиковой зоне суток месяца *m*;  *f* - часы, отнесенные к пиковой зоне суток месяца *m*;  2) для полупиковой зоны суток (*ξ*=полупик) месяца *m*:  ;  3) для дневной зоны суток (*ξ*=день) месяца *m*:  ;  *j* - часы, отнесенные к дневной зоне суток месяца *m*;  4) для ночной зоны суток (*ξ*=ночь) месяца *m*:  .  Величина  определяется в соответствии с пунктом 19.1.3 настоящего Регламента. |
|  | **Удалить приложения:**  **формы 3 и 4 к Приложению 1**  **Приложение 6**  **Приложение 6.1**  **Приложение 7**  **Приложение 7.1**  **Приложение 7.2**  **Приложение 7.3**  **Приложение 8**  **Приложение 8.1**  **Приложение 8.2**  **Приложение 9**  **Приложение 10**  **Приложение 10.1**  **Приложение 10.2**  **Приложение 11**  **Приложение 11.1**  **Приложение 11.2**  **Приложение 11.3**  **Приложение 12**  **Приложение 12.1**  **Приложение 13** | |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ 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) |
| **3.2** | Данные о величине сальдо перетоков электроэнергии (значение учетного показателя) по сечениям коммерческого учета, в том числе по сечениям коммерческого учета между двумя группами точек поставки потребления, зарегистрированными в отношении одного участника оптового рынка (далее – внутреннее сечение), сечениям коммерческого учета между ценовыми зонами, а также между ценовыми и неценовыми зонами, рассчитываются на основании результатов измерений, полученных от систем учета электроэнергии в соответствии с Приложением № 11.1.1 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), и алгоритмов приведения результатов измерений от точек измерений к значению величины электроэнергии в точках поставки и сечении коммерческого учета, указанных в действующих ПСИ, сформированных участниками оптового рынка (ФСК) по сечениям коммерческого учета в макетах 60000 или 60090. | Данные о величине сальдо перетоков электроэнергии (значение учетного показателя) по сечениям коммерческого учета, в том числе по сечениям коммерческого учета между двумя группами точек поставки потребления, зарегистрированными в отношении одного участника оптового рынка (далее – внутреннее сечение), сечениям коммерческого учета между ценовыми зонами, а также между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, рассчитываются на основании результатов измерений, полученных от систем учета электроэнергии в соответствии с Приложением № 11.1.1 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), и алгоритмов приведения результатов измерений от точек измерений к значению величины электроэнергии в точках поставки и сечении коммерческого учета, указанных в действующих ПСИ, сформированных участниками оптового рынка (ФСК) по сечениям коммерческого учета в макетах 60000 или 60090. |
| **3.5** | Основой для расчета объемов электрической энергии, покупаемой ФСК с целью компенсации потерь в электрических сетях, являются данные коммерческого учета, содержащиеся в актах учета перетоков по сечениям коммерческого учета (макеты 51020), корректирующих актах учета перетоков по сечениям коммерческого учета (макеты 51075), а также данные коммерческого учета, сформированные на основании замещающих методов расчета, предусмотренных п. 8.3 настоящего Регламента.  На основании указанных данных коммерческого учета определяются:   * фактические потери электроэнергии в сетях ФСК (отдельно по каждой ценовой, неценовой зоне); * фактический отпуск электрической энергии (в сальдированном выражении) для сетей ФСК 330 кВ и выше и для сетей ФСК 220 кВ и ниже, сгруппированный по территориям субъектов Российской Федерации, сформированный с учетом сведений, направленных ФСК в соответствии с п. 3.13 Регламента допуска к торговой системе оптового рынка (Приложение № 1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), и интегральных актов учета перетоков (макеты 50080); * нормативные потери электрической энергии, рассчитываемые отдельно для сетей ФСК 330 кВ и выше и для сетей ФСК 220 кВ и ниже, сгруппированные по территориям субъектов Российской Федерации. | Основой для расчета объемов электрической энергии, покупаемой ФСК с целью компенсации потерь в электрических сетях, являются данные коммерческого учета, содержащиеся в актах учета перетоков по сечениям коммерческого учета (макеты 51020), корректирующих актах учета перетоков по сечениям коммерческого учета (макеты 51075), а также данные коммерческого учета, сформированные на основании замещающих методов расчета, предусмотренных п. 8.3 настоящего Регламента.  На основании указанных данных коммерческого учета определяются:   * фактические потери электроэнергии в сетях ФСК (отдельно по каждой ценовой, неценовой зоне, а также отдельной территории, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам); * фактический отпуск электрической энергии (в сальдированном выражении) для сетей ФСК 330 кВ и выше и для сетей ФСК 220 кВ и ниже, сгруппированный по территориям субъектов Российской Федерации, сформированный с учетом сведений, направленных ФСК в соответствии с п. 3.13 Регламента допуска к торговой системе оптового рынка (Приложение № 1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), и интегральных актов учета перетоков (макеты 50080); * нормативные потери электрической энергии, рассчитываемые отдельно для сетей ФСК 330 кВ и выше и для сетей ФСК 220 кВ и ниже, сгруппированные по территориям субъектов Российской Федерации. |
| **3.10** | Для сечений между ценовыми, а также между ценовыми и неценовыми зонами формирование (направление) данных коммерческого учета в КО осуществляет ФСК (за исключением случаев, когда в указанных сечениях точки поставки относятся к ГТП потребления смежных участников оптового рынка или участника оптового рынка и ФСК). В случае если сечение между ценовыми, а также между ценовыми и неценовыми зонами сформировано из точек поставки, относящихся к ГТП потребления смежных участников оптового рынка или участника оптового рынка и ФСК, формирование (направление) данных коммерческого учета осуществляют указанные участники оптового рынка или участник оптового рынка и ФСК. При этом данные коммерческого учета представляются в КО по московскому времени. | Для сечений между ценовыми зонами, а также между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, формирование (направление) данных коммерческого учета в КО осуществляет ФСК (за исключением случаев, когда в указанных сечениях точки поставки относятся к ГТП потребления смежных участников оптового рынка или участника оптового рынка и ФСК). В случае если сечение между ценовыми зонами, а также между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, сформировано из точек поставки, относящихся к ГТП потребления смежных участников оптового рынка или участника оптового рынка и ФСК, формирование (направление) данных коммерческого учета осуществляют указанные участники оптового рынка или участник оптового рынка и ФСК. При этом данные коммерческого учета представляются в КО по московскому времени. |
| **4.3** | СО:   * согласует представленные ФСК ПСИ в части способов формирования оперативной информации по точкам учета в сечениях коммерческого учета, входящих в сечения экспорта-импорта, и точкам учета в сечениях между ценовыми, а также между ценовыми и неценовыми зонами оптового рынка, за исключением точек поставки, включенных в сечение коммерческого учета между первой и второй ценовыми зонами и расположенных на границе балансовой принадлежности ГТП потребления участников оптового рынка;   …  б) оперативную информацию о перетоках электроэнергии по сечениям экспорта-импорта и сечениям между ценовыми, а также между ценовыми и неценовыми зонами оптового рынка.  … | СО:   * согласует представленные ФСК ПСИ в части способов формирования оперативной информации по точкам учета в сечениях коммерческого учета, входящих в сечения экспорта-импорта, и точкам учета в сечениях между ценовыми зонами, а также между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, за исключением точек поставки, включенных в сечение коммерческого учета между первой и второй ценовыми зонами и расположенных на границе балансовой принадлежности ГТП потребления участников оптового рынка;   …  б) оперативную информацию о перетоках электроэнергии по сечениям экспорта-импорта и сечениям между ценовыми зонами, а также между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам.  … |
| **4.4** | Участники оптового рынка (ФСК), агрегаторы:   * оформляют ПСИ в порядке, предусмотренном приложением 5 к настоящему Регламенту; * согласуют ПСИ по соответствующим сечениям коммерческого учета со смежными участниками оптового рынка или ФСК; * согласуют с СО ПСИ в части способов формирования оперативной информации в отношении ГТП генерации; * ФСК согласует с СО ПСИ в части способов формирования оперативной информации для сечений коммерческого учета, входящих в сечения экспорта-импорта, и сечений между ценовыми, а также между ценовыми и неценовыми зонами оптового рынка, за исключением точек поставки, включенных в сечение коммерческого учета между ценовыми, а также между ценовыми и неценовыми зонами и относящихся к ГТП потребления смежных участников оптового рынка;   … | Участники оптового рынка (ФСК), агрегаторы:   * оформляют ПСИ в порядке, предусмотренном приложением 5 к настоящему Регламенту; * согласуют ПСИ по соответствующим сечениям коммерческого учета со смежными участниками оптового рынка или ФСК; * согласуют с СО ПСИ в части способов формирования оперативной информации в отношении ГТП генерации; * ФСК согласует с СО ПСИ в части способов формирования оперативной информации для сечений коммерческого учета, входящих в сечения экспорта-импорта, и сечений между ценовыми зонами, а также между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, за исключением точек поставки, включенных в сечение коммерческого учета между ценовыми зонами, относящихся к ГТП потребления смежных участников оптового рынка;   … |
| **7.5.1** | ФСК на бумажном носителе ежеквартально направляет в КО в помесячной разбивке сводные данные о фактической величине потерь электроэнергии в сетях ФСК с разделением по ценовым/неценовым зонам ОРЭМ, формируемым по московскому времени (далее – сводные данные).  При отсутствии замечаний КО подписывает и направляет в ФСК указанные сводные данные. | ФСК на бумажном носителе ежеквартально направляет в КО в помесячной разбивке сводные данные о фактической величине потерь электроэнергии в сетях ФСК.  При отсутствии замечаний КО подписывает и направляет в ФСК указанные сводные данные. |
| **7.8** | Согласованные интегральные акты учета перетоков (макеты 50080) предоставляются в КО в электронном виде, заверенные ЭП участников оптового рынка и ФСК.  Корректирующий акт учета (оборота) по ГТП генерации, корректирующий акт учета перетоков по внутреннему сечению (в случаях, предусмотренных п. 5.4 настоящего Регламента) (макеты 51075) предоставляется в КО в электронном виде, заверенный ЭП участника оптового рынка. Корректирующий акт учета перетоков по сечению коммерческого учета, входящему в сечение экспорта-импорта, корректирующий акт учета перетоков по сечению коммерческого учета между ценовыми, а также между ценовыми и неценовыми зонами (за исключением случаев, когда в указанных сечениях между ценовыми, ценовыми и неценовыми зонами оптового рынка точки поставки относятся к ГТП потребления участника оптового рынка) (макеты 51075) предоставляются в КО в электронном виде, заверенные ЭП ФСК. В отношении иных сечений коммерческого учета (в том числе временных сечений) корректирующий акт учета перетоков (макет 51075) предоставляется в КО в электронном виде, заверенный ЭП участников оптового рынка (ФСК).  Акт учета (оборота) по ГТП генерации, акт учета перетоков по внутреннему сечению (макеты 51020) формируются и заверяются ЭП участника оптового рынка в порядке, предусмотренном соответственно пп. 7.3 и 7.4 настоящего Регламента. Акт учета перетоков по сечению коммерческого учета между ценовыми, а также между ценовыми и неценовыми зонами (за исключением случаев, когда в указанных сечениях между ценовыми, ценовыми и неценовыми зонами оптового рынка точки поставки относятся к ГТП потребления участника оптового рынка) (макет 51020) формируется и заверяется ЭП ФСК в порядке, предусмотренном п. 7.2 настоящего Регламента. Акт учета перетоков по иным сечениям коммерческого учета (за исключением временных сечений, указанных в подп. 1 п. 4.3.6.2 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), и сечений коммерческого учета, входящих в сечение экспорта-импорта) (макет 51020) формируется и заверяется ЭП участников оптового рынка (ФСК) в порядке, предусмотренном п. 7.2 настоящего Регламента.  Акт учета (оборота) по объекту регулирования (макет 21070) заверяется ЭП агрегатора и владельца ГТП (в случаях, когда агрегатор одновременно является владельцем ГТП, вышеуказанный акт заверяется только ЭП агрегатора).  … | Согласованные интегральные акты учета перетоков (макеты 50080) предоставляются в КО в электронном виде, заверенные ЭП участников оптового рынка и ФСК.  Корректирующий акт учета (оборота) по ГТП генерации, корректирующий акт учета перетоков по внутреннему сечению (в случаях, предусмотренных п. 5.4 настоящего Регламента) (макеты 51075) предоставляется в КО в электронном виде, заверенный ЭП участника оптового рынка. Корректирующий акт учета перетоков по сечению коммерческого учета, входящему в сечение экспорта-импорта, корректирующий акт учета перетоков по сечению коммерческого учета между ценовыми зонами, а также между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам (за исключением случаев, когда в указанных сечениях между ценовыми зонами оптового рынка точки поставки относятся к ГТП потребления участника оптового рынка) (макеты 51075), предоставляются в КО в электронном виде, заверенные ЭП ФСК. В отношении иных сечений коммерческого учета (в том числе временных сечений) корректирующий акт учета перетоков (макет 51075) предоставляется в КО в электронном виде, заверенный ЭП участников оптового рынка (ФСК).  Акт учета (оборота) по ГТП генерации, акт учета перетоков по внутреннему сечению (макеты 51020) формируются и заверяются ЭП участника оптового рынка в порядке, предусмотренном соответственно пп. 7.3 и 7.4 настоящего Регламента. Акт учета перетоков по сечению коммерческого учета между ценовыми зонами, а также между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам (за исключением случаев, когда в указанных сечениях между ценовыми зонами оптового рынка точки поставки относятся к ГТП потребления участника оптового рынка) (макет 51020), формируется и заверяется ЭП ФСК в порядке, предусмотренном п. 7.2 настоящего Регламента. Акт учета перетоков по иным сечениям коммерческого учета (за исключением временных сечений, указанных в подп. 1 п. 4.3.6.2 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), и сечений коммерческого учета, входящих в сечение экспорта-импорта) (макет 51020) формируется и заверяется ЭП участников оптового рынка (ФСК) в порядке, предусмотренном п. 7.2 настоящего Регламента.  Акт учета (оборота) по объекту регулирования (макет 21070) заверяется ЭП агрегатора и владельца ГТП (в случаях, когда агрегатор одновременно является владельцем ГТП, вышеуказанный акт заверяется только ЭП агрегатора).  … |
| **7.17** | **Добавить пункт** | 7.17. Почасовые объемы потребления электрической энергии во внутризональном энергорайоне (далее – ВЭ) формируются на основании величин сальдо перетоков между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам.  7.17.1. Фактическое почасовое потребление, в отношении которого покупка электрической энергии осуществляется на отдельной территории, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам,  определяется для ВЭ на территории ценовой зоны следующим образом:  1) для ВЭ на территории Забайкальского края:   * для внутризонального энергорайона, входящего в ГТП потребления участника оптового рынка *i*2, не являющегося гарантирующим поставщиком:   ;   * для внутризонального энергорайона, входящего в ГТП потребления гарантирующего поставщика *i*1:   ,  где  – часовое значение сальдо перетока между ГТП потребления, включающей ВЭ на территории Южного энергорайона Республики Саха (Якутия), и ГТП потребления, включающей ВЭ на территории ценовой зоны (Забайкальского края), в отношении которого покупка электрической энергии осуществляется на отдельной территории, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам;  – часовое значение сальдо перетока между ГТП потребления, включающей ВЭ на территории Амурской области, и ГТП потребления, включающей ВЭ на территории ценовой зоны (Забайкальского края), в отношении которого покупка электрической энергии осуществляется на отдельной территории, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам;  – часовое значение сальдо перетока из ВЭ на территории Забайкальского края, отнесенного к ГТП потребления гарантирующего поставщика *i*1, в ВЭ на территории Забайкальского края, отнесенный к ГТП потребления участника оптового рынка *i*2, не являющегося гарантирующим поставщиком.  Переменные  при направлении перетоков с отдельной территории, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, в ценовую зону оптового рынка принимают положительные значения, при обратном направлении перетока – отрицательные;  2) для ВЭ на территории Иркутской области:  а) если объем потребления электроэнергии для каждого внутризонального энергорайона на территории Иркутской области определяется отдельно на основании почасовых значений электроэнергии в сечениях коммерческого учета, расположенных между ценовой зоной (территория Иркутской области) и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам (территория Республики Саха (Якутия)), то  ;  б) если объем потребления электроэнергии внутризональных энергорайонов на территории Иркутской области может быть определен на основании почасовых значений электроэнергии в сечениях коммерческого учета, расположенных между ценовой зоной (территория Иркутской области) и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам (территория Республики Саха (Якутия)), только как сумма потреблений ВЭ на территории Иркутской области, то:   * для внутризонального энергорайона, входящего в ГТП потребления участника оптового рынка *i*2, не являющегося гарантирующим поставщиком:   ;   * для внутризонального энергорайона, входящего в ГТП потребления гарантирующего поставщика *i*1:   ;  где  – величина, определяемая в соответствии с пунктом 7.17.2 настоящего Регламента;  – часовое значение сальдо перетока между ГТП потребления гарантирующего поставщика *i*1, включающей внутризональный энергорайон на территории Иркутской области, и ГТП потребления, включающей внутризональный энергорайон на территории Иркутской области, участника оптового рынка *i*2, не являющегося гарантирующим поставщиком.  7.17.2. Фактическое почасовое потребление, в отношении которого покупка электрической энергии осуществляется в ценовой зоне,  определяется для ВЭ на отдельной территории, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, следующим образом:  1) для ВЭ на территории Южного энергорайона Республики Саха (Якутия):  ,  где  – часовое значение сальдо перетока между ВЭ, расположенным на территории Южного энергорайона Республики Саха (Якутия), и энергообъектами, расположенными на территории Южного энергорайона Республики Саха (Якутия) и имеющими электрическую связь с энергообъектами, расположенными в ценовой зоне. Переменная при направлении перетока в сети, отнесенные к ВЭ на территории Южного энергорайона Республики Саха (Якутия), принимает положительные значения, при обратном направлении перетока – отрицательные;  – часовое значение сальдо перетока между ВЭ на территории Южного энергорайона Республики Саха (Якутия) и ВЭ на территории Амурской области. Переменная при направлении перетока из ВЭ на территории Южного энергорайона Республики Саха (Якутия) в ВЭ на территории Амурской области принимает положительные значения, при обратном направлении перетока – отрицательные;  2) для ВЭ на территории Амурской области:  ;  3) для ВЭ на территории Западного энергорайона Республики Саха (Якутия):  а) если, то   * если , то * для внутризонального энергорайона, входящего в ГТП потребления участника оптового рынка, не являющегося гарантирующим поставщиком:   ;   * для внутризонального энергорайона, входящего в ГТП потребления гарантирующего поставщика:   ;   * иначе   – для внутризонального энергорайона, входящего в ГТП потребления участника оптового рынка, не являющегося гарантирующим поставщиком:  ;  – для внутризонального энергорайона, входящего в ГТП потребления гарантирующего поставщика:  ;  б) если, то ,  где  – фактический объем потребления электроэнергии в энергорайоне, территориально соответствующем внутризональному энергорайону, входящему в состав ГТП потребления участника оптового рынка *i* в час *h*. Величина  определяется:  – для энергорайона, входящего в ГТП потребления участника оптового рынка, не являющегося гарантирующим поставщиком, как ;  – для энергорайона, входящего в ГТП потребления гарантирующего поставщика, как ;  – фактический объем перетока электрической энергии в час *h* по сечению коммерческого учета *s*, которое зарегистрировано между участником оптового рынка *i* и смежным участником оптового рынка (ФСК) на границе энергорайона, территориально соответствующего внутризональному энергорайону, входящему в состав соответствующей ГТП потребления. Величина  определяется на основании отчетных данных коммерческого учета, сформированных смежными участниками оптового рынка (ФСК) в соответствии с требованиями настоящего Регламента.  В случае если смежными участниками оптового рынка (ФСК) не сформированы в порядке, предусмотренном настоящим Регламентом, отчетные данные коммерческого учета в отношении хотя бы одного из указанных сечений коммерческого учета (), то величина  определяется в соответствии с пунктом 8.6 настоящего Регламента;  – значение перетока электроэнергии по сечению (-ям) между территориями Республики Саха (Якутия) и Иркутской области, переданное в КО ФСК либо сформированное смежными участниками оптового рынка (ФСК) в соответствии с требованиями настоящего Регламента, за час *h*. В случае отсутствия указанных данных значение перетока определяется на основании оперативной информации об объемах перетоков электроэнергии в сечениях между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, передаваемой СО в КО в соответствии с требованиями настоящего Регламента. Переменная при направлении перетока из Республики Саха (Якутия) в Иркутскую область принимает положительные значения, при обратном направлении перетока – отрицательные;  *i*, *i*1 – участник оптового рынка;  *i*2 – участник оптового рынка, не являющийся гарантирующим поставщиком.  Для особого внутризонального энергорайона, включающего в себя объекты электроэнергетики, поставка электроэнергии на которые при наличии на отдельной территории, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, иных внутризональных энергорайонов может в зависимости от реализованной схемы энергоснабжения осуществляться как из ценовой зоны, так и из отдельной территории, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, СО отдельным уведомлением передает в КО часы, в которые происходило переключение указанных объектов электроэнергетики на энергоснабжение с территории ценовой зоны оптового рынка, и часы, в которые происходило переключение указанных объектов электроэнергетики на энергоснабжение с отдельной территории, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам. Указанное уведомление передается СО в КО в срок не позднее 6-го числа месяца, следующего за отчетным, с использованием программно-технических средств, определенных Соглашением о взаимодействии между КО и СО.  В случае отсутствия в КО по состоянию на 6-е число месяца, следующего за отчетным, вышеуказанного уведомления от СО, КО использует информацию, содержащуюся в последнем уведомлении, переданном ранее СО, а в случае отсутствия такого уведомления для целей настоящего Регламента принимается, что вышеуказанный особый внутризональный энергорайон потреблял электроэнергию с отдельной территории, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, во всех часах, в течение которых . |
| **8.1** | Расчет часовых величин выработанной электроэнергии в ГТП генерации поставщика электроэнергии, не сформировавшего в соответствии с п. 7.3 настоящего Регламента акт учета (оборота) по ГТП генерации (макет 51020), проводится с использованием замещающих методов расчета, представленных в п. 8.7 настоящего Регламента. …  Расчет часовых значений учетного показателя по сечению между ценовыми, а также между ценовыми и неценовыми зонами оптового рынка (за исключением сечений между смежными участниками оптового рынка или участником оптового рынка и ФСК) в случае отсутствия сформированного ФСК в порядке, предусмотренном п. 7.2 настоящего Регламента, акта учета перетоков по сечению коммерческого учета (макет 51020) и одновременно отсутствия принятого КО к расчетам корректирующего акта учета перетоков по сечению коммерческого учета (макет 51075), направленного ФСК согласно п. 7.6 настоящего Регламента, производится на основе почасовой оперативной информации, переданной СО в соответствии с п. 4.3 настоящего Регламента.  Расчет часовых значений учетного показателя по сечению между ценовыми, а также между ценовыми и неценовыми зонами оптового рынка в случаях, когда указанное сечение образовано смежными участниками оптового рынка или участником оптового рынка и ФСК (расчет объемов потребления в ГТП потребления смежных по вышеуказанному сечению участников оптового рынка), при отсутствии сформированного в порядке, предусмотренном п. 7.2 настоящего Регламента, акта учета перетоков по сечению коммерческого учета (макет 51020) и одновременно при отсутствии принятого КО к расчетам корректирующего акта учета перетоков по сечению коммерческого учета (макет 51075), направленного согласно п. 7.6 настоящего Регламента, проводится с использованием замещающих методов расчета, предусмотренных пп. 8.2, 8.3 настоящего Регламента.  ... | Расчет часовых величин выработанной электроэнергии в ГТП генерации поставщика электроэнергии, не сформировавшего в соответствии с п. 7.3 настоящего Регламента акт учета (оборота) по ГТП генерации (макет 51020), проводится с использованием замещающих методов расчета, представленных в п. 8.7 настоящего Регламента. …  Расчет часовых значений учетного показателя по сечению между ценовыми зонами, а также между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам (за исключением сечений между смежными участниками оптового рынка или участником оптового рынка и ФСК), в случае отсутствия сформированного ФСК в порядке, предусмотренном п. 7.2 настоящего Регламента, акта учета перетоков по сечению коммерческого учета (макет 51020) и одновременно отсутствия принятого КО к расчетам корректирующего акта учета перетоков по сечению коммерческого учета (макет 51075), направленного ФСК согласно п. 7.6 настоящего Регламента, производится на основе почасовой оперативной информации, переданной СО в соответствии с п. 4.3 настоящего Регламента.  Расчет часовых значений учетного показателя по сечению между ценовыми зонами, а также между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, в случаях, когда указанное сечение образовано смежными участниками оптового рынка или участником оптового рынка и ФСК (расчет объемов потребления в ГТП потребления смежных по вышеуказанному сечению участников оптового рынка), при отсутствии сформированного в порядке, предусмотренном п. 7.2 настоящего Регламента, акта учета перетоков по сечению коммерческого учета (макет 51020) и одновременно при отсутствии принятого КО к расчетам корректирующего акта учета перетоков по сечению коммерческого учета (макет 51075), направленного согласно п. 7.6 настоящего Регламента, проводится с использованием замещающих методов расчета, предусмотренных пп. 8.2, 8.3 настоящего Регламента.  … |
| **8.2.2** | Для каждого часа h рассчитывается доля суммарного потребления в ГТП потребления с несогласованным перетоком: ,  где N – число ГТП потребления с несогласованным перетоком;  - для ценовых и неценовых зон (кроме второй неценовой зоны) − величина прогнозного потребления электрической энергии в ГТП потребления j-го участника оптового рынка на основе актуализированной расчетной модели в час h, рассчитанная КО в соответствии с Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (Приложение № 7 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  − для второй неценовой зоны − потребление электроэнергии в ГТП потребления j-го участника оптового рынка за час h, определенное в соответствии с прогнозным диспетчерским графиком, переданным в КО СО.  В случае наличия у участников ОРЭМ станций, не представленных на оптовом рынке отдельной группой точек поставки генерации (далее – блок-станции), КО корректирует часовые величины на величину плановой среднечасовой активной мощности режимной генерирующей единицы блок-станции, отнесенной к ГТП потребления такого участника ОРЭМ, применяемой КО при расчетах 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).  Результаты расчетов почасовых значений потребления округляются до целых кВт⋅ч по алгебраическим правилам округления – если десятичная часть больше или равна 5, то результат округляется в большую сторону, если меньше – то в меньшую. Накопленный остаток от округлений относится с учетом знака на каждом часовом интервале на участника ОРЭМ с наибольшим потреблением. | Для каждого часа h рассчитывается доля суммарного потребления в ГТП потребления с несогласованным перетоком: ,  где N – число ГТП потребления с несогласованным перетоком;  − величина прогнозного потребления электрической энергии в ГТП потребления j-го участника оптового рынка на основе актуализированной расчетной модели в час h, рассчитанная КО в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  В случае наличия у участников ОРЭМ станций, не представленных на оптовом рынке отдельной группой точек поставки генерации (далее – блок-станции), КО корректирует часовые величины на величину плановой среднечасовой активной мощности режимной генерирующей единицы блок-станции, отнесенной к ГТП потребления такого участника ОРЭМ, применяемой КО при расчетах 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).  Результаты расчетов почасовых значений потребления округляются до целых кВт⋅ч по алгебраическим правилам округления – если десятичная часть больше или равна 5, то результат округляется в большую сторону, если меньше – то в меньшую. Накопленный остаток от округлений относится с учетом знака на каждом часовом интервале на участника ОРЭМ с наибольшим потреблением. |
| **8.3.2** | Для каждого часа h рассчитывается доля суммарного потребления в ГТП потребления с несогласованным перетоком с ФСК и ГТП потребления, в состав которых входят сечения коммерческого учета с несогласованным перетоком с вышеуказанной ГТП:  где N - число ГТП потребления с несогласованным перетоком с ФСК и ГТП потребления, в состав которых входят сечения коммерческого учета с несогласованным перетоком с вышеуказанной ГТП;  - для ценовых и неценовых зон (кроме второй неценовой зоны) − величина прогнозного потребления электрической энергии в ГТП потребления j-го участника оптового рынка на основе актуализированной расчетной модели в час h, рассчитанная КО в соответствии с Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (Приложение № 7 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  − для второй неценовой зоны − потребление электроэнергии в ГТП потребления j-го участника оптового рынка за час h, определенное в соответствии с прогнозным диспетчерским графиком, переданным в КО СО.  В случае наличия у участников ОРЭМ станций, не представленных на оптовом рынке отдельной группой точек поставки генерации (далее – блок-станции), КО корректирует часовые величины на величину плановой среднечасовой активной мощности режимной генерирующей единицы блок-станции, отнесенной к ГТП потребления такого участника ОРЭМ, применяемой КО при расчетах в соответствии с Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед (Приложением № 8 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).  - часовая плановая величина потерь ФСК на территории субъекта Российской Федерации за час h:  где - суммарная месячная плановая величина потерь в сетях ФСК, утвержденная федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов;  H - число часов в месяце, за который производится расчет. | Для каждого часа h рассчитывается доля суммарного потребления в ГТП потребления с несогласованным перетоком с ФСК и ГТП потребления, в состав которых входят сечения коммерческого учета с несогласованным перетоком с вышеуказанной ГТП:  где N - число ГТП потребления с несогласованным перетоком с ФСК и ГТП потребления, в состав которых входят сечения коммерческого учета с несогласованным перетоком с вышеуказанной ГТП;  − величина прогнозного потребления электрической энергии в ГТП потребления j-го участника оптового рынка на основе актуализированной расчетной модели в час h, рассчитанная КО в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  В случае наличия у участников ОРЭМ станций, не представленных на оптовом рынке отдельной группой точек поставки генерации (далее – блок-станции), КО корректирует часовые величины на величину плановой среднечасовой активной мощности режимной генерирующей единицы блок-станции, отнесенной к ГТП потребления такого участника ОРЭМ, применяемой КО при расчетах в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложением № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  - часовая плановая величина потерь ФСК на территории субъекта Российской Федерации за час h:  где - суммарная месячная плановая величина потерь в сетях ФСК, утвержденная федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов;  H - число часов в месяце, за который производится расчет. |
| **8.6** | Если смежными участниками оптового рынка (ФСК), в состав ГТП потребления которых включен внезональный энергорайон (далее – ВЭ), в случаях, указанных в подп. «в» п. 11.5.2 Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), не сформированы отчетные данные коммерческого учета в порядке, установленном настоящим Регламентом, в отношении сечения коммерческого учета, в котором осуществлялся переток (потребление) электроэнергии только во ВЭ, расчет часовых величин перетоков электроэнергии в вышеуказанном сечении и потребления во ВЭ, включенных в состав ГТП потребления участников оптового рынка, не являющихся гарантирующими поставщиками, производится в следующем порядке:  1. Для каждого часа h рассчитывается суммарное часовое потребление всех ВЭ, входящих в состав ГТП потребления участников оптового рынка, по которым не сформированы отчетные данные коммерческого учета:   где – значение перетока электроэнергии по сечению f между ценовыми и неценовыми зонами оптового рынка в час h, переданное в КО ФСК либо сформированное смежными участниками оптового рынка (ФСК) в соответствии с требованиями настоящего Регламента (в случае отсутствия указанных данных значение перетока определяется на основании оперативной информации об объемах перетоков электроэнергии в сечениях между ценовыми и неценовыми зонами оптового рынка, передаваемой СО в КО в соответствии с требованиями настоящего Регламента). При этом за положительное направление перетока принимается направление перетока в сторону ВЭ;  – часовая величина произведенной электроэнергии в ГТП генерации k в час h, относящейся к ГТП потребления поставщиков электроэнергии, в состав которых входят сечения коммерческого учета, относящиеся к ВЭ, и по которым поставщики электроэнергии и смежные участники оптового рынка не сформировали отчетные данные коммерческого учета в соответствии с требованиями настоящего Регламента;  – величина суммарного фактического потребления электроэнергии во ВЭ, входящих в состав ГТП потребления l участника оптового рынка, не являющегося гарантирующим поставщиком, определенная на основании сформированных в соответствии с настоящим Регламентом отчетных данных коммерческого учета по сечениям коммерческого учета между смежными участниками оптового рынка (ФСК), относящихся к указанному ВЭ, за час h;  – величина потерь ФСК, возникающих при потреблении электроэнергии ВЭ, входящими в состав ГТП потребления участников оптового рынка, за час h, принимаемая равной:  ,  где – суммарная месячная величина потерь в сетях ФСК для территории субъекта Российской Федерации, на которой осуществляется потребление во ВЭ, утвержденная федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов;  H - число часов в месяце, за который производится расчет;  - значение суммарного потребления территории субъекта Российской Федерации, на которой осуществляется потребление во ВЭ, переданное СО в КО в составе оперативной информации.   1. Для каждого часа h рассчитывается часовая величина потребления во ВЭ, входящих в состав ГТП потребления каждого участника оптового рынка j, не являющегося гарантирующим поставщиком:     где - суммарное часовое потребление всех ВЭ, входящих в состав ГТП потребления участников оптового рынка, по которым не сформированы отчетные данные коммерческого учета, за час h;  N - число ВЭ, включенных в состав ГТП потребления участников оптового рынка, по которым не сформированы отчетные данные коммерческого учета.  Для особого внезонального энергорайона на территории Западного энергорайона Республики Саха (Якутия), включающего в себя объекты электроэнергетики, поставка электроэнергии на которые при наличии на территории второй неценовой зоны иных внезональных энергорайонов может в зависимости от реализованной схемы энергоснабжения осуществляться как из второй ценовой зоны, так и из второй неценовой зоны, СО отдельным уведомлением передает в КО часы, в которые происходило переключение указанных объектов электроэнергетики на энергоснабжение с территории второй ценовой зоны оптового рынка, и часы, в которые происходило переключение указанных объектов электроэнергетики на энергоснабжение с территории второй неценовой зоны оптового рынка. Указанное уведомление передается СО в КО в срок не позднее 6-го числа месяца, следующего за отчетным, с использованием программно-технических средств, определенных Соглашением о взаимодействии между КО и СО.  В случае отсутствия в КО по состоянию на 6-е число месяца, следующего за отчетным, вышеуказанного уведомления от СО, содержащего информацию о часах, в которые происходило переключение указанных объектов электроэнергетики на энергоснабжение с территории второй ценовой зоны оптового рынка, и часах, в которые происходило переключение указанных объектов электроэнергетики на энергоснабжение с территории второй неценовой зоны оптового рынка, КО использует информацию, содержащуюся в последнем уведомлении, переданном ранее СО, а в случае отсутствия такого уведомления для целей настоящего Регламента принимается, что вышеуказанный особый внезональный энергорайон потреблял электроэнергию от второй неценовой зоны оптового рынка во всех часах, в течение которых .  В случае если суммарная почасовая величина потребления электроэнергии всех ВЭ, входящих в состав ГТП потребления участников оптового рынка, по которым не сформированы отчетные данные коммерческого учета (), принимает отрицательное значение, то КО для соответствующего часа принимает величину потребления равной нулю для каждого указанного в настоящем абзаце ВЭ.  Результаты расчетов почасовых значений потребления электроэнергии во ВЭ, относящихся к ГТП потребления участников оптового рынка, округляются до целых кВт·ч по алгебраическим правилам округления: если десятичная часть больше или равна 5, то результат округляется в большую сторону, если меньше – то в меньшую. Накопленный остаток от округлений относится с учетом знака на каждом часовом интервале на участника оптового рынка с наибольшим потреблением.  … | Если смежными участниками оптового рынка (ФСК), в состав ГТП потребления которых включен внутризональный энергорайон, в случаях, указанных в п. 7.17 настоящего Регламента, не сформированы отчетные данные коммерческого учета в порядке, установленном настоящим Регламентом, в отношении сечения коммерческого учета, в котором осуществлялся переток (потребление) электроэнергии только во ВЭ, расчет часовых величин перетоков электроэнергии в вышеуказанном сечении и потребления во ВЭ, включенных в состав ГТП потребления участников оптового рынка, не являющихся гарантирующими поставщиками, производится в следующем порядке:   1. Для каждого часа h рассчитывается суммарное часовое потребление всех ВЭ, входящих в состав ГТП потребления участников оптового рынка, по которым не сформированы отчетные данные коммерческого учета:   где – значение перетока электроэнергии по сечению *f* между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, в час *h*, переданное в КО ФСК либо сформированное смежными участниками оптового рынка (ФСК) в соответствии с требованиями настоящего Регламента (в случае отсутствия указанных данных значение перетока определяется на основании оперативной информации об объемах перетоков электроэнергии в сечениях между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, передаваемой СО в КО в соответствии с требованиями настоящего Регламента). При этом за положительное направление перетока принимается направление перетока в сторону ВЭ;  – часовая величина произведенной электроэнергии в ГТП генерации k в час h, относящейся к ГТП потребления поставщиков электроэнергии, в состав которых входят сечения коммерческого учета, относящиеся к ВЭ, и по которым поставщики электроэнергии и смежные участники оптового рынка не сформировали отчетные данные коммерческого учета в соответствии с требованиями настоящего Регламента;  – величина суммарного фактического потребления электроэнергии во ВЭ, входящих в состав ГТП потребления l участника оптового рынка, не являющегося гарантирующим поставщиком, определенная на основании сформированных в соответствии с настоящим Регламентом отчетных данных коммерческого учета по сечениям коммерческого учета между смежными участниками оптового рынка (ФСК), относящихся к указанному ВЭ, за час h;  – величина потерь ФСК, возникающих при потреблении электроэнергии ВЭ, входящими в состав ГТП потребления участников оптового рынка, за час h, принимаемая равной:  ,  где – суммарная месячная величина потерь в сетях ФСК для территории субъекта Российской Федерации, на которой осуществляется потребление во ВЭ, утвержденная федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов;  H - число часов в месяце, за который производится расчет;  - значение суммарного потребления территории субъекта Российской Федерации, на которой осуществляется потребление во ВЭ, переданное СО в КО в составе оперативной информации.  б) Для каждого часа h рассчитывается часовая величина потребления во ВЭ, входящих в состав ГТП потребления каждого участника оптового рынка j, не являющегося гарантирующим поставщиком:    где - суммарное часовое потребление всех ВЭ, входящих в состав ГТП потребления участников оптового рынка, по которым не сформированы отчетные данные коммерческого учета, за час h;  N - число ВЭ, включенных в состав ГТП потребления участников оптового рынка, по которым не сформированы отчетные данные коммерческого учета.  В случае если суммарная почасовая величина потребления электроэнергии всех ВЭ, входящих в состав ГТП потребления участников оптового рынка, по которым не сформированы отчетные данные коммерческого учета (), принимает отрицательное значение, то КО для соответствующего часа принимает величину потребления равной нулю для каждого указанного в настоящем абзаце ВЭ.  Результаты расчетов почасовых значений потребления электроэнергии во ВЭ, относящихся к ГТП потребления участников оптового рынка, округляются до целых кВт·ч по алгебраическим правилам округления: если десятичная часть больше или равна 5, то результат округляется в большую сторону, если меньше – то в меньшую. Накопленный остаток от округлений относится с учетом знака на каждом часовом интервале на участника оптового рынка с наибольшим потреблением.  … |
| **9.3** | Почасовые величины потерь электроэнергии в сетях ФСК для каждой ценовой и неценовой зоны оптового рынка рассчитываются КО на основе почасовых значений учетных показателей, сформированных (направленных и принятых КО) в порядке, предусмотренном пп. 7.2, 7.6 настоящего Регламента, а также с использованием замещающих методов расчета, предусмотренных разделом 8 настоящего Регламента. | Почасовые величины потерь электроэнергии в сетях ФСК для каждой ценовой, неценовой зоны оптового рынка и отдельной территории, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, рассчитываются КО на основе почасовых значений учетных показателей, сформированных (направленных и принятых КО) в порядке, предусмотренном пп. 7.2, 7.6 настоящего Регламента, а также с использованием замещающих методов расчета, предусмотренных разделом 8 настоящего Регламента. |
| **9.7** | …  КО обеспечивает ФСК доступ к отчетам, содержащим:   * суммарные за месяц объемы фактических потерь электрической энергии по каждой ценовой, неценовой зоне; * суммарные за месяц объемы фактических отпусков электрической энергии из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК 330 кВ и выше по каждому субъекту Российской Федерации; * суммарные за месяц объемы фактических отпусков электрической энергии из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК 220 кВ и ниже по каждому субъекту Российской Федерации; * почасовые объемы переданной электроэнергии по сечениям экспорта-импорта.   Отчеты размещаются на официальном сайте КО. | …  КО обеспечивает ФСК доступ к отчетам, содержащим:   * суммарные за месяц объемы фактических потерь электрической энергии по каждой ценовой, неценовой зоне и отдельной территории, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам; * суммарные за месяц объемы фактических отпусков электрической энергии из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК 330 кВ и выше по каждому субъекту Российской Федерации; * суммарные за месяц объемы фактических отпусков электрической энергии из электрических сетей, отнесенных к сетям ФСК 220 кВ и ниже по каждому субъекту Российской Федерации; * почасовые объемы переданной электроэнергии по сечениям экспорта-импорта.   Отчеты размещаются на официальном сайте КО. |
| **Приложение 3, п. 2.3** | <generation>  Элемент <generation> является обязательным элементом для ГТП генерации, содержит данные о фактических объемах производства электроэнергии и информацию о причинах направления макета 51075.  В документе допускается наличие только одного элемента <generation>.  Атрибутами элемента <generation> являются:  – code – обязательный атрибут, содержит код ГТП генерации в формате GXXXXXXX. Код ГТП генерации состоит из 8 (восьми) символов, включающих строчные или прописные буквы латинского алфавита и (или) цифры;  – name – обязательный атрибут, содержит наименование ГТП генерации. Длина поля – 500 символов;   * – time-zone – обязательный атрибут, указывающий на временной пояс, по которому организация присылает данные в рамках ГТП генерации / сечения КУ. Принимает значения: * «1» – временной пояс, соответствующий московскому времени (GMT+3); * «3» – временной пояс, соответствующий хабаровскому времени (GMT+10), в случаях, предусмотренных п. 7.9 настоящего Регламента.   Потомком элемента <**generation**> является элемент <**period**>.. | <generation>  Элемент <generation> является обязательным элементом для ГТП генерации, содержит данные о фактических объемах производства электроэнергии и информацию о причинах направления макета 51075.  В документе допускается наличие только одного элемента <generation>.  Атрибутами элемента <generation> являются:  – code – обязательный атрибут, содержит код ГТП генерации в формате GXXXXXXX. Код ГТП генерации состоит из 8 (восьми) символов, включающих строчные или прописные буквы латинского алфавита и (или) цифры;  – name – обязательный атрибут, содержит наименование ГТП генерации. Длина поля – 500 символов;   * – time-zone – обязательный атрибут, указывающий на временной пояс, по которому организация присылает данные в рамках ГТП генерации / сечения КУ. Принимает значение «1» – временной пояс, соответствующий московскому времени (GMT+3).   Потомком элемента <**generation**> является элемент <**period**>. |
| **Приложение 3, п. 2.4** | <peretok>  Элемент <peretok> является обязательным элементом для сечений КУ, содержит данные о фактических объемах сальдо перетоков электроэнергии между смежными участниками ОРЭМ (участником оптового рынка и ФСК) и информацию о причинах направления макета 51075.  В документе допускается наличие только одного элемента <peretok>  Атрибутами элемента <peretok> являются:  …  - section-type – содержит информацию о типе сечения КУ. Атрибут принимает значения: 1 – сечение КУ, внутреннее сечение, 2 – сечение экспорта-импорта, ценовая/неценовая зона.  ……  – time-zone – обязательный атрибут, указывающий на временной пояс, по которому организация присылает данные в рамках ГТП генерации / сечения КУ. Принимает значения:   * «1» – временной пояс, соответствующий московскому времени (GMT+3); * «3» – временной пояс, соответствующий хабаровскому времени (GMT+10), в случаях, предусмотренных п. 7.9 настоящего Регламента.   Потомком элемента <peretok> является элемент <period>. | <peretok>  Элемент <peretok> является обязательным элементом для сечений КУ, содержит данные о фактических объемах сальдо перетоков электроэнергии между смежными участниками ОРЭМ (участником оптового рынка и ФСК) и информацию о причинах направления макета 51075.  В документе допускается наличие только одного элемента <peretok>.  Атрибутами элемента <peretok> являются:  ….  – section-type – содержит информацию о типе сечения КУ. Атрибут принимает значения: 1 – сечение КУ, внутреннее сечение, 2 – сечение экспорта-импорта, ценовая зона / отдельная территория, входящая в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившаяся к неценовым зонам.  …  – time-zone – обязательный атрибут, указывающий на временной пояс, по которому организация присылает данные в рамках ГТП генерации / сечения КУ. Принимает значение «1» – временной пояс, соответствующий московскому времени (GMT+3).  Потомком элемента <peretok> является элемент <period>. |
| **Приложение 5, п. 1.1** | ПСИ оформляется в виде макета 60000:  субъектом оптового рынка (заявителем) и смежным с ним субъектом оптового рынка (при наличии);  субъектом оптового рынка (заявителем) и согласуется в части способов формирования оперативной информации с СО (по ГТП генерации, а также по сечениям коммерческого учета, входящим в сечения экспорта-импорта, и сечениям между ценовыми, а также между ценовыми и неценовыми зонами оптового рынка);  агрегатором и владельцем ГТП по объектам регулирования (согласование с владельцем ГТП не требуется, когда агрегатор является владельцем ГТП).  При этом каждый субъект оптового рынка (в том числе агрегатор) самостоятельно вносит в ПСИ информацию по закодированным за данным субъектом оптового рынка точкам измерений, которые используются для определения количества электроэнергии в соответствующих точках поставки (точках присоединения, входящих в объект регулирования), и информацию по незакодированным точкам измерений, расположенным на электрооборудовании, в отношении которого за данным субъектом оптового рынка (агрегатором) зарегистрированы точки поставки (объект регулирования) либо планируется регистрация точек поставки (объекта регулирования), при этом такие точки измерения должны быть отображены на однолинейной схеме присоединения к внешней электрической сети, предоставленной в рамках соответствующей процедуры согласования ГТП / внесения изменений в регистрационную информацию по ГТП / регистрации объекта регулирования / внесения изменений в регистрационную информацию по объекту регулирования.  На каждое сечение коммерческого учета, внутреннее сечение, ГТП генерации, объект регулирования оформляется отдельный ПСИ.  ПСИ должен быть подписан с использованием ЭП следующими субъектами оптового рынка:  ПСИ по ГТП генерации, а также по сечениям коммерческого учета, входящим в сечения экспорта-импорта, и сечениям между ценовыми, а также между ценовыми и неценовыми зонами оптового рынка должны быть подписаны заявителем и согласованы с СО в части способов формирования оперативной информации;  ПСИ по сечениям коммерческого учета (за исключением внутренних сечений), в том числе по временному сечению, должны быть подписаны заявителем и смежным субъектом оптового рынка. ПСИ по внутреннему сечению подписывается только заявителем;  ПСИ по объектам регулирования должны быть подписаны заявителем (агрегатором) и владельцем ГТП. В случае если заявитель (агрегатор) является владельцем ГТП, ПСИ по объекту регулирования подписывается только заявителем (агрегатором).  Ответственность за формирование данных в составе ПСИ, в т.ч. данных о местах установки средств измерений, методах восстановления информации (кроме ПСИ, сформированных в отношении объектов регулирования), алгоритмов расчета величины произведенной электроэнергии в ГТП генерации / сальдо перетоков электроэнергии в сечении коммерческого учета / сальдо перетоков электроэнергии для объекта регулирования несут соответственно участники оптового рынка, ФСК, агрегатор.  СО в рамках настоящего Регламента осуществляется согласование ПСИ только в части данных о способах формирования оперативной информации, включающих в себя следующие указываемые участниками оптового рынка (ФСК) сведения:  в отношении ГТП генерации – сведения о наименовании электростанции и диспетчерском наименовании единицы генерирующего оборудования (оборудования объекта электроэнергетики, присоединения), на котором расположена точка поставки, наименовании и составе параметров телеизмерений активной мощности по единицам генерирующего оборудования (их совокупности), передаваемых в СОТИАССО, являющихся источниками формирования оперативной информации и подлежащих учету при формировании СО оперативных данных в соответствии с п. 4.3 настоящего Регламента;  в отношении сечений коммерческого учета, входящих в сечения экспорта-импорта, и сечений между ценовыми, а также между ценовыми и неценовыми зонами оптового рынка – сведения о наименовании объекта электроэнергетики и присоединения (оборудования объекта электроэнергетики), на котором расположена точка поставки, о наименовании и составе параметров телеизмерений активной мощности по линиям электропередач (их совокупности), передаваемых в СОТИАССО, а также информация об использовании псевдоизмерений, являющихся источниками формирования оперативной информации и подлежащих учету при формировании СО оперативных данных в соответствии с п. 4.3 настоящего Регламента;  порядок определения итоговых (суммарных) почасовых значений активной электроэнергии по ГТП генерации и сечениям коммерческого учета, входящим в сечения экспорта-импорта, и сечениям между ценовыми, а также между ценовыми и неценовыми зонами оптового рынка на основании указываемых в составе ПСИ наименований и состава параметров телеизмерений активной мощности, являющихся источниками формирования оперативной информации;  иные сведения, указываемые в примечаниях, в случае если они относятся к способам формирования СО оперативной информации.  … | ПСИ оформляется в виде макета 60000:  субъектом оптового рынка (заявителем) и смежным с ним субъектом оптового рынка (при наличии);  субъектом оптового рынка (заявителем) и согласуется в части способов формирования оперативной информации с СО (по ГТП генерации, а также по сечениям коммерческого учета, входящим в сечения экспорта-импорта, и сечениям между ценовыми зонами, а также между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам);  агрегатором и владельцем ГТП по объектам регулирования (согласование с владельцем ГТП не требуется, когда агрегатор является владельцем ГТП).  При этом каждый субъект оптового рынка (в том числе агрегатор) самостоятельно вносит в ПСИ информацию по закодированным за данным субъектом оптового рынка точкам измерений, которые используются для определения количества электроэнергии в соответствующих точках поставки (точках присоединения, входящих в объект регулирования), и информацию по незакодированным точкам измерений, расположенным на электрооборудовании, в отношении которого за данным субъектом оптового рынка (агрегатором) зарегистрированы точки поставки (объект регулирования) либо планируется регистрация точек поставки (объекта регулирования), при этом такие точки измерения должны быть отображены на однолинейной схеме присоединения к внешней электрической сети, предоставленной в рамках соответствующей процедуры согласования ГТП / внесения изменений в регистрационную информацию по ГТП / регистрации объекта регулирования / внесения изменений в регистрационную информацию по объекту регулирования.  На каждое сечение коммерческого учета, внутреннее сечение, ГТП генерации, объект регулирования оформляется отдельный ПСИ.  ПСИ должен быть подписан с использованием ЭП следующими субъектами оптового рынка:  ПСИ по ГТП генерации, а также по сечениям коммерческого учета, входящим в сечения экспорта-импорта, и сечениям между ценовыми зонами, а также между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, должны быть подписаны заявителем и согласованы с СО в части способов формирования оперативной информации;  ПСИ по сечениям коммерческого учета (за исключением внутренних сечений), в том числе по временному сечению, должны быть подписаны заявителем и смежным субъектом оптового рынка. ПСИ по внутреннему сечению подписывается только заявителем;  ПСИ по объектам регулирования должны быть подписаны заявителем (агрегатором) и владельцем ГТП. В случае если заявитель (агрегатор) является владельцем ГТП, ПСИ по объекту регулирования подписывается только заявителем (агрегатором).  Ответственность за формирование данных в составе ПСИ, в т.ч. данных о местах установки средств измерений, методах восстановления информации (кроме ПСИ, сформированных в отношении объектов регулирования), алгоритмов расчета величины произведенной электроэнергии в ГТП генерации / сальдо перетоков электроэнергии в сечении коммерческого учета / сальдо перетоков электроэнергии для объекта регулирования несут соответственно участники оптового рынка, ФСК, агрегатор.  СО в рамках настоящего Регламента осуществляется согласование ПСИ только в части данных о способах формирования оперативной информации, включающих в себя следующие указываемые участниками оптового рынка (ФСК) сведения:  в отношении ГТП генерации – сведения о наименовании электростанции и диспетчерском наименовании единицы генерирующего оборудования (оборудования объекта электроэнергетики, присоединения), на котором расположена точка поставки, наименовании и составе параметров телеизмерений активной мощности по единицам генерирующего оборудования (их совокупности), передаваемых в СОТИАССО, являющихся источниками формирования оперативной информации и подлежащих учету при формировании СО оперативных данных в соответствии с п. 4.3 настоящего Регламента;  в отношении сечений коммерческого учета, входящих в сечения экспорта-импорта, и сечений между ценовыми зонами, а также между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, – сведения о наименовании объекта электроэнергетики и присоединения (оборудования объекта электроэнергетики), на котором расположена точка поставки, о наименовании и составе параметров телеизмерений активной мощности по линиям электропередач (их совокупности), передаваемых в СОТИАССО, а также информация об использовании псевдоизмерений, являющихся источниками формирования оперативной информации и подлежащих учету при формировании СО оперативных данных в соответствии с п. 4.3 настоящего Регламента;  порядок определения итоговых (суммарных) почасовых значений активной электроэнергии по ГТП генерации и сечениям коммерческого учета, входящим в сечения экспорта-импорта, и сечениям между ценовыми зонами, а также между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, на основании указываемых в составе ПСИ наименований и состава параметров телеизмерений активной мощности, являющихся источниками формирования оперативной информации;  иные сведения, указываемые в примечаниях, в случае если они относятся к способам формирования СО оперативной информации.  … |
| **Приложение 5, п. 2.1** | Требования к заполнению ПСИ в части информации о составе точек поставки (точек присоединения) и точек измерений в сечении КУ / внутреннем сечении / ГТП генерации / объекте регулирования, кодируемых измерительных каналах в приборах учета В отчетной форме ПСИ по сечению коммерческого учета / ГТП генерации:  … в столбце «Примечания» в отношении ГТП генерации, сечений коммерческого учета, входящих в состав сечений экспорта/импорта, сечений между ценовыми, а также между ценовыми и неценовыми зонами оптового рынка может содержаться указание на возможность использования для формирования оперативной информации помимо данных, сформированных на основании источников формирования оперативных данных, указанных в столбце «Источник формирования оперативной информации СО (преобразователь ТМ или псевдоизмерения)», иные имеющиеся в распоряжении СО данные. В указанном столбце в отношении сечений коммерческого учета приводится (при необходимости) ссылка на алгоритм расчета величины сальдо перетоков электроэнергии; … | Требования к заполнению ПСИ в части информации о составе точек поставки (точек присоединения) и точек измерений в сечении КУ / внутреннем сечении / ГТП генерации / объекте регулирования, кодируемых измерительных каналах в приборах учета В отчетной форме ПСИ по сечению коммерческого учета / ГТП генерации:  … в столбце «Примечания» в отношении ГТП генерации, сечений коммерческого учета, входящих в состав сечений экспорта/импорта, сечений между ценовыми зонами, а также между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, может содержаться указание на возможность использования для формирования оперативной информации помимо данных, сформированных на основании источников формирования оперативных данных, указанных в столбце «Источник формирования оперативной информации СО (преобразователь ТМ или псевдоизмерения)», иные имеющиеся в распоряжении СО данные. В указанном столбце в отношении сечений коммерческого учета приводится (при необходимости) ссылка на алгоритм расчета величины сальдо перетоков электроэнергии; … |
| **Приложение 5, п. 4.2.1.1.3.2** | <peretok>  Элемент присутствует в макете только для сечения КУ / внутреннего сечения / сечения экспорта-импорта / сечения между ценовой и неценовой зонами. В макете может быть не более одного элемента <peretok>.  Элемент <peretok> содержит сведения о сечении КУ / внутреннем сечении / сечении экспорта-импорта / сечении между ценовой и неценовой зонами, в отношении которого необходимо произвести кодирование.  Атрибутами элемента <peretok> являются:   * section-type – содержит информацию о типе перетока. Атрибут принимает значения: 1 – сечение КУ, 2 – сечение экспорта-импорта, ценовая/неценовая зона. Обязательный атрибут. * id-gtp-from – ссылка на код ГТП потребления (сечения) заявителя, присвоенный КО. Обязательный атрибут, принимает значение id-gtp из словаря ГТП потребления; * id-gtp-to – ссылка на код ГТП потребления (сечения) смежного субъекта оптового рынка, присвоенный КО. Обязательный атрибут, принимает значение id-gtp из словаря ГТП потребления.   Потомком элемента <peretok> является элемент <calcformula-or-rr> | <peretok>  Элемент присутствует в макете только для сечения КУ / внутреннего сечения / сечения экспорта-импорта / сечения между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам. В макете может быть не более одного элемента <peretok>.  Элемент <peretok> содержит сведения о сечении КУ / внутреннем сечении / сечении экспорта-импорта / сечении между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, в отношении которого необходимо произвести кодирование.  Атрибутами элемента <peretok> являются:   * section-type – содержит информацию о типе перетока. Атрибут принимает значения: 1 – сечение КУ, 2 – сечение экспорта-импорта, ценовая зона / отдельная территория, входящая в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившаяся к неценовым зонам. Обязательный атрибут. * id-gtp-from – ссылка на код ГТП потребления (сечения) заявителя, присвоенный КО. Обязательный атрибут, принимает значение id-gtp из словаря ГТП потребления; * id-gtp-to – ссылка на код ГТП потребления (сечения) смежного субъекта оптового рынка, присвоенный КО. Обязательный атрибут, принимает значение id-gtp из словаря ГТП потребления.   Потомком элемента <peretok> является элемент <calcformula-or-rr> |
| **Приложение 5, п. 4.2.1.1.4.2** | <comment>  Потомком элемента <psi> является <comment>, который содержит общий комментарий к ПСИ. Элемент <comment> является необязательным для ГТП генерации / ОР и обязательным для сечения КУ / экспорта-импорта / сечения между ценовой и неценовой зонами. Потомком элемента <comment> является элемент формата: <![CDATA[…]]>. Текстовое поле, длина не более 2000 символов. | <comment>  Потомком элемента <psi> является <comment>, который содержит общий комментарий к ПСИ. Элемент <comment> является необязательным для ГТП генерации / ОР и обязательным для сечения КУ / экспорта-импорта / сечения между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам. Потомком элемента <comment> является элемент формата: <![CDATA[…]]>. Текстовое поле, длина не более 2000 символов. |
| **Приложение 5, п. 4.2.1.1.4.3** | <so-comment>  Потомком элемента <psi> является <so-comment>, который содержит порядок определения итоговых (суммарных) почасовых значений активной электроэнергии по ГТП генерации и сечениям коммерческого учета, входящим в сечения экспорта-импорта, и сечениям между ценовыми, а также между ценовыми и неценовыми зонами оптового рынка. Элемент <so-comment> является обязательным для ГТП генерации, сечения экспорта-импорта / сечения между ценовыми, а также между ценовыми и неценовыми зонами. Потомком элемента <so-comment> является элемент формата: <![CDATA[…]]>. Текстовое поле, длина не более 2000 символов. | <so-comment>  Потомком элемента <psi> является <so-comment>, который содержит порядок определения итоговых (суммарных) почасовых значений активной электроэнергии по ГТП генерации и сечениям коммерческого учета, входящим в сечения экспорта-импорта, и сечениям между ценовыми зонами, а также между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам. Элемент <so-comment> является обязательным для ГТП генерации, сечения экспорта-импорта / сечения между ценовыми зонами, а также между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам. Потомком элемента <so-comment> является элемент формата: <![CDATA[…]]>. Текстовое поле, длина не более 2000 символов. |
| **Приложение 5, п. 4.2.1.1.5.1.2** | <peretok>  Элемент присутствует в макете только для сечения КУ / внутреннего сечения / сечения экспорта-импорта / сечения между ценовой и неценовой зонами. В элементе <sender-info> может быть не более одного элемента <peretok>.  Элемент <peretok> содержит значения величины сальдо перетока электроэнергии в сечении КУ / внутреннем сечении / сечении экспорта-импорта / сечении между ценовой и неценовой зонами, рассчитанные на основании данных организации, указанной в элементе <sender-info>.  Дочерними элементами являются <value>. | <peretok>  Элемент присутствует в макете только для сечения КУ / внутреннего сечения / сечения экспорта-импорта / сечения между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам. В элементе <sender-info> может быть не более одного элемента <peretok>.  Элемент <peretok> содержит значения величины сальдо перетока электроэнергии в сечении КУ / внутреннем сечении / сечении экспорта-импорта / сечении между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, рассчитанные на основании данных организации, указанной в элементе <sender-info>.  Дочерними элементами являются <value>. |
| **Приложение 5, п. 4.2.1.1.6** | <peretok>  Элемент присутствует в макете для сечения КУ / внутреннего сечения / сечения экспорта-импорта / сечения между ценовой и неценовой зонами. В макете может быть не более одного элемента <peretok> в элементе <reference-day>.  Элемент <peretok> содержит сведения о значениях величины сальдо перетока электроэнергии в сечении КУ / внутреннем сечении / сечении экспорта-импорта / сечении между ценовой и неценовой зонами.  Элемент аналогичен элементу <peretok> элемента <sender-info>. | <peretok>  Элемент присутствует в макете для сечения КУ / внутреннего сечения / сечения экспорта-импорта / сечения между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам. В макете может быть не более одного элемента <peretok> в элементе <reference-day>.  Элемент <peretok> содержит сведения о значениях величины сальдо перетока электроэнергии в сечении КУ / внутреннем сечении / сечении экспорта-импорта / сечении между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам.  Элемент аналогичен элементу <peretok> элемента <sender-info>. |
| **Приложение 5, п. 4.4.1.2.3.2** | <peretok>  Элемент присутствует в макете только для сечения КУ / внутреннего сечения / сечения экспорта-импорта / сечения между ценовой и неценовой зонами. В макете может быть не более одного элемента <peretok>.  Элемент <peretok> содержит сведения о сечении КУ / внутреннем сечении / сечении экспорта-импорта / сечении между ценовой и неценовой зонами, в отношении которого необходимо произвести кодирование.  Атрибутами элемента <peretok> являются:   * section-type – содержит информацию о типе перетока. Атрибут принимает значения: 1 – сечение КУ, внутреннее сечение, 2 – сечение экспорта-импорта, ценовая/неценовая зона. Обязательный атрибут; * id-gtp-from – ссылка код ГТП потребления (сечения) заявителя, присвоенный КО. Обязательный атрибут, принимает значение id-gtp из словаря ГТП потребления; * id-gtp-to – ссылка на код ГТП потребления (сечения) смежного субъекта оптового рынка, присвоенный КО. Обязательный атрибут, принимает значение id-gtp из словаря ГТП потребления.   Потомком элемента <peretok> является элемент <calcformula-or-rr> | <peretok>  Элемент присутствует в макете только для сечения КУ / внутреннего сечения / сечения экспорта-импорта / сечения между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам. В макете может быть не более одного элемента <peretok>.  Элемент <peretok> содержит сведения о сечении КУ / внутреннем сечении / сечении экспорта-импорта / сечении между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, в отношении которого необходимо произвести кодирование.  Атрибутами элемента <peretok> являются:   * section-type – содержит информацию о типе перетока. Атрибут принимает значения: 1 – сечение КУ, внутреннее сечение, 2 – сечение экспорта-импорта, ценовая зона / отдельная территория, входящая в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившаяся к неценовым зонам. Обязательный атрибут; * id-gtp-from – ссылка код ГТП потребления (сечения) заявителя, присвоенный КО. Обязательный атрибут, принимает значение id-gtp из словаря ГТП потребления; * id-gtp-to – ссылка на код ГТП потребления (сечения) смежного субъекта оптового рынка, присвоенный КО. Обязательный атрибут, принимает значение id-gtp из словаря ГТП потребления.   Потомком элемента <peretok> является элемент <calcformula-or-rr> |
| **Приложение 5, п. 4.4.1.2.4.2** | <comment>  Потомком элемента <psi> является <comment>, который содержит общий комментарий к ПСИ. Элемент <comment> является необязательным для ГТП генерации / ОР и обязательным для сечения КУ / внутреннего сечения / сечения экспорта-импорта / сечения между ценовой и неценовой зонами. Потомком элемента <comment> является элемент формата <![CDATA[…]]>. Текстовое поле, длина не более 2000 символов. | <comment>  Потомком элемента <psi> является <comment>, который содержит общий комментарий к ПСИ. Элемент <comment> является необязательным для ГТП генерации / ОР и обязательным для сечения КУ / внутреннего сечения / сечения экспорта-импорта / сечения между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам. Потомком элемента <comment> является элемент формата <![CDATA[…]]>. Текстовое поле, длина не более 2000 символов. |
| **Приложение 5, п. 4.4.1.2.4.3** | <so-comment>  Потомком элемента <psi> является <so-comment>, который содержит порядок определения итоговых (суммарных) почасовых значений активной электроэнергии по ГТП генерации и сечениям коммерческого учета, входящим в сечения экспорта-импорта, и сечениям между ценовыми, а также между ценовыми и неценовыми зонами оптового рынка. Элемент <so-comment> является обязательным для ГТП генерации, сечения экспорта-импорта / сечения между ценовыми, а также между ценовыми и неценовыми зонами. Потомком элемента <so-comment> является элемент формата: <![CDATA[…]]>. Текстовое поле, длина не более 2000 символов. | <so-comment>  Потомком элемента <psi> является <so-comment>, который содержит порядок определения итоговых (суммарных) почасовых значений активной электроэнергии по ГТП генерации и сечениям коммерческого учета, входящим в сечения экспорта-импорта, и сечениям между ценовыми зонами, а также между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам. Элемент <so-comment> является обязательным для ГТП генерации, сечения экспорта-импорта / сечения между ценовыми зонами, а также между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам. Потомком элемента <so-comment> является элемент формата: <![CDATA[…]]>. Текстовое поле, длина не более 2000 символов. |
| **Приложение 5, п.4.4.1.2. 5.1.1.4** | <peretok>  Элемент присутствует в макете только для сечения КУ / внутреннего сечения / сечения экспорта-импорта / сечения между ценовой и неценовой зонами. В элементе <sender-info> может быть не более одного элемента <peretok>.  Элемент <peretok> содержит значения величины сальдо перетока электроэнергии в сечении КУ / внутреннем сечении / сечении экспорта-импорта / сечении между ценовой и неценовой зонами, рассчитанные на основании данных организации, указанной в элементе <sender-info>.  Дочерними элементами являются <value>. | <peretok>  Элемент присутствует в макете только для сечения КУ / внутреннего сечения / сечения экспорта-импорта / сечения между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам. В элементе <sender-info> может быть не более одного элемента <peretok>.  Элемент <peretok> содержит значения величины сальдо перетока электроэнергии в сечении КУ / внутреннем сечении / сечении экспорта-импорта / сечении между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, рассчитанные на основании данных организации, указанной в элементе <sender-info>.  Дочерними элементами являются <value>. |
| **Приложение 5, п. 4.4.1.2. 5.1.2** | <peretok>  Элемент присутствует в макете только для сечения КУ / внутреннего сечения / сечения экспорта-импорта / сечения между ценовой и неценовой зонами. В макете может быть не более одного элемента <peretok> в элементе <reference-day>.  Элемент <peretok> содержит сведения о значениях величины сальдо перетока электроэнергии в сечении КУ / внутреннем сечении / сечении экспорта-импорта / сечении между ценовой и неценовой зонами.  Элемент аналогичен элементу <peretok> элемента <sender-info>. | <peretok>  Элемент присутствует в макете только для сечения КУ / внутреннего сечения / сечения экспорта-импорта / сечения между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам. В макете может быть не более одного элемента <peretok> в элементе <reference-day>.  Элемент <peretok> содержит сведения о значениях величины сальдо перетока электроэнергии в сечении КУ / внутреннем сечении / сечении экспорта-импорта / сечении между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам.  Элемент аналогичен элементу <peretok> элемента <sender-info>. |

**Таблица 3.1 Действующая редакция**

Перечень точек измерений для целей коммерческого учета электрической энергии (мощности) по точкам поставки в сечении экспорта-импорта / сечении между ценовой/неценовой зонами

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Точка поставки (наименование точки поставки, номер точки поставки) | Центр питания  (ПС 110 кВ и выше, электростанция) | Точки приема-передачи электроэнергии (мощности)  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ | | | Точки приема-передачи электроэнергии (мощности) \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ | | | Информация о расчете потерь | Примечания |
| Место установки основного измерительного прибора (место подключения ТТ / прибора учета); признак включения точки измерений в состав системы учета; наименование поставщика информации; номер точки измерений | Место установки резервного измерительного прибора (место подключения ТТ / прибора учета); признак включения точки измерений в состав системы учета; наименование поставщика информации; номер точки измерений | Источник формирования оперативной информации (указывается наименование параметра телеизмерения активной мощности по линиям электропередач (их совокупности), информация об использовании псевдоизмерений) | Место установки основного измерительного прибора (место подключенияТТ / прибора учета); признак включения точки измерений в состав системы учета; наименование поставщика информации; номер точки измерений | Место установки резервного измерительного прибора (место подключения ТТ / прибора учета); признак включения точки измерений в состав системы учета; наименование поставщика информации; номер точки измерений | Источник формирования оперативной информации (указывается наименование параметра телеизмерения активной мощности по линиям электропередач (их совокупности), информация об использовании псевдоизмерений) |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| 1 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Порядок формирования оперативной информации: указывается порядок определения итогового (суммарного) значения активной электроэнергии по сечениям экспорта-импорта, сечениям между ценовыми/неценовыми зонами на основании указанных в составе ПСИ источников формирования оперативной информации.

Примечания.

1. Сторона (-ы), осуществляющая (-ие) передачу результатов измерений и формирующая (-ие) отчетность согласно порядку выбора ОИП/РИП, указанного в настоящем ПСИ: \_\_\_\_\_.

2. При выходе из строя ОИП и РИП или при выходе из строя ОИП и при отсутствии РИП \_\_\_\_\_.

**Таблица 3.1 Предлагаемая редакция**

Перечень точек измерений для целей коммерческого учета электрической энергии (мощности) по точкам поставки в сечении экспорта-импорта / сечении между ценовой зоной / отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Точка поставки (наименование точки поставки, номер точки поставки) | Центр питания  (ПС 110 кВ и выше, электростанция) | Точки приема-передачи электроэнергии (мощности)  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ | | | Точки приема-передачи электроэнергии (мощности) \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ | | | Информация о расчете потерь | Примечания |
| Место установки основного измерительного прибора (место подключения ТТ / прибора учета); признак включения точки измерений в состав системы учета; наименование поставщика информации; номер точки измерений | Место установки резервного измерительного прибора (место подключения ТТ / прибора учета); признак включения точки измерений в состав системы учета; наименование поставщика информации; номер точки измерений | Источник формирования оперативной информации (указывается наименование параметра телеизмерения активной мощности по линиям электропередач (их совокупности), информация об использовании псевдоизмерений) | Место установки основного измерительного прибора (место подключенияТТ / прибора учета); признак включения точки измерений в состав системы учета; наименование поставщика информации; номер точки измерений | Место установки резервного измерительного прибора (место подключения ТТ / прибора учета); признак включения точки измерений в состав системы учета; наименование поставщика информации; номер точки измерений | Источник формирования оперативной информации (указывается наименование параметра телеизмерения активной мощности по линиям электропередач (их совокупности), информация об использовании псевдоизмерений) |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| 1 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Порядок формирования оперативной информации: указывается порядок определения итогового (суммарного) значения активной электроэнергии по сечениям экспорта-импорта, сечениям между ценовой зоной / отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, на основании указанных в составе ПСИ источников формирования оперативной информации.

Примечания.

1. Сторона (-ы), осуществляющая (-ие) передачу результатов измерений и формирующая (-ие) отчетность согласно порядку выбора ОИП/РИП, указанного в настоящем ПСИ: \_\_\_\_\_.

2. При выходе из строя ОИП и РИП или при выходе из строя ОИП и при отсутствии РИП \_\_\_\_\_.

**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) | |
|  | **Добавить новое определение** |  | **Отдельные территории ценовых зон оптового рынка, ранее относившиеся к неценовым зонам  оптового рынка**  **(отдельные территории, ранее относившиеся к неценовым зонам)** | Отдельные территории ценовых зон оптового рынка, ранее относившиеся к неценовым зонам оптового рынка, на которых Правительством Российской Федерации устанавливаются особенности функционирования оптового и розничных рынков, определенные в Приложении № 41 к Правилам оптового рынка электрической энергии и мощности. |
|  | **Добавить новое определение** |  | **Входящая в состав Дальневосточного федерального округа отдельная территория, ранее относившаяся к неценовым зонам** | Определенная в пункте III Приложения № 41 к Правилам оптового рынка электрической энергии и мощности территория Дальнего Востока, в которую объединены Республика Саха (Якутия), Приморский край, Хабаровский край, Амурская область, Еврейская автономная область, за исключением территорий, технологически не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами, ранее относившаяся к неценовым зонам оптового рынка, для которой устанавливаются особенности функционирования оптового и розничных рынков. |