**I.2. Изменения, связанные с порядком определения обязательств и финансовыми расчетами при отнесении неценовых зон Дальнего Востока, Архангельской области, Республики Коми к ценовым зонам оптового рынка**

**Приложение № 1.2.1**

|  |
| --- |
| **Инициатор:** Ассоциация «НП Совет рынка».  **Обоснование:** постановлением Правительства РФ от 23.12.2024 № 1868 «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» (далее – Постановление) определены особенности финансовых расчетов на оптовом и розничных рынках электрической энергии и мощности на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка (далее – территории бывших НЦЗ).  Предлагается внести уточняющие изменения в регламенты оптового рынка, в том числе:  – привести понятия, используемые в Регламенте финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии (Приложение № 16 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка, далее – ДОП), в соответствие тексту Постановления;  – исключить из регламентов оптового рынка особенности определения стоимостных параметров для территорий бывших НЦЗ (в том числе по договорам с Единым закупщиком);  – внести изменения в Регламент определения и актуализации параметров зон свободного перетока ЕЭС (Приложение № 19.1 к ДОП) в части порядка отнесения ГТП потребления, ГТП экспорта/импорта и ГТП генерации к субъекту Российской Федерации и зоне свободного перетока (ЗСП) в связи с отсутствием определенных ЗСП на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к НЦЗ, а также внести соответствующие изменения в Регламент определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке (Приложение № 13.2 к ДОП) в части определения объемов мощности с учетом уточненного порядка отнесения к ЗСП и субъектам Российской Федерации;  – привести стандартную форму двустороннего договора купли-продажи электрической энергии на территориях субъектов Российской Федерации, не объединенных в ценовые зоны оптового рынка, и регламенты оптового рынка в соответствие измененной Постановлением редакции пункта 179 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности в части того, что цена на электрическую энергию по двусторонним договорам купли-продажи электрической энергии в неценовых зонах не должна превышать увеличенный в два раза тариф на электрическую энергию, установленный для поставщика электрической энергии по указанным договорам;  – устранить неточности в регламентах оптового рынка и стандартных формах договоров.  Постановлением также установлены особенности выявления оснований для проведения корректировочного КОМ на период 2025–2028 годов, в также учета ожидаемого объема услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии при проведении КОМ на 2028 год (не учитываются данные в отношении входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории ценовых зон, ранее относившейся к неценовым зонам).  Предлагается привести положения Регламента проведения конкурентных отборов мощности (Приложение № 19.3 к ДОП) в соответствие указанному Постановлению, а также внести уточнения технического характера в порядок формирования итогов подачи заявок на продажу мощности генерирующих объектов, функционирующих на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка.  Дополнительно предлагается внести уточняющие изменения в стандартные формы ДПМ АЭС/ГЭС (Приложение № Д 14 и Приложение № Д 14.1 к ДОП) в связи с передачей функции коммерческого представителя по соответствующим договорам от АО «ЦФР» к АО «АТС».  **Дата вступления в силу:** с 28 января 2025 года и распространяют свое действие на отношения сторон по Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка, возникшие с 1 января 2025 года. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в** **РЕГЛАМЕНТ ФИНАНСОВЫХ РАСЧЕТОВ НА ОПТОВОМ РЫНКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (Приложение № 16 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **8.1** | **8. РАСЧЕТ ФИНАНСОВЫХ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ/ТРЕБОВАНИЙ И ПОРЯДОК ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ МЕЖДУ УЧАСТНИКАМИ ОПТОВОГО РЫНКА, ЦФР И ФСК**  **8.1. Предмет расчетов**  …  Между ЦФР и участниками оптового рынка – продавцами производятся расчеты обязательств/требований по оплате электрической энергии по договорам комиссии на РСВ и по договорам комиссии на БР. | **8. РАСЧЕТ ФИНАНСОВЫХ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ/ТРЕБОВАНИЙ И ПОРЯДОК ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ МЕЖДУ УЧАСТНИКАМИ ОПТОВОГО РЫНКА, ЦФР И ФСК**  **8.1. Предмет расчетов**  …  Между ЦФР и участниками оптового рынка – продавцами производятся расчеты обязательств/требований по оплате электрической энергии по договорам комиссии. |
| **10.1** | …   |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | | **Обозначение согласно Правилам определения нерегулируемых цен** | **Обозначение, используемое в 10-м разделе настоящего регламента** | | **Определение согласно Правилам определения нерегулируемых цен** | |  |  | | **…** | | , руб. | , руб. | рассчитываемая Коммерческим оператором в соответствии с *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* для расчетного периода *m–*1 фактическая стоимость покупки мощности по всем договорам, заключенным в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности и обеспечивающим приобретение мощности, исходя из фактической стоимости покупки мощности по результатам конкурентного отбора мощности без учета определяемой в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности величины, распределяемой на стороны свободных договоров купли-продажи мощности, свободных договоров купли-продажи электрической энергии и мощности, заключенных в отношении мощности генерирующего оборудования гидроэлектростанций, расположенных во второй ценовой зоне, и генерирующих объектов, в отношении которых были указаны наиболее высокие цены в ценовых заявках на конкурентный отбор, и иных договоров, заключенных гарантирующим поставщиком в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности и обеспечивающих приобретение мощности, за исключением регулируемых договоров, заключенных гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей.  При определении средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке величина уменьшается на величину штрафов, рассчитанных по договорам купли-продажи (поставки) мощности, и денежных сумм за отказ от исполнения обязательств по договорам купли-продажи (поставки) мощности (за исключением денежных сумм, рассчитанных в отношении участника оптового рынка – поставщика мощности, в отношении которого открыто конкурсное производство в соответствии с Федеральным законом «О несостоятельности (банкротстве)». | |   … | …   |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | | **Обозначение согласно Правилам определения нерегулируемых цен** | **Обозначение, используемое в 10-м разделе настоящего регламента** | | **Определение согласно Правилам определения нерегулируемых цен** | |  |  | | **…** | | , руб. | , руб. | фактическая стоимость покупки мощности, рассчитываемая Коммерческим оператором в соответствии с *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* для расчетного периода *m–*1 исходя из фактической стоимости покупки мощности по результатам конкурентного отбора мощности (без учета определяемой в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности величины, распределяемой на стороны свободных договоров купли-продажи мощности, свободных договоров купли-продажи электрической энергии и мощности, заключенных в отношении мощности генерирующего оборудования гидроэлектростанций, расположенных во второй ценовой зоне, и генерирующих объектов, в отношении которых были указаны наиболее высокие цены в ценовых заявках на конкурентный отбор) и на основании иных договоров, заключенных гарантирующим поставщиком в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности и обеспечивающих приобретение мощности, за исключением регулируемых договоров, заключенных гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей.  При определении средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке величина уменьшается на величину штрафов, рассчитанных по договорам купли-продажи (поставки) мощности, и денежных сумм за отказ от исполнения обязательств по договорам купли-продажи (поставки) мощности (за исключением денежных сумм, рассчитанных в отношении участника оптового рынка - поставщика мощности, в отношении которого открыто конкурсное производство в соответствии с Федеральным законом «О несостоятельности (банкротстве)».  Значение величины рассчитывается с учетом определяемой в соответствии с *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* стоимости мощности, произведенной гарантирующим поставщиком и приходящейся на обеспечение потребления в его группах точек поставки. | |   … |
| **10.5** | Определение средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в отношении расчетного периода *m* …  – рассчитываемая коммерческим оператором в соответствии с *договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* для расчетного периода *m*–1 фактическая стоимость покупки мощности по всем договорам, заключенным в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности и обеспечивающим приобретение мощности, исходя из фактической стоимости покупки мощности по результатам конкурентного отбора мощности без учета определяемой в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности величины, распределяемой на стороны свободных договоров купли-продажи мощности, свободных договоров купли-продажи электрической энергии и мощности, заключенных в отношении мощности генерирующего оборудования гидроэлектростанций, расположенных во второй ценовой зоне, и генерирующих объектов, в отношении которых были указаны наиболее высокие цены в ценовых заявках на конкурентный отбор, и иных договоров, заключенных гарантирующим поставщиком в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности и обеспечивающих приобретение мощности, за исключением регулируемых договоров, заключенных гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей.  При определении средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке величина уменьшается на величину штрафов, рассчитанных по договорам купли-продажи (поставки) мощности, и денежных сумм за отказ от исполнения обязательств по договорам купли-продажи (поставки) мощности (за исключением денежных сумм, рассчитанных в отношении участника оптового рынка – поставщика мощности, в отношении которого открыто конкурсное производство в соответствии с Федеральным законом «О несостоятельности (банкротстве)»).  … | Определение средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в отношении расчетного периода *m* …  – фактическая стоимость покупки мощности, рассчитываемая Коммерческим оператором в соответствии с *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* для расчетного периода *m–*1 исходя из фактической стоимости покупки мощности по результатам конкурентного отбора мощности (без учета определяемой в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности величины, распределяемой на стороны свободных договоров купли-продажи мощности, свободных договоров купли-продажи электрической энергии и мощности, заключенных в отношении мощности генерирующего оборудования гидроэлектростанций, расположенных во второй ценовой зоне, и генерирующих объектов, в отношении которых были указаны наиболее высокие цены в ценовых заявках на конкурентный отбор) и на основании иных договоров, заключенных гарантирующим поставщиком в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности и обеспечивающих приобретение мощности, за исключением регулируемых договоров, заключенных гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей.  При определении средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке величина уменьшается на величину штрафов, рассчитанных по договорам купли-продажи (поставки) мощности, и денежных сумм за отказ от исполнения обязательств по договорам купли-продажи (поставки) мощности (за исключением денежных сумм, рассчитанных в отношении участника оптового рынка – поставщика мощности, в отношении которого открыто конкурсное производство в соответствии с Федеральным законом «О несостоятельности (банкротстве)»).  Значение величины рассчитывается с учетом определяемой в соответствии с *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* стоимости мощности, произведенной гарантирующим поставщиком и приходящейся на обеспечение потребления в его группах точек поставки.  … |
| **11.1.2** | **11.1.2 Даты платежей** Участник оптового рынка и ФСК обязаны осуществить оплату услуги КО в части организации торговли электрической энергией и мощностью 14, 21 и 28-го числа каждого месяца (даты платежей за услуги КО в части организации торговли электрической энергией и мощностью) в размере, определенном в соответствии с настоящим Регламентом.  Датами авансовых платежей за услуги КО в части организации торговли электрической энергией и мощностью являются 14-е, 28-е числа расчетного месяца. Датой итоговых платежей за услуги КО в части организации торговли электрической энергией и мощностью за расчетный месяц является 21-е число месяца, следующего за расчетным. В отношении расчетного периода m = январь датами авансовых платежей являются 21 января и 28 января.  В отношении расчетного месяца = январь расчет авансовых обязательств за услуги КО в части организации торговли электрической энергией и мощностью за период с 1 по 10 января производится исходя из действовавшего на декабрь предыдущего года тарифа на услуги КО в части организации торговли электрической энергией и мощностью.  … | **11.1.2 Даты платежей** Участник оптового рынка и ФСК обязаны осуществить оплату услуги КО в части организации торговли электрической энергией и мощностью 14, 21 и 28-го числа каждого месяца (даты платежей за услуги КО в части организации торговли электрической энергией и мощностью) в размере, определенном в соответствии с настоящим Регламентом.  Датами авансовых платежей за услуги КО в части организации торговли электрической энергией и мощностью являются 14-е, 28-е числа расчетного месяца. Датой итоговых платежей за услуги КО в части организации торговли электрической энергией и мощностью за расчетный месяц является 21-е число месяца, следующего за расчетным. В отношении расчетного периода m = январь датами авансовых платежей являются 21 января и 28 января.  В отношении расчетного месяца = январь расчет авансовых обязательств за услуги КО в части организации торговли электрической энергией и мощностью за периоды с 1 по 10 января и с 11 по 24 января производится исходя из действовавшего на декабрь предыдущего года тарифа на услуги КО в части организации торговли электрической энергией и мощностью.  … |
| **32.1** | **32.1. Предмет расчетов**  …  Расчет финансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи / комиссии на продажу электрической энергии по регулируемым ценам осуществляется для участников оптового рынка:  – потребителей, ГТП потребления/экспорта которых (кроме ГТП потребления поставщика и ГТП потребления ГАЭС) отнесены к входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, и ГТП потребления, в границах балансовой принадлежности которых находятся объекты электроэнергетики, отнесенные к внутризональным энергорайонам, работающим синхронно с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но не отнесенным к данной территории;  – поставщиков, осуществляющих поставку электрической энергии и мощности на оптовый рынок с помощью гидроэлектростанций, расположенных на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к НЦЗ.  Расчет финансовых обязательств/требований по покупке/продаже мощности по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам осуществляется для участников оптового рынка:  – потребителей, ГТП потребления/экспорта которых (кроме ГТП потребления поставщика и ГТП потребления ГАЭС) расположены на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории второй ценовой зоны, ранее относившейся к НЦЗ;  – поставщиков, осуществляющих поставку электрической энергии и мощности на оптовый рынок с помощью гидроэлектростанций, расположенных на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к НЦЗ. | **32.1. Предмет расчетов**  …  Расчет финансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи / комиссии на продажу электрической энергии по регулируемым ценам осуществляется для участников оптового рынка:  – потребителей, ГТП потребления/экспорта которых (кроме ГТП потребления поставщика и ГТП потребления ГАЭС) отнесены к входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, и ГТП потребления, в границах балансовой принадлежности которых находятся объекты электроэнергетики, отнесенные к внутризональным энергорайонам, работающим синхронно с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но не отнесенным к данной территории;  – поставщиков, осуществляющих поставку электрической энергии и мощности на оптовый рынок с помощью гидроэлектростанций, расположенных на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к НЦЗ.  Расчет финансовых обязательств/требований по покупке/продаже мощности по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам осуществляется для участников оптового рынка:  – потребителей, ГТП потребления/экспорта которых расположены на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории второй ценовой зоны, ранее относившейся к НЦЗ;  – поставщиков, осуществляющих поставку электрической энергии и мощности на оптовый рынок с помощью гидроэлектростанций, расположенных на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к НЦЗ. |
| **32.6** | **32.6. Расчет фактических обязательств/требований за мощность по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам**  …  – регулируемая цена (тариф) на мощность, установленная федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов в отношении месяца *m* (периода, соответствующего месяцу *m*) и ГТП генерации *p* (генерирующего объекта (электростанции), который соответствует ГТП генерации *p*) для целей поставки по регулируемым договорам.  До 30 июня 2025 года включительно в случае отсутствия по состоянию на последнее число расчетного месяца *m* установленных федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов в отношении месяца *m* (периода, соответствующего месяцу *m*) и ГТП генерации *p* (генерирующего объекта (электростанции), который соответствует ГТП генерации *p*) регулируемых цен (тарифов) на мощность, поставляемую на основании регулируемых договоров, принимается равной цене (тарифу) на мощность, установленной на первое полугодие 2025 года (в случае отсутствия – установленной на второе полугодие 2024 года) в отношении ГТП генерации *p* (генерирующего объекта (электростанции), который соответствует ГТП генерации *p*), поставлявшей электрическую энергию (мощность) в неценовых зонах.  … | **32.6. Расчет фактических обязательств/требований за мощность по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам**  …  – регулируемая цена (тариф) на мощность, установленная федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов в отношении месяца *m* (периода, соответствующего месяцу *m*) и ГТП генерации *p* (генерирующего объекта (электростанции), который соответствует ГТП генерации *p*) для целей поставки по регулируемым договорам (в отношении *m* = январь 2025 года значение принимается равным значению регулируемой цены (тарифа) на мощность для целей поставки по регулируемым договорам для соответствующего ГТП генерации *p* генерирующего объекта (электростанции) и 1-го полугодия 2025 года согласно опубликованному  в установленном порядке приказу федерального органа исполнительной власти в области регулирования тарифов).  … |

**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** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **3.2.4** | 3.2.4 Рассмотрение Системным оператором уведомлений о плановом почасовом потреблении участников оптового рынка в отношении ГТП потребления, расположенных в неценовой зоне оптового рынка, осуществляется в соответствии с п. 4.3 *Регламента подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)*,* за исключением сроков рассмотрения уведомлений, указанных в п. 4.3.3 *Регламента подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), которые не распространяются на вторую неценовую зону оптового рынка. | 3.2.4 Рассмотрение Системным оператором уведомлений о плановом почасовом потреблении участников оптового рынка в отношении ГТП потребления, расположенных в неценовой зоне оптового рынка, осуществляется в соответствии с п. 4.3 *Регламента подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)*,* за исключением сроков рассмотрения уведомлений, указанных в п. 4.3.3 *Регламента подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |
| **4.3** | 4.3 Порядок передачи информации ФСК о значениях ПДГ1. КО до 15-го числа месяца, следующего за расчетным, предоставляет ФСК за расчетный месяц:электрический режим планового диспетчерского графика по территориям, не объединенным в ценовые зоны (за исключением территории Дальнего Востока) в каждый час операционных суток *h* с указанием нагрузок и генерации в узлах расчетной модели в унифицированном формате;электрический режим планового диспетчерского графика по второй неценовой зоне в каждый час операционных суток *h* с указанием нагрузок и генерации в узлах расчетной модели в унифицированном формате.2. Данную информацию КО начинает предоставлять ФСК с момента начала предоставления на регулярной основе Федеральной сетевой компанией Системному оператору информации, предусмотренной п. 4.1.3 *Регламента подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынк*а), а также с момента передачи Федеральной сетевой компанией Системному оператору данных, необходимых для актуализации электрической расчетной модели по ценовым и неценовым зонам. | 4.3 Порядок передачи информации ФСК о значениях ПДГ1. КО до 15-го числа месяца, следующего за расчетным, предоставляет ФСК за расчетный месяц:электрический режим планового диспетчерского графика по территориям, не объединенным в ценовые зоны в каждый час операционных суток *h* с указанием нагрузок и генерации в узлах расчетной модели в унифицированном формате;электрический режим планового диспетчерского графика по второй неценовой зоне в каждый час операционных суток *h* с указанием нагрузок и генерации в узлах расчетной модели в унифицированном формате.2. Данную информацию КО начинает предоставлять ФСК с момента начала предоставления на регулярной основе Федеральной сетевой компанией Системному оператору информации, предусмотренной п. 4.1.3 *Регламента подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынк*а), а также с момента передачи Федеральной сетевой компанией Системному оператору данных, необходимых для актуализации электрической расчетной модели по ценовым и неценовым зонам. |
| **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.  … | 6.2.2.1 Двусторонние договоры должны соответствовать следующим требованиям:   * Цена двустороннего договора не может превышать увеличенный в два раза тариф 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.  … |
| **6.8.2** | 6.8.2. КО производит разнесение почасовых объемов электрической энергии, реализованных по двусторонним договорам со станции на ГТП генерации пропорционально величине  , определяемой по ГТП генерации (за исключением ГТП генерации, зарегистрированных в отношении генерирующих объектов, включенных в перечень генерирующих объектов в неценовых зонах), в соответствии с приведенной ниже формулой:   Для определения величины  необходимо определить:  − объем плановой продажи в ГТП генерации *q* по двустороннему договору:    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.  − объем фактической продажи в ГТП генерации *q* по двустороннему договору:  .  При этом величины , 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. | 6.8.2. КО производит разнесение почасовых объемов электрической энергии, реализованных по двусторонним договорам со станции на ГТП генерации пропорционально величине  , определяемой по ГТП генерации (за исключением ГТП генерации, зарегистрированных в отношении генерирующих объектов, включенных в перечень генерирующих объектов в неценовых зонах), в соответствии с приведенной ниже формулой:   Для определения величины  необходимо определить:  − объем плановой продажи в ГТП генерации *q* по двустороннему договору:    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.  − объем фактической продажи в ГТП генерации *q* по двустороннему договору:  . |
| **17.2.4** | 17.2.4. Системный оператор ежемесячно, в срок не позднее 10 числа, но не ранее 3 рабочего дня месяца, следующего за расчетным, в согласованном формате передает КО следующую информацию по второй неценовой зоне: – почасовые приоритеты включения по каждому объекту управления, относящегося к ГТП генерации или ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, в плановые графики производства, заявленные участниками оптового рынка в пределах регулирования (Pmin и Pmax) в составе уведомлений о параметрах генерирующего оборудования. | **Удалить пункт** |
| **18.2.10** | 18.2.10. КО не позднее 15-го числа месяца, следующего за расчетным, публикует на своем официальном сайте в сети Интернет электронное сообщение, содержащее информацию о плановом почасовом производстве по ГТП генерации (ПДГ) участников оптового рынка – поставщиков электроэнергии второй неценовой зоны, переданную Системным оператором в КО в соответствии с п. 4.1.3.1 настоящего Регламента.  Участник оптового рынка выражает свое полное и безоговорочное согласие с раскрытием КО указанной информации третьим лицам, в том числе путем размещения соответствующей информации в открытом доступе на официальном сайте КО в сети Интернет. | **Удалить пункт** |

**Предложения по изменениям и дополнениям в СТАНДАРТНУЮ ФОРМУ ДВУСТОРОННЕГО ДОГОВОРА КУПЛИ-ПРОДАЖИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ НА ТЕРРИТОРИЯХ СУБЪЕКТОВ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ, НЕ ОБЪЕДИНЕННЫХ В ЦЕНОВЫЕ ЗОНЫ ОПТОВОГО РЫНКА (Приложение № Д 13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **2.4** | 2.4. Обязательства по передаче, приему и оплате электрической энергии по настоящему договору в каждом периоде поставки возникают у Сторон при наличии следующих условий в совокупности в отношении каждой электрической станции, указанной в пункте 2.1 настоящего Договора:   * цена, по которой Продавец продает, а Покупатель покупает, не превышает минимальной величины из предельного уровня цены, определенного федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов для территории, не объединенной в ценовую зону оптового рынка, на которой располагаются группы точек поставки Сторон договора, и увеличенного в два раза тарифа на электрическую энергию (), установленного для продавца электрической энергии по договору и определенного в пункте 9.1 Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон в отношении периода поставки по двустороннему договору. В случае если в отношении станции поставщика в соответствии с пунктом 9.1 Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон определено более одной ставки на электрическую энергию , то указанное условие должно выполняться для каждой из указанных ставок;   **…** | 2.4. Обязательства по передаче, приему и оплате электрической энергии по настоящему договору в каждом периоде поставки возникают у Сторон при наличии следующих условий в совокупности в отношении каждой электрической станции, указанной в пункте 2.1 настоящего Договора:   * цена, по которой Продавец продает, а Покупатель покупает, не превышает увеличенный в два раза тариф на электрическую энергию (), установленного для продавца электрической энергии по договору и определенного в пункте 9.1 Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон в отношении периода поставки по двустороннему договору. В случае если в отношении станции поставщика в соответствии с пунктом 9.1 Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон определено более одной ставки на электрическую энергию , то указанное условие должно выполняться для каждой из указанных ставок;   **…** |
| **Приложение 3** | **Порядок определения цены по договору**   1. Цена по настоящему договору определяется по формуле:   ,  где  – предельный уровень цен, установленный ФАС России для месяца поставки *m* для участников оптового рынка, функционирующих на территории неценовой зоны *z*;  – величина, равная:   * – тарифу, утвержденному ФАС России, используемому для определения стоимости продажи электрической энергии в отношении станции *s* (ГТП импорта) и определяемому в соответствии с пунктом 9.1 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) – в случае если в отношении станции *s* установлена одна ставка на электрическую энергию , а также для тепловых электростанций на территории второй неценовой зоны; * минимальному из тарифов , установленных в отношении станции *s* и определенных в соответствии с пунктом 9.1 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) – в случае если в отношении станции *s* установлено более одной ставки на электрическую энергию .   – ценовой параметр, определяемый Сторонами настоящего договора *D* для месяца поставки *m* следующим образом:  … | **Порядок определения цены по договору**  1. Цена по настоящему договору определяется по формуле:  ,  где – величина, равная:   * – тарифу, утвержденному ФАС России, используемому для определения стоимости продажи электрической энергии в отношении станции *s* (ГТП импорта) и определяемому в соответствии с пунктом 9.1 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) – в случае если в отношении станции *s* установлена одна ставка на электрическую энергию , а также для тепловых электростанций на территории второй неценовой зоны; * минимальному из тарифов , установленных в отношении станции *s* и определенных в соответствии с пунктом 9.1 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) – в случае если в отношении станции *s* установлено более одной ставки на электрическую энергию .   – ценовой параметр, определяемый Сторонами настоящего договора *D* для месяца поставки *m* следующим образом:  … |

**Предложения по изменениям и дополнениям в СТАНДАРТНУЮ ФОРМУ ДОГОВОРА КУПЛИ-ПРОДАЖИ (ПОСТАВКИ) МОЩНОСТИ НОВЫХ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ (В ТОМ ЧИСЛЕ ГИДРОАККУМУЛИРУЮЩИХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ) (Приложение № Д 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **9.1** | * 1. Настоящий Договор, начиная с 23 августа 2022 года, заключается в форме электронного документа с использованием электронной подписи ЦФР, действующего от имени Продавца на основании договора коммерческого представительства для целей заключения договоров купли-продажи (поставки) мощности новых гидроэлектростанций (начиная с 1 января 2025 года – в форме электронного документа с использованием электронной подписи АТС, действующего от имени Продавца на основании Регламента коммерческого представительства), и электронных подписей Покупателя, Системного оператора, АТС и НП «Совет рынка». Доступ к электронному документу АТС предоставляет ЦФР, Покупателю, Продавцу, Системному оператору и НП «Совет рынка» путем размещения в личном кабинете на сайте АТС в дату проставления последней электронной подписи.   … | * 1. Настоящий Договор, начиная с 23 августа 2022 года, заключается в форме электронного документа с использованием электронной подписи ЦФР, действующего от имени Продавца на основании договора коммерческого представительства для целей заключения договоров купли-продажи (поставки) мощности новых гидроэлектростанций (начиная с 1 января 2025 года – в форме электронного документа с использованием электронной подписи АТС, действующего от имени Продавца на основании Регламента коммерческого представительства), и электронных подписей Покупателя, Системного оператора, АТС и НП «Совет рынка». Доступ к электронному документу АТС предоставляет Покупателю, Продавцу, Системному оператору и НП «Совет рынка» путем размещения в личном кабинете на сайте АТС в дату проставления последней электронной подписи.   … |

**Предложения по изменениям и дополнениям в СТАНДАРТНУЮ ФОРМУ ДОГОВОРА КУПЛИ-ПРОДАЖИ (ПОСТАВКИ) МОЩНОСТИ НОВЫХ АТОМНЫХ СТАНЦИЙ (Приложение № Д 14.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **9.1** | * 1. Настоящий Договор, начиная с 23 августа 2022 года, заключается в форме электронного документа с использованием электронной подписи ЦФР, действующего от имени Продавца на основании договора коммерческого представительства для целей заключения договоров купли-продажи (поставки) мощности новых атомных станций (начиная с 1 января 2025 года – в форме электронного документа с использованием электронной подписи АТС, действующего от имени Продавца на основании Регламента коммерческого представительства), и электронных подписей Покупателя, Системного оператора, АТС и НП «Совет рынка». Доступ к электронному документу АТС предоставляет ЦФР, Покупателю, Продавцу, Системному оператору и НП «Совет рынка» путем размещения в личном кабинете на сайте АТС в дату проставления последней электронной подписи.   … | * 1. Настоящий Договор, начиная с 23 августа 2022 года, заключается в форме электронного документа с использованием электронной подписи ЦФР, действующего от имени Продавца на основании договора коммерческого представительства для целей заключения договоров купли-продажи (поставки) мощности новых атомных станций (начиная с 1 января 2025 года – в форме электронного документа с использованием электронной подписи АТС, действующего от имени Продавца на основании Регламента коммерческого представительства), и электронных подписей Покупателя, Системного оператора, АТС и НП «Совет рынка». Доступ к электронному документу АТС предоставляет Покупателю, Продавцу, Системному оператору и НП «Совет рынка» путем размещения в личном кабинете на сайте АТС в дату проставления последней электронной подписи.   … |

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

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **3.9** | Ежемесячно не позднее чем за 2 календарных дня до начала расчетного месяца (за октябрь 2019 года не позднее 4 октября 2019 года; за июль 2020 года не позднее 30 июня 2020 года; за апрель 2024 года не позднее 30 марта 2024 года) КО определяет почасовые договорные объемы поставки электрической энергии и договорные объемы поставки мощности по регулируемым договорам и публикует их на своем официальном сайте персонально для каждого участника оптового рынка, у которого действуют регулируемые договоры в отношении расчетного месяца, с использованием электронной подписи по форме приложений:   * почасовые графики поставки электрической энергии по регулируемому договору купли-продажи электрической энергии и мощности (приложение 10.3 к настоящему Регламенту); * величины мощности, поставляемые по регулируемому договору купли-продажи электрической энергии и мощности (приложение 10.4 к настоящему Регламенту).   При этом в отношении расчетного периода – января почасовые графики поставки электрической энергии по регулируемому договору купли-продажи электрической энергии и мощности (приложение 10.3 к настоящему Регламенту) и величины мощности, поставляемые по регулируемому договору купли-продажи электрической энергии и мощности (приложение 10.4 к настоящему Регламенту), публикуются в течение 18 календарных дней с даты заключения регулируемых договоров на период регулирования (календарный год) либо на этап регулирования. | Ежемесячно не позднее чем за 2 календарных дня до начала расчетного месяца (за октябрь 2019 года не позднее 4 октября 2019 года; за июль 2020 года не позднее 30 июня 2020 года; за апрель 2024 года не позднее 30 марта 2024 года; за февраль 2025 года не позднее 3 февраля 2025 года) КО определяет почасовые договорные объемы поставки электрической энергии и договорные объемы поставки мощности по регулируемым договорам и публикует их на своем официальном сайте персонально для каждого участника оптового рынка, у которого действуют регулируемые договоры в отношении расчетного месяца, с использованием электронной подписи по форме приложений:   * почасовые графики поставки электрической энергии по регулируемому договору купли-продажи электрической энергии и мощности (приложение 10.3 к настоящему Регламенту); * величины мощности, поставляемые по регулируемому договору купли-продажи электрической энергии и мощности (приложение 10.4 к настоящему Регламенту).   При этом в отношении расчетного периода – января почасовые графики поставки электрической энергии по регулируемому договору купли-продажи электрической энергии и мощности (приложение 10.3 к настоящему Регламенту) и величины мощности, поставляемые по регулируемому договору купли-продажи электрической энергии и мощности (приложение 10.4 к настоящему Регламенту), публикуются в течение 18 календарных дней с даты заключения регулируемых договоров на период регулирования (календарный год) либо на этап регулирования. |
| **4.1** | **4. Порядок подписания и регистрации в КО регулируемых договоров**  4.1. Регулируемые договоры на период регулирования (календарный год) либо на этап регулирования заключаются в течение 10 рабочих дней с даты утверждения схемы прикрепления Наблюдательным советом Совета рынка в случае, если на момент утверждения схемы прикрепления официально опубликованы исходные данные, используемые при расчете схемы прикрепления, которые включают в себя:   * + - * 1. тарифы на электрическую энергию (мощность), поставляемую производителями электрической энергии (мощности) по регулируемым договорам;         2. индикативные цены на электрическую энергию (мощность) для потребителей, покупающих электрическую энергию (мощность) по регулируемым договорам.   Если на момент утверждения схемы прикрепления указанные данные не были официально опубликованы, регулируемые договоры заключаются в течение 10 рабочих дней с даты официальной публикации указанных данных. | **4. Порядок подписания и регистрации в КО регулируемых договоров**  4.1. Регулируемые договоры на период регулирования (календарный год) либо на этап регулирования заключаются в течение 10 рабочих дней с даты утверждения схемы прикрепления Наблюдательным советом Совета рынка в случае, если на момент утверждения схемы прикрепления официально опубликованы исходные данные, используемые при расчете схемы прикрепления, которые включают в себя:   * + - * 1. тарифы на электрическую энергию (мощность), поставляемую производителями электрической энергии (мощности) по регулируемым договорам;         2. индикативные цены на электрическую энергию (мощность) для потребителей, покупающих электрическую энергию (мощность) по регулируемым договорам.   Если на момент утверждения схемы прикрепления указанные данные не были официально опубликованы, регулируемые договоры заключаются в течение 10 рабочих дней с даты официальной публикации указанных данных (в отношении схемы прикрепления на январь – март 2025 года, утверждаемой в 2025 году, регулируемые договоры заключаются не позднее 5 рабочих дней с даты утверждения схемы прикрепления). |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЪЕМОВ МОЩНОСТИ, ПРОДАВАЕМОЙ ПО ДОГОВОРАМ О ПРЕДОСТАВЛЕНИИ МОЩНОСТИ (Приложение № 6.7 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **6.5.1** | Для каждой ГТП потребления (экспорта) , функционирующей в зоне расположения генерирующего объекта, в отношении которого заключен ДПМ ТБО, и в отношении которой участником оптового рынка *j* в расчетном периоде получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью, за исключением:   * ГТП в отношении ГТП потребления гидроаккумулирующих электростанций, к которым не отнесено потребление на собственные и хозяйственные нужды; * ГТП экспорта участников оптового рынка, осуществляющих экспортно-импортные операции, зарегистрированных на транзитных сечениях экспорта-импорта, соответствующих транзитным перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны), –   рассчитывается доля , которую пиковое потребление этой ГТП в месяце *m* занимает в суммарном значении такого пикового потребления в ГТП потребления (экспорта) в зоне расположения генерирующего объекта ДПМ ТБО *lc*:  ,  где  – нерегулируемая часть объема фактического пикового потребления электрической энергии в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z*, определенная 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*);  ― коэффициент отнесения объема потребления в ГТП потребления (экспорта) *q* к субъекту Российской Федерации *f* и зоне свободного перетока *zp* в расчетном месяце *m*, который рассчитывается в соответствии с *Регламентом определения и актуализации параметров зон свободного перетока ЕЭС* (Приложение № 19.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  *lc* – зона расположения генерирующего объекта ДПМ ТБО, определяемая как:   1. территория, включающая в себя территории г. Москвы и Московской области, определяемые административными границами указанных субъектов Российской Федерации, – в случае если указанный генерирующий объект расположен на территории г. Москвы и (или) Московской области; 2. территория, включающая в себя территории г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, определяемые административными границами указанных субъектов Российской Федерации, – в случае если указанный генерирующий объект расположен на территории г. Санкт-Петербурга и (или) Ленинградской области; 3. территория субъекта Российской Федерации, на которой расположен указанный генерирующий объект, отнесенная к соответствующей ценовой зоне оптового рынка, – в случае если части территории указанного субъекта Российской Федерации отнесены к разным ценовым зонам оптового рынка; 4. территория, определяемая административными границами субъекта Российской Федерации, в котором расположен указанный генерирующий объект, – в ином случае. | Для каждой ГТП потребления (экспорта) , функционирующей в зоне расположения генерирующего объекта, в отношении которого заключен ДПМ ТБО, и в отношении которой участником оптового рынка *j* в расчетном периоде получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью, за исключением:   * ГТП в отношении ГТП потребления гидроаккумулирующих электростанций, к которым не отнесено потребление на собственные и хозяйственные нужды; * ГТП экспорта участников оптового рынка, осуществляющих экспортно-импортные операции, зарегистрированных на транзитных сечениях экспорта-импорта, соответствующих транзитным перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны), –   рассчитывается доля , которую пиковое потребление этой ГТП в месяце *m* занимает в суммарном значении такого пикового потребления в ГТП потребления (экспорта) в зоне расположения генерирующего объекта ДПМ ТБО *lc*:  ,  где  – нерегулируемая часть объема фактического пикового потребления электрической энергии в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z*, определенная 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*);  ― коэффициент отнесения объема потребления в ГТП потребления (экспорта) *q* к субъекту Российской Федерации *f* в расчетном месяце *m*, который рассчитывается в соответствии с *Регламентом определения и актуализации параметров зон свободного перетока ЕЭС* (Приложение № 19.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  *lc* – зона расположения генерирующего объекта ДПМ ТБО, определяемая как:   1. территория, включающая в себя территории г. Москвы и Московской области, определяемые административными границами указанных субъектов Российской Федерации, – в случае если указанный генерирующий объект расположен на территории г. Москвы и (или) Московской области; 2. территория, включающая в себя территории г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, определяемые административными границами указанных субъектов Российской Федерации, – в случае если указанный генерирующий объект расположен на территории г. Санкт-Петербурга и (или) Ленинградской области; 3. территория субъекта Российской Федерации, на которой расположен указанный генерирующий объект, отнесенная к соответствующей ценовой зоне оптового рынка, – в случае если части территории указанного субъекта Российской Федерации отнесены к разным ценовым зонам оптового рынка; 4. территория, определяемая административными границами субъекта Российской Федерации, в котором расположен указанный генерирующий объект, – в ином случае. |
| **9.2** | **Объемы мощности, продаваемые по ДПМ ВИЭ / ДПМ ТБО, для расчета авансовых обязательств**  Для каждой пары «ГТП генерации /ГТП потребления », расположенной в ценовой зоне *z*, определяются объемы , исходя из которых устанавливаются объемы мощности для расчета авансовых требований (обязательств) по ДПМ ВИЭ / ДПМ ТБО в расчетном периоде *m*:  **1) ДПМ ВИЭ**  .  Величины  с учетом их изменений в соответствии с настоящим разделом могут быть скорректированы вследствие их округления до целого числа кВт, а также для выполнения требования: .  **2) Для ДПМ ТБО**  Определяется объем мощности для расчета авансовых требований в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* в ценовой зоне *z* в расчетном месяце *m*:    Определяется объем мощности для расчета авансовых требований в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* в зоне расположения *lc* в расчетном месяце *m*:    Величины и округляются по правилам математического округления до целого числа кВт, а также для выполнения требования:  Величина небаланса между указанными величинами распределяется на величину .  Определяется объем мощности для расчета авансовых требований (обязательств) в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i,* приходящийся на покупателя *j* в ГТП потребления (экспорта) *q,* в рамках распределения по ценовой зоне *z*:  .  Определяется объем мощности для расчета авансовых требований (обязательств) в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i,* приходящийся на покупателя *j* в ГТП потребления (экспорта) *q,* в рамках распределения в зоне расположения *lc*:  .  Объемы, исходя из которых устанавливаются объемы мощности для расчета авансовых требований (обязательств) по ДПМ ТБО в расчетном месяце *m,* определяются равными:  Величины и с учетом их изменений в соответствии с настоящим разделом могут быть скорректированы вследствие их округления до целого числа кВт, а также для выполнения требований: и .  Если , то  ,  если , то  ,  где  ― коэффициент отнесения объема потребления в ГТП потребления *q* к субъекту Российской Федерации *f* и зоне свободного перетока *zp*, который рассчитывается в соответствии с *Регламентом определения и актуализации параметров зон свободного перетока ЕЭС* (Приложение № 19.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – коэффициент, определяющий, должна ли мощность ГТП  поставляться по ДПМ ВИЭ / ДПМ ТБО в месяце *m*. , если месяц *m* наступил ранее наступления месяца *Мg*, и , если месяц *m* соответствует месяцу *Мg* или наступил позднее месяца *Мg*.  В расчетном месяце *m* в отношении участника оптового рынка *i*, включенного в Реестр участников оптового рынка, в отношении которых не формируются авансовые требования за расчетный период *m*, получаемый КО в соответствии с пунктом 4.4.2 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), объем  не рассчитывается. | **Объемы мощности, продаваемые по ДПМ ВИЭ / ДПМ ТБО, для расчета авансовых обязательств**  Для каждой пары «ГТП генерации /ГТП потребления », расположенной в ценовой зоне *z*, определяются объемы , исходя из которых устанавливаются объемы мощности для расчета авансовых требований (обязательств) по ДПМ ВИЭ / ДПМ ТБО в расчетном периоде *m*:  **1) ДПМ ВИЭ**  .  Величины  с учетом их изменений в соответствии с настоящим разделом могут быть скорректированы вследствие их округления до целого числа кВт, а также для выполнения требования: .  **2) Для ДПМ ТБО**  Определяется объем мощности для расчета авансовых требований в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* в ценовой зоне *z* в расчетном месяце *m*:    Определяется объем мощности для расчета авансовых требований в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* в зоне расположения *lc* в расчетном месяце *m*:    Величины и округляются по правилам математического округления до целого числа кВт, а также для выполнения требования:  Величина небаланса между указанными величинами распределяется на величину .  Определяется объем мощности для расчета авансовых требований (обязательств) в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i,* приходящийся на покупателя *j* в ГТП потребления (экспорта) *q,* в рамках распределения по ценовой зоне *z*:  .  Определяется объем мощности для расчета авансовых требований (обязательств) в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i,* приходящийся на покупателя *j* в ГТП потребления (экспорта) *q,* в рамках распределения в зоне расположения *lc*:  .  Объемы, исходя из которых устанавливаются объемы мощности для расчета авансовых требований (обязательств) по ДПМ ТБО в расчетном месяце *m,* определяются равными:  Величины и с учетом их изменений в соответствии с настоящим разделом могут быть скорректированы вследствие их округления до целого числа кВт, а также для выполнения требований: и .  Если , то  ,  если , то  ,  где ― коэффициент отнесения объема потребления в ГТП потребления *q* к субъекту Российской Федерации *f*, который рассчитывается в соответствии с *Регламентом определения и актуализации параметров зон свободного перетока ЕЭС* (Приложение № 19.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – коэффициент, определяющий, должна ли мощность ГТП  поставляться по ДПМ ВИЭ / ДПМ ТБО в месяце *m*. , если месяц *m* наступил ранее наступления месяца *Мg*, и , если месяц *m* соответствует месяцу *Мg* или наступил позднее месяца *Мg*.  В расчетном месяце *m* в отношении участника оптового рынка *i*, включенного в Реестр участников оптового рынка, в отношении которых не формируются авансовые требования за расчетный период *m*, получаемый КО в соответствии с пунктом 4.4.2 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), объем  не рассчитывается. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЪЕМОВ ПОКУПКИ И ПРОДАЖИ МОЩНОСТИ НА ОПТОВОМ РЫНКЕ (Приложение № 13.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **2.1.1** | Фактический собственный максимум потребления участника оптового рынка, осуществляющего экспортно-импортные операции в отношении ГТП, зарегистрированных на сечениях экспорта-импорта, определяется КО следующим образом:  , (2.1.2)  где   * для ГТП экспорта, в отношении которых для каждого часа из числа установленных системным оператором часов пиковой нагрузки рабочего дня *d* расчетного периода *m* величина () равна 1, где коэффициент отнесения ГТП экспорта к субъекту Российской Федерации *f* и зоне свободного перетока *zp*, определенный в соответствии с *Регламентом определения и актуализации параметров зон свободного перетока ЕЭС* (Приложение № 19.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), величина фактического собственного максимума потребления определяется в час из числа установленных системным оператором плановых часов пиковой нагрузки для каждого рабочего дня *d* расчетного месяца *m*, в котором КО зафиксировал максимальное совокупное фактическое потребление электрической энергии в соответствующем субъекте Российской Федерации *f*, определяемое в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); * для остальных ГТП экспорта величина фактического собственного максимума потребления определяется в час операционных суток из числа установленных системным оператором часов пиковых нагрузок в рабочий день *d*, в который для участника оптового рынка, осуществляющего экспортно-импортные операции в отношении ГТП, зарегистрированных на сечениях экспорта-импорта на соответствующем сечении экспорта-импорта зафиксирована максимальная фактическая величина экспорта (при отсутствии экспорта во всех часах из числа установленных системным оператором часов пиковых нагрузок в рабочий день *d ―* минимальная величина импорта), определяемая в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). В случае если определены два или более часов, в которые зафиксирована одна и та же максимальная величина экспорта (при отсутствии экспорта во всех часах из числа установленных системным оператором часов пиковых нагрузок в рабочий день *d ―* минимальная величина импорта), то КО для целей расчетов на оптовом рынке принимает час, в котором величина максимальна, а в случае наличия нескольких одинаковых максимальных величин среди указанных часов – последний по порядку.   ;  — величина потребления электрической энергии, соответствующая отклонению , определенному в соответствии с п. 2.4.2 *Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)*,* в сторону увеличения экспорта (уменьшения импорта) в час ;  — величина потребления электрической энергии, соответствующая полному плановому объему экспорта электроэнергии в ГТП экспорта/импорта *q* в час за исключением суммарного объема межгосударственной передачи электроэнергии, осуществляемой через данную ГТП экспорта, определяемому в соответствии с п. 2.4.2 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  — величина потребления электрической энергии, которая соответствует максимальной величине отклонения, относимого на параллельную работу, определяемого в соответствии с приложением 1 к *Регламенту покупки/продажи электроэнергии участниками оптового рынка для дальнейшего использования в целях экспорта/импорта в зарубежные энергосистемы* (Приложение № 15 к *Договору о присоединении к торговой оптового рынка),* без учета величины, определенной в соответствии с п. 5.5.5 *Регламента подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  Величина пикового потребления участника оптового рынка, осуществляющего экспортно-импортные операции, в отношении ГТП экспорта *q*, зарегистрированных на сечениях экспорта-импорта, в рамках которых осуществляется межгосударственная передача электроэнергии и мощности, определяется КО следующим образом:  , (2.1.3)  где — величина электрической энергии, соответствующая суммарному объему межгосударственной передачи электроэнергии, осуществляемой через ГТП экспорта, определяемому в соответствии с п. 2.4.3 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  — величина пиковой мощности, соответствующая максимальному заявленному часовому объему межгосударственной передачи электрической энергии, указанная в Прогнозном балансе на соответствующий год поставки в отношении расчетного месяца *m*. | Фактический собственный максимум потребления участника оптового рынка, осуществляющего экспортно-импортные операции в отношении ГТП, зарегистрированных на сечениях экспорта-импорта, определяется КО следующим образом:  , (2.1.2)  где   * для ГТП экспорта, расположенных на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам, а также для ГТП экспорта, в отношении которых для каждого часа из числа установленных системным оператором часов пиковой нагрузки рабочего дня *d* расчетного периода *m* величина () равна 1, где коэффициент отнесения ГТП экспорта к субъекту Российской Федерации *f* и зоне свободного перетока *zp*, определенный в соответствии с *Регламентом определения и актуализации параметров зон свободного перетока ЕЭС* (Приложение № 19.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), величина фактического собственного максимума потребления определяется в час из числа установленных системным оператором плановых часов пиковой нагрузки для каждого рабочего дня *d* расчетного месяца *m*, в котором КО зафиксировал максимальное совокупное фактическое потребление электрической энергии в соответствующем субъекте Российской Федерации *f*, определяемое в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); * для остальных ГТП экспорта величина фактического собственного максимума потребления определяется в час операционных суток из числа установленных системным оператором часов пиковых нагрузок в рабочий день *d*, в который для участника оптового рынка, осуществляющего экспортно-импортные операции в отношении ГТП, зарегистрированных на сечениях экспорта-импорта на соответствующем сечении экспорта-импорта зафиксирована максимальная фактическая величина экспорта (при отсутствии экспорта во всех часах из числа установленных системным оператором часов пиковых нагрузок в рабочий день *d ―* минимальная величина импорта), определяемая в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). В случае если определены два или более часов, в которые зафиксирована одна и та же максимальная величина экспорта (при отсутствии экспорта во всех часах из числа установленных системным оператором часов пиковых нагрузок в рабочий день *d ―* минимальная величина импорта), то КО для целей расчетов на оптовом рынке принимает час, в котором величина максимальна, а в случае наличия нескольких одинаковых максимальных величин среди указанных часов – последний по порядку.   ;  — величина потребления электрической энергии, соответствующая отклонению , определенному в соответствии с п. 2.4.2 *Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)*,* в сторону увеличения экспорта (уменьшения импорта) в час ;  — величина потребления электрической энергии, соответствующая полному плановому объему экспорта электроэнергии в ГТП экспорта/импорта *q* в час за исключением суммарного объема межгосударственной передачи электроэнергии, осуществляемой через данную ГТП экспорта, определяемому в соответствии с п. 2.4.2 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  — величина потребления электрической энергии, которая соответствует максимальной величине отклонения, относимого на параллельную работу, определяемого в соответствии с приложением 1 к *Регламенту покупки/продажи электроэнергии участниками оптового рынка для дальнейшего использования в целях экспорта/импорта в зарубежные энергосистемы* (Приложение № 15 к *Договору о присоединении к торговой оптового рынка),* без учета величины, определенной в соответствии с п. 5.5.5 *Регламента подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  Величина пикового потребления участника оптового рынка, осуществляющего экспортно-импортные операции, в отношении ГТП экспорта *q*, зарегистрированных на сечениях экспорта-импорта, в рамках которых осуществляется межгосударственная передача электроэнергии и мощности, определяется КО следующим образом:  , (2.1.3)  где — величина электрической энергии, соответствующая суммарному объему межгосударственной передачи электроэнергии, осуществляемой через ГТП экспорта, определяемому в соответствии с п. 2.4.3 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  — величина пиковой мощности, соответствующая максимальному заявленному часовому объему межгосударственной передачи электрической энергии, указанная в Прогнозном балансе на соответствующий год поставки в отношении расчетного месяца *m*. |
| **2.1.4** | По итогам каждого расчетного периода Коммерческий оператор рассчитывает и публикует информацию о совокупной нерегулируемой части объема фактического пикового потребления в субъектах Российской Федерации и зонах свободного перетока, относящихся к ценовым зонам:  ;  ;  ;  . | По итогам каждого расчетного периода Коммерческий оператор рассчитывает и публикует информацию о совокупной нерегулируемой части объема фактического пикового потребления в субъектах Российской Федерации и зонах свободного перетока, относящихся к ценовым зонам:  ;  ;  . |
| **3.2.2** | Объем мощности, производимый с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, которые отнесены к такой категории в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* в отношении ГТП потребления (экспорта) участника оптового рынка *j* в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z*, используемый для расчета фактических обязательств/требований участников оптового рынка *j*/*i* по покупке/продаже мощности по договору купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, определяется как:  ,  ,  , (3.2.3)  где ― доля, которую пиковое потребление ГТП потребления (экспорта) *q* занимает в суммарном значении такого пикового потребления ГТП потребления (экспорта) в субъекте РФ *f*, относящемся к зоне свободного перетока *zp*, и рассчитывается по формуле:  если , то  ; (3.2.4)  если , то  ,  ― объем мощности, производимый с целью поставки мощности по договорам купли-продажи мощности с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, которые отнесены к такой категории в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* в ценовой зоне *z* в расчетном месяце *m*, определяется в соответствии с пунктом 4.2 настоящего Регламента;  *SN* – множество ГТП потребления, к которым относится энергопринимающие устройства электростанций;  – коэффициент отнесения объема потребления в ГТП потребления (экспорта) *q* к субъекту Российской Федерации *f* и зоне свободного перетока *zp,* который рассчитывается в соответствии с *Регламентом определения и актуализации параметров зон свободного перетока ЕЭС* (Приложение № 19.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  Объем мощности, производимый с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, которые отнесены к такой категории в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* в отношении ГТП потребления участника оптового рынка *j* в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z*, используемый для расчета фактических обязательств/требований участников оптового рынка *j*/*i* по покупке/продаже мощности по договору купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, определяется равным нулю.  Для расчета величины денежной суммы, обусловленной отказом поставщика от исполнения обязательств по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, объем мощности которых был учтен при проведении КОМ на соответствующий год как подлежащий оплате вне зависимости от результатов КОМ, КО рассчитывает для каждой ГТП потребления (экспорта, единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации) часть объема фактического пикового потребления мощности без населения, приходящуюся на субъект РФ:  .  Совокупный объем мощности, покупаемый участником оптового рынка *j* в ГТП потребления (экспорта) *q* по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, которые отнесены к такой категории в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, за исключением объемов потребления мощности*,* покрытых мощностью собственных генерирующих объектов, осуществляющих поставку по соответствующим договорам, определяется как:  . (3.2.5)  Совокупный объем потребления мощности в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j*, который фактически покрыт мощностью собственного генерирующего объекта, осуществляющего поставку мощности по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, которые отнесены к такой категории в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, равен:  . (3.2.6) | Объем мощности, производимый с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, которые отнесены к такой категории в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* в отношении ГТП потребления (экспорта) участника оптового рынка *j* в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z*, используемый для расчета фактических обязательств/требований участников оптового рынка *j*/*i* по покупке/продаже мощности по договору купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, определяется как:  ,  , (3.2.3)  где ― доля, которую пиковое потребление ГТП потребления (экспорта) *q* занимает в суммарном значении такого пикового потребления ГТП потребления (экспорта) в субъекте РФ *f*, рассчитываемая по формуле:  если , то  ; (3.2.4)  если , то  ,  ― объем мощности, производимый с целью поставки мощности по договорам купли-продажи мощности с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, которые отнесены к такой категории в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* в ценовой зоне *z* в расчетном месяце *m*, определяется в соответствии с пунктом 4.2 настоящего Регламента;  *SN* – множество ГТП потребления, к которым относится энергопринимающие устройства электростанций;  – коэффициент отнесения объема потребления в ГТП потребления (экспорта) *q* к субъекту Российской Федерации *f*, который рассчитывается в соответствии с *Регламентом определения и актуализации параметров зон свободного перетока ЕЭС* (Приложение № 19.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  Объем мощности, производимый с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, которые отнесены к такой категории в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* в отношении ГТП потребления участника оптового рынка *j* в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z*, используемый для расчета фактических обязательств/требований участников оптового рынка *j*/*i* по покупке/продаже мощности по договору купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, определяется равным нулю.  Для расчета величины денежной суммы, обусловленной отказом поставщика от исполнения обязательств по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, объем мощности которых был учтен при проведении КОМ на соответствующий год как подлежащий оплате вне зависимости от результатов КОМ, КО рассчитывает для каждой ГТП потребления (экспорта, единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации) часть объема фактического пикового потребления мощности без населения, приходящуюся на субъект РФ:  .  Совокупный объем мощности, покупаемый участником оптового рынка *j* в ГТП потребления (экспорта) *q* по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, которые отнесены к такой категории в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, за исключением объемов потребления мощности*,* покрытых мощностью собственных генерирующих объектов, осуществляющих поставку по соответствующим договорам, определяется как:  . (3.2.5)  Совокупный объем потребления мощности в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j*, который фактически покрыт мощностью собственного генерирующего объекта, осуществляющего поставку мощности по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, которые отнесены к такой категории в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, равен:  . (3.2.6) |
| **4.2** | **Объемы продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, мощность которых поставляется в вынужденном режиме**  Объем мощности, производимый с целью поставки мощности по договорам купли-продажи мощности с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, которые отнесены к такой категории в целях обеспечения надежного электроснабжения потребителей, в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* в ценовой зоне *z* в расчетном месяце *m*, определяется как:  , (4.2.1)  где *V1* ― множество ГТП генерации *p* участников оптового рынка, в которых представлены генерирующие объекты, поставляющие мощность в вынужденном режиме, и которые отнесены к такой категории в целях обеспечения надежного электроснабжения потребителей;  ― объем мощности, фактически поставленный на оптовый рынок генерирующим объектом в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* в расчетном месяце *m*, который определяется в соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  При этом по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, участник оптового рынка *i* в отношении ГТП генерации *p* в расчетном месяце *m* осуществляет продажу объема мощности генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, которые отнесены к такой категории в целях обеспечения надежного электроснабжения потребителей, определяемого как:  . (4.2.2)  Объем мощности, производимый с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, которые отнесены к такой категории в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* в ценовой зоне *z* в расчетном месяце *m*, определяется как:  , (4.2.3)  где *V2* ― множество ГТП генерации *p* участников оптового рынка, в которых представлены генерирующие объекты, поставляющие мощность в вынужденном режиме, и которые отнесены к такой категории в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.  Продажа мощности ГТП генерации , включающей генерирующие объекты, поставляющие мощность в вынужденном режиме, которые отнесены к такой категории в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, осуществляется только в части субъекта РФ, относящейся к ценовой зоне, в которой расположена указанная ГТП.  В случае если на период поставки мощности не определены генерирующие объекты, осуществляющие поставку мощности в вынужденном режиме, которые отнесены к такой категории в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, то , а также коэффициенты и не рассчитываются.  По договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, участник оптового рынка *i* в отношении ГТП генерации *p* в расчетном месяце *m* осуществляет продажу объема мощности генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, которые отнесены к такой категории в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, определяемого как:  . (4.2.4) | **Объемы продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, мощность которых поставляется в вынужденном режиме**  Объем мощности, производимый с целью поставки мощности по договорам купли-продажи мощности с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, которые отнесены к такой категории в целях обеспечения надежного электроснабжения потребителей, в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* в ценовой зоне *z* в расчетном месяце *m*, определяется как:  , (4.2.1)  где *V1* ― множество ГТП генерации *p* участников оптового рынка, в которых представлены генерирующие объекты, поставляющие мощность в вынужденном режиме, и которые отнесены к такой категории в целях обеспечения надежного электроснабжения потребителей;  ― объем мощности, фактически поставленный на оптовый рынок генерирующим объектом в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* в расчетном месяце *m*, который определяется в соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  При этом по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, участник оптового рынка *i* в отношении ГТП генерации *p* в расчетном месяце *m* осуществляет продажу объема мощности генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, которые отнесены к такой категории в целях обеспечения надежного электроснабжения потребителей, определяемого как:  . (4.2.2)  Объем мощности, производимый с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, которые отнесены к такой категории в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* в ценовой зоне *z* в расчетном месяце *m*, определяется как:  , (4.2.3)  где *V2* ― множество ГТП генерации *p* участников оптового рынка, в которых представлены генерирующие объекты, поставляющие мощность в вынужденном режиме, и которые отнесены к такой категории в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей.  Продажа мощности ГТП генерации , включающей генерирующие объекты, поставляющие мощность в вынужденном режиме, которые отнесены к такой категории в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, осуществляется только в части субъекта РФ, относящейся к ценовой зоне, в которой расположена указанная ГТП.  В случае если на период поставки мощности не определены генерирующие объекты, осуществляющие поставку мощности в вынужденном режиме, которые отнесены к такой категории в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, то , а также коэффициенты и не рассчитываются.  По договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, участник оптового рынка *i* в отношении ГТП генерации *p* в расчетном месяце *m* осуществляет продажу объема мощности генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, которые отнесены к такой категории в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, определяемого как:  . (4.2.4) |
| **6.1.6** | Если в некоторой ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, зарегистрированы единицы генерирующего оборудования, которые включены в Реестр генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, на соответствующий год поставки мощности, сформированный в соответствии с *Регламентом проведения конкурентных отборов мощности* (Приложение № 19.3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), и в месяце поставки мощности *m* в отношении указанных единиц генерирующего оборудования не выполнены требования пункта 2 *Регламента отнесения генерирующих объектов к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме* (Приложение № 19.7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) (для ГТП генерации *p*, в отношении всех единиц генерирующего оборудования (ЕГО) которой в Реестре поставщиков и генерирующих объектов участников оптового рынка на расчетный месяц *m* в соответствии с п. 16.1 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) содержится признак «получено решение о приостановлении вывода из эксплуатации ГО» – за исключением требования п. 2.6 *Регламента отнесения генерирующих объектов к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме* (Приложение № 19.7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), то для таких ГТП генерации рассчитывается штрафуемый объем мощности , равный:  .  В случае если ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* содержит генерирующие объекты, учтенные при проведении КОМ как генерирующие объекты, поставляющие мощность в вынужденном режиме, и генерирующие объекты, поставляющие мощность по результатам КОМ, в месяце *m*, то для такой ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* в расчетном месяце *m* для всех остальных ГТП генерации .  Штрафуемый объем мощности в отношении генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, которые отнесены к такой категории в целях обеспечения надежного электроснабжения потребителей, в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, приходящийся на ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z* по договору купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, если в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* зарегистрированы единицы генерирующего оборудования, которые включены в Реестр генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, на год поставки мощности, к которому относится месяц *m*, сформированный в соответствии с *Регламентом проведения конкурентных отборов мощности* (Приложение № 19.3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), и в месяце поставки мощности *m* в отношении указанных единиц генерирующего оборудования не выполнены требования пункта 2 *Регламента отнесения генерирующих объектов к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме* (Приложение № 19.7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*):  ;  Штрафуемый объем мощности в отношении генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, которые отнесены к такой категории в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, приходящийся на ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z* по договору купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, если в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* зарегистрированы единицы генерирующего оборудования, которые включены в Реестр генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, на год поставки мощности, в которому относится месяц *m*, сформированный в соответствии с *Регламентом проведения конкурентных отборов мощности* (Приложение № 19.3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), и в месяце поставки мощности *m* в отношении указанных единиц генерирующего оборудования не выполнены требования пункта 2 *Регламента отнесения генерирующих объектов к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме* (Приложение № 19.7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*):  ,  где ;  ,  где ;  ;  – объем установленной мощности единицы генерирующего оборудования *g*, в отношении которой выполнено условие п. 3.2 Регламента отнесения генерирующих объектов к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме (Приложение № 19.7 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), в ГТП генерации p участника оптового рынка *i* в расчетном месяце *m*, соответствующий регистрационной информации, содержащейся в регистрационном деле субъекта оптового рынка;  – объем установленной мощности единицы генерирующего оборудования *g*, в отношении которой выполнено условие п. 3.1 *Регламента отнесения генерирующих объектов к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме* (Приложение № 19.7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* в расчетном месяце *m*, соответствующий регистрационной информации, содержащейся в регистрационном деле субъекта оптового рынка. | Если в некоторой ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, зарегистрированы единицы генерирующего оборудования, которые включены в Реестр генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, на соответствующий год поставки мощности, сформированный в соответствии с *Регламентом проведения конкурентных отборов мощности* (Приложение № 19.3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), и в месяце поставки мощности *m* в отношении указанных единиц генерирующего оборудования не выполнены требования пункта 2 *Регламента отнесения генерирующих объектов к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме* (Приложение № 19.7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) (для ГТП генерации *p*, в отношении всех единиц генерирующего оборудования (ЕГО) которой в Реестре поставщиков и генерирующих объектов участников оптового рынка на расчетный месяц *m* в соответствии с п. 16.1 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) содержится признак «получено решение о приостановлении вывода из эксплуатации ГО» – за исключением требования п. 2.6 *Регламента отнесения генерирующих объектов к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме* (Приложение № 19.7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), то для таких ГТП генерации рассчитывается штрафуемый объем мощности , равный:  .  В случае если ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* содержит генерирующие объекты, учтенные при проведении КОМ как генерирующие объекты, поставляющие мощность в вынужденном режиме, и генерирующие объекты, поставляющие мощность по результатам КОМ, в месяце *m*, то для такой ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* в расчетном месяце *m* для всех остальных ГТП генерации .  Штрафуемый объем мощности в отношении генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, которые отнесены к такой категории в целях обеспечения надежного электроснабжения потребителей, в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, приходящийся на ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z* по договору купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, если в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* зарегистрированы единицы генерирующего оборудования, которые включены в Реестр генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, на год поставки мощности, к которому относится месяц *m*, сформированный в соответствии с *Регламентом проведения конкурентных отборов мощности* (Приложение № 19.3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), и в месяце поставки мощности *m* в отношении указанных единиц генерирующего оборудования не выполнены требования пункта 2 *Регламента отнесения генерирующих объектов к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме* (Приложение № 19.7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*):  ;  Штрафуемый объем мощности в отношении генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, которые отнесены к такой категории в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, приходящийся на ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z* по договору купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, если в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* зарегистрированы единицы генерирующего оборудования, которые включены в Реестр генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, на год поставки мощности, в которому относится месяц *m*, сформированный в соответствии с *Регламентом проведения конкурентных отборов мощности* (Приложение № 19.3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), и в месяце поставки мощности *m* в отношении указанных единиц генерирующего оборудования не выполнены требования пункта 2 *Регламента отнесения генерирующих объектов к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме* (Приложение № 19.7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*):  ,  где ,  где ;  ;  – объем установленной мощности единицы генерирующего оборудования *g*, в отношении которой выполнено условие п. 3.2 Регламента отнесения генерирующих объектов к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме (Приложение № 19.7 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), в ГТП генерации p участника оптового рынка *i* в расчетном месяце *m*, соответствующий регистрационной информации, содержащейся в регистрационном деле субъекта оптового рынка;  – объем установленной мощности единицы генерирующего оборудования *g*, в отношении которой выполнено условие п. 3.1 *Регламента отнесения генерирующих объектов к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме* (Приложение № 19.7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* в расчетном месяце *m*, соответствующий регистрационной информации, содержащейся в регистрационном деле субъекта оптового рынка. |
| **6.1.7** | Объем мощности для расчета штрафа в отношении генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, приходящийся на ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z*:  а) для генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного электроснабжения потребителей, в ГТП генерации *p*:  ;  б) для генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в ГТП генерации *p*:  ;  ;  .  Объем мощности, используемый для расчета штрафа за неготовность поставить мощность по договору на модернизацию в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, приходящийся на ГТП потребления (экспорта) *q*  участника оптового рынка *j* *( )* в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z:*  ;  ― доля, которую пиковое потребление ГТП потребления (экспорта) *q*  занимает в суммарном значении такого пикового потребления в ГТП потребления (экспорта) в ценовой зоне *z*, определяемая в соответствии с п. 3.6 настоящего Регламента. | Объем мощности для расчета штрафа в отношении генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, приходящийся на ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z*:  а) для генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного электроснабжения потребителей, в ГТП генерации *p*:  ;  б) для генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в ГТП генерации *p*:  ;  .  Объем мощности, используемый для расчета штрафа за неготовность поставить мощность по договору на модернизацию в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, приходящийся на ГТП потребления (экспорта) *q*  участника оптового рынка *j* *( )* в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z:*  ;  ― доля, которую пиковое потребление ГТП потребления (экспорта) *q*  занимает в суммарном значении такого пикового потребления в ГТП потребления (экспорта) в ценовой зоне *z*, определяемая в соответствии с п. 3.6 настоящего Регламента. |
| **8.2.2** | Объем мощности, производимый с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, которые отнесены к такой категории в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* в отношении ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z*, используемый для расчета авансовых обязательств/требований участника оптового рынка *j*/*i* по договору купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, определяется как:  ,  ,  , (8.2.3)  где ― доля, которую пиковое потребление ГТП потребления (экспорта) *q* занимает в суммарном значении такого пикового потребления в ГТП потребления (экспорта) в субъекте РФ *f*, относящемся к зоне свободного перетока *zp*, для определения авансовых обязательств рассчитывается по формуле:  если , то  ; (8.2.4)  если , то  ,  ― коэффициент отнесения объема потребления в ГТП потребления *q* к субъекту Российской Федерации *f* и зоне свободного перетока *zp*, который рассчитывается в соответствии с *Регламентом определения и актуализации параметров зон свободного перетока ЕЭС* (Приложение № 19.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  Совокупный объем мощности, покупаемый участником оптового рынка *j* в ГТП потребления (экспорта) *q* по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, которые отнесены к такой категории в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, для расчета авансовых обязательств определяется как:  . (8.2.5) | Объем мощности, производимый с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, которые отнесены к такой категории в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* в отношении ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z*, используемый для расчета авансовых обязательств/требований участника оптового рынка *j*/*i* по договору купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, определяется как:  ,  , (8.2.3)  где ― доля, которую пиковое потребление ГТП потребления (экспорта) *q* занимает в суммарном значении такого пикового потребления в ГТП потребления (экспорта) в субъекте РФ *f* для определения авансовых обязательств рассчитывается по формуле:  если , то  ; (8.2.4)  если , то  ,  ― коэффициент отнесения объема потребления в ГТП потребления *q* к субъекту Российской Федерации *f*, который рассчитывается в соответствии с *Регламентом определения и актуализации параметров зон свободного перетока ЕЭС* (Приложение № 19.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  Совокупный объем мощности, покупаемый участником оптового рынка *j* в ГТП потребления (экспорта) *q* по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, которые отнесены к такой категории в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей, для расчета авансовых обязательств определяется как:  . (8.2.5) |
| **9.6** | **Объемы продажи мощности по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам для расчета авансовых требований**  Начиная с февраля 2025 года КО определяет объем мощности, используемый для расчета авансовых требований в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* по продаже мощности в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, как:  .  – объем мощности, составляющий обязательства поставщика по поставке мощности по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, указанный в Реестре обязательств по поставке мощности по результатам КОМ за месяц *m*, передаваемом СО в КО согласно п. 16.2 настоящего Регламента.  В расчетном месяце *m* в отношении участника оптового рынка *i*, включенного в Реестр участников оптового рынка, в отношении которых не формируются авансовые требования за расчетный период *m*, получаемый КО в соответствии с пунктом 4.4.2 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), объем определяется равным нулю.  Для января 2025 года объем определяется равным нулю. | **Объемы продажи мощности по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам для расчета авансовых требований**  Начиная с февраля 2025 года КО определяет объем мощности, используемый для расчета авансовых требований в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* по продаже мощности в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, как:  .  – объем мощности, составляющий обязательства поставщика по поставке мощности по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, указанный в Реестре обязательств по поставке мощности по результатам КОМ за месяц *m*, передаваемом СО в КО согласно п. 16.2 настоящего Регламента.  В расчетном месяце *m* в отношении участника оптового рынка *i*, включенного в Реестр участников оптового рынка, в отношении которых не формируются авансовые требования за расчетный период *m*, получаемый КО в соответствии с пунктом 4.4.2 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), объем определяется равным нулю.  Для января 2025 года объем определяется равным нулю. |
| **17.1.3** | Доля, которую пиковое потребление ГТП потребления (экспорта) занимает в суммарном значении такого пикового потребления ГТП потребления (экспорта) в субъекте РФ *f*:  если , то  ; (17.1.5)  если , то  .  В целях расчета и в качестве *f* учитывается:   1. Московская область как совокупность двух субъектов РФ – г. Москва и Московская область; 2. Ленинградская область как совокупность двух субъектов РФ – г. Санкт-Петербург и Ленинградская область.   В отношении ГТП потребления участника оптового рынка *j* в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z* определяется равным нулю. | Доля, которую пиковое потребление ГТП потребления (экспорта) занимает в суммарном значении такого пикового потребления ГТП потребления (экспорта) в субъекте РФ *f*:  если , то  ; (17.1.5)  если , то  .  В целях расчета и в качестве *f* учитывается:   1. Московская область как совокупность двух субъектов РФ – г. Москва и Московская область; 2. Ленинградская область как совокупность двух субъектов РФ – г. Санкт-Петербург и Ленинградская область.   В отношении ГТП потребления участника оптового рынка *j* в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z* определяется равным нулю. |
| **17.1.4** | Доля, которую пиковое потребление ГТП потребления (экспорта) *q* занимает в суммарном значении такого пикового потребления ГТП потребления (экспорта) в зоне расположения генерирующего объекта *lc*, мощность которого поставляется по ДПМ ТБО:  если , то  (17.1.6)  если , то  .  Зона расположения *lc* генерирующего объекта, мощность которого поставляется по ДПМ ТБО, определяется как:   1. территория, включающая в себя территории г. Москвы и Московской области, определяемые административными границами указанных субъектов Российской Федерации, – в случае если указанный генерирующий объект расположен на территории г. Москвы и (или) Московской области; 2. территория, включающая в себя территории г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, определяемые административными границами указанных субъектов Российской Федерации, – в случае если указанный генерирующий объект расположен на территории г. Санкт-Петербурга и (или) Ленинградской области; 3. территория субъекта Российской Федерации, на которой расположен указанный генерирующий объект, отнесенная к соответствующей ценовой зоне оптового рынка, – в случае если части территории указанного субъекта Российской Федерации отнесены к разным ценовым зонам оптового рынка; 4. территория, определяемая административными границами субъекта Российской Федерации, в котором расположен указанный генерирующий объект, в ином случае.   Величины , , , рассчитываются с точностью до 11 знаков.  Расчет величины осуществляется в соответствии с настоящим пунктом для расчетных месяцев *m*, входящих в период поставки мощности, указанный в п. 2.6 ДПМ ТБО. | Доля, которую пиковое потребление ГТП потребления (экспорта) *q* занимает в суммарном значении такого пикового потребления ГТП потребления (экспорта) в зоне расположения генерирующего объекта *lc*, мощность которого поставляется по ДПМ ТБО:  если , то  (17.1.6)  если , то  .  Зона расположения *lc* генерирующего объекта, мощность которого поставляется по ДПМ ТБО, определяется как:   1. территория, включающая в себя территории г. Москвы и Московской области, определяемые административными границами указанных субъектов Российской Федерации, – в случае если указанный генерирующий объект расположен на территории г. Москвы и (или) Московской области; 2. территория, включающая в себя территории г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области, определяемые административными границами указанных субъектов Российской Федерации, – в случае если указанный генерирующий объект расположен на территории г. Санкт-Петербурга и (или) Ленинградской области; 3. территория субъекта Российской Федерации, на которой расположен указанный генерирующий объект, отнесенная к соответствующей ценовой зоне оптового рынка, – в случае если части территории указанного субъекта Российской Федерации отнесены к разным ценовым зонам оптового рынка; 4. территория, определяемая административными границами субъекта Российской Федерации, в котором расположен указанный генерирующий объект, в ином случае.   Величины , , , рассчитываются с точностью до 11 знаков.  Расчет величины осуществляется в соответствии с настоящим пунктом для расчетных месяцев *m*, входящих в период поставки мощности, указанный в п. 2.6 ДПМ ТБО. |

**Действующая редакция**

***Форма 4.1.2.1***

**Ежемесячный отчет по коэффициентам отнесения к субъекту Российской Федерации[[1]](#footnote-2) и ЗСП для ГТП экспорта участников ценовых зон**

*Участник:*

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Код ГТП | Отчетный период | Субъект РФ | Код ЗСП | k\_ГТП\_суб\_ЗСП |
| Коэффициент отнесения объема потребления в ГТП экспорта к субъекту РФ и ЗСП |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |

**Предлагаемая редакция**

***Форма 4.1.2.1***

**Ежемесячный отчет по коэффициентам отнесения к субъекту Российской Федерации[[2]](#footnote-3) для ГТП экспорта участников ценовых зон**

*Участник:*

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Код ГТП | Отчетный период | Субъект РФ |  |
| Коэффициент отнесения объема потребления в ГТП экспорта к субъекту РФ |
| 1 | 2 | 3 | 4 |

**Действующая редакция**

***Форма 4.1.3.1***

**Ежемесячный отчет по коэффициентам отнесения к субъекту Российской Федерации[[3]](#footnote-4) и ЗСП для ГТП потребления участников ценовых зон**

*Участник:*

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Код ГТП | Отчетный период | Субъект РФ | Код ЗСП | k\_ГТП\_суб\_ЗСП |
| Коэффициент отнесения объема потребления в ГТП потребления к субъекту РФ и ЗСП |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |

**Предлагаемая редакция**

***Форма 4.1.3.1***

**Ежемесячный отчет по коэффициентам отнесения к субъекту Российской Федерации[[4]](#footnote-5) для ГТП потребления участников ценовых зон**

*Участник:*

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Код ГТП | Отчетный период | Субъект РФ |  |
| Коэффициент отнесения объема потребления в ГТП потребления к субъекту РФ |
| 1 | 2 | 3 | 4 |

**Действующая редакция**

***Форма 4.1.3.2***

**Ежемесячный отчет по коэффициентам отнесения к ЗСП для ГТП потребления участников ценовых зон**

*Участник:*

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Код ГТП | Отчетный период | Код ЗСП | k\_ЗСП |
| Коэффициент отнесения объема потребления в ГТП потребления к ЗСП |
| 1 | 2 | 3 | 4 |

**Предлагаемая редакция – Удалить форму**

**Действующая редакция**

***Форма 5***

**Ежемесячный отчет по объемам покупки мощности по ЗСП для ГТП потребления и экспорта участников ценовых зон**

*Участник:*

*Отчетный период:*

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Код ГТП |  | Nпок\_МГП\_факт |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Фактический объем покупки мощности на оптовом рынке, МВт | Совокупный объем покупки мощности, определяемый в соответствии с п. 2.4.1 настоящего Регламента, МВт | Совокупный объем покупки мощности, определяемый в соответствии с п. 3.1 настоящего Регламента, МВт | Совокупный объем покупки мощности, определяемый в соответствии с п. 3.1 настоящего Регламента, МВт | Совокупный объем покупки мощности покупателя, определяемый в соответствии с п. 3.3 настоящего Регламента, МВт | Совокупный объем покупки мощности, определяемый в соответствии с п. 3.2.1 настоящего Регламента, МВт | Совокупный объем покупки мощности, определяемый в соответствии с п. 3.2.1 настоящего Регламента, МВт | Совокупный объем покупки мощности, определяемый в соответствии с п. 3.2.2 настоящего Регламента, МВт | Совокупный объем покупки мощности, определяемый в соответствии с п. 3.2.2 настоящего Регламента, МВт | Совокупный объем покупки мощности, определяемый в соответствии с п. 3.4 настоящего Регламента, МВт | Объем мощности, фактически принятый по совокупности СДМ (СДЭМ), МВт | Объем мощности, купленный по договорам купли-продажи мощности по результатам КОМ, МВт | Совокупный объем потребления мощности, определяемый в соответствии с п. 3.5 настоящего Регламента, МВт | Объем потребления мощности по ДПМ ТБО в зоне расположения генерирующего объекта, определяемый в соответствии с п. 3.5 настоящего Регламента, МВт | Совокупный объем покупки мощности, определяемый в соответствии с п. 3.6 настоящего Регламента, МВт | Совокупный объем покупки мощности, определяемый в соответствии с п. 3.6 настоящего Регламента, МВт |

**Предлагаемая редакция**

***Форма 5***

**Ежемесячный отчет по объемам покупки мощности для ГТП потребления и экспорта участников ценовых зон**

*Участник:*

*Отчетный период:*

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Код ГТП |  | Nпок\_МГП\_факт |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Фактический объем покупки мощности на оптовом рынке, МВт | Совокупный объем покупки мощности, определяемый в соответствии с п. 2.4.1 настоящего Регламента, МВт | Совокупный объем покупки мощности, определяемый в соответствии с п. 3.1 настоящего Регламента, МВт | Совокупный объем покупки мощности, определяемый в соответствии с п. 3.1 настоящего Регламента, МВт | Совокупный объем покупки мощности покупателя, определяемый в соответствии с п. 3.3 настоящего Регламента, МВт | Совокупный объем покупки мощности, определяемый в соответствии с п. 3.2.1 настоящего Регламента, МВт | Совокупный объем покупки мощности, определяемый в соответствии с п. 3.2.1 настоящего Регламента, МВт | Совокупный объем покупки мощности, определяемый в соответствии с п. 3.2.2 настоящего Регламента, МВт | Совокупный объем покупки мощности, определяемый в соответствии с п. 3.2.2 настоящего Регламента, МВт | Совокупный объем покупки мощности, определяемый в соответствии с п. 3.4 настоящего Регламента, МВт | Объем мощности, фактически принятый по совокупности СДМ (СДЭМ), МВт | Объем мощности, купленный по договорам купли-продажи мощности по результатам КОМ, МВт | Совокупный объем потребления мощности, определяемый в соответствии с п. 3.5 настоящего Регламента, МВт | Объем потребления мощности по ДПМ ТБО в зоне расположения генерирующего объекта, определяемый в соответствии с п. 3.5 настоящего Регламента, МВт | Совокупный объем покупки мощности, определяемый в соответствии с п. 3.6 настоящего Регламента, МВт | Совокупный объем покупки мощности, определяемый в соответствии с п. 3.6 настоящего Регламента, МВт | Совокупный объем покупки мощности, определяемый в соответствии с п. 3.9 настоящего Регламента, МВт | Совокупный объем потребления мощности, определяемый в соответствии с п. 3.9 настоящего Регламента, МВт | Совокупный объем покупки мощности, определяемый в соответствии с п. 3.10 настоящего Регламента, МВт | Совокупный объем потребления мощности, определяемый в соответствии с п. 3.10 настоящего Регламента, МВт | Совокупный объем покупки мощности, определяемый в соответствии с п. 3.11 настоящего Регламента, МВт |

**Действующая редакция**

***Форма 7.3.1***

**Ежемесячный отчет по авансовым коэффициентам отнесения к субъекту Российской Федерации[[5]](#footnote-6) и ЗСП для ГТП потребления участников ценовых зон**

*Участник:*

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Код ГТП | Отчетный период | Субъект РФ | Код ЗСП | k\_ГТП\_суб\_ЗСП\_аванс |
| Авансовый коэффициент отнесения объема потребления в ГТП потребления к субъекту РФ и ЗСП |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |

**Предлагаемая редакция**

***Форма 7.3.1***

**Ежемесячный отчет по авансовым коэффициентам отнесения к субъекту Российской Федерации[[6]](#footnote-7) для ГТП потребления участников ценовых зон**

*Участник:*

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Код ГТП | Отчетный период | Субъект РФ |  |
| Авансовый коэффициент отнесения объема потребления в ГТП потребления к субъекту РФ |
| 1 | 2 | 3 | 4 |

**Действующая редакция**

***Форма 7.3.2***

**Ежемесячный отчет по авансовым коэффициентам отнесения к ЗСП для ГТП потребления участников ценовых зон**

*Участник:*

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Код ГТП | Отчетный период | Код ЗСП | k\_ЗСП\_аванс |
| Авансовый коэффициент отнесения объема потребления в ГТП потребления к ЗСП |
| 1 | 2 | 3 | 4 |

**Предлагаемая редакция – Удалить форму**

**Действующая редакция**

***Форма 11***

**Ежемесячный отчет о совокупной нерегулируемой части объема фактического пикового потребления электрической энергии в зоне свободного перетока и ценовой зоне**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Дата | Ценовая зона | Зона свободного перетока |  |  |
|  |  |  | Совокупная нерегулируемая часть объема фактического пикового потребления в зоне свободного перетока, МВт | Совокупная нерегулируемая часть объема фактического пикового потребления в ценовой зоне без объемов ФСК, МВт |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |

**Предлагаемая редакция**

***Форма 11***

**Ежемесячный отчет о совокупной нерегулируемой части объема фактического пикового потребления электрической энергии в ценовой зоне**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Дата | Ценовая зона |  |
| Совокупная нерегулируемая часть объема фактического пикового потребления в ценовой зоне без объемов ФСК, МВт |
| 1 | 2 | 3 |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ** **ОПРЕДЕЛЕНИЯ И АКТУАЛИЗАЦИИ ПАРАМЕТРОВ ЗОН СВОБОДНОГО ПЕРЕТОКА ЕЭС (Приложение № 19.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **3** | **Зоны свободного перетока и реестр узлов зон свободного перетока**  В соответствии с Порядком определения зон свободного перетока СО размещает на официальном сайте СО и сайте ОРЭМ СО и направляет в КО, в согласованном СО и КО формате, перечень ЗСП на соответствующий календарный год и таблицу отнесения к зонам свободного перетока узлов расчетной модели Единой энергетической системы России, используемой для целей проведения конкурентных отборов ценовых заявок на сутки вперед и для балансирования системы (далее − расчетная модель). | **Зоны свободного перетока и ПЕРЕЧЕНЬ узлов зон свободного перетока**  В соответствии с Порядком определения зон свободного перетока СО размещает на официальном сайте СО и сайте ОРЭМ СО и направляет в КО, в согласованном СО и КО формате, перечень ЗСП на соответствующий календарный год и перечень узлов расчетной модели Единой энергетической системы России, отнесенных к ЗСП (далее – Перечень узлов), используемый для целей проведения конкурентных отборов ценовых заявок на сутки вперед и для балансирования системы. |
| **4.1** | **Отнесение ГТП участников оптового рынка к ЗСП для целей регистрации свободных договоров купли-продажи мощности (электрической энергии и мощности)**  4.1.1 Отнесение к ЗСП ГТП потребления и ГТП генерации  Отнесение ГТП потребления и ГТП генерации (далее – ГТП) к ЗСП осуществляется в расчетном периоде на основании действующего Акта о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и актуализированного перечня узлов расчетной модели, отнесенных к ЗСП.  При этом в случае, если узлы, входящие в ГТП участника оптового рынка, лежат в нескольких ЗСП, относящихся к разным ценовым зонам оптового рынка, при отнесении данной ГТП к ЗСП учитываются только узлы, входящие в ЗСП, относящуюся (относящиеся) к той же ценовой зоне оптового рынка, к которой относится данная ГТП.  4.1.2 Отнесение к ЗСП ГТП экспорта и ГТП импорта  Отнесение ГТП экспорта и ГТП импорта (далее – ГТП э/и) участника оптового рынка к ЗСП осуществляется на основании действующего Акта о согласовании групп точек поставки экспортно-импортных операций субъекта оптового рынка и отнесении их к сечениям поставки и Акта о согласовании сечений экспорта-импорта, сформированных в соответствии с *Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*),и актуализированного перечня узлов расчетной модели, отнесенных к ЗСП.  При этом в случае, если узлы, входящие в ГТП э/и участника оптового рынка, лежат в нескольких ЗСП, относящихся к разным ценовым зонам оптового рынка, при отнесении данной ГТП э/и к ЗСП учитываются только узлы, входящие в ЗСП, относящуюся (относящиеся) к той же ценовой зоне оптового рынка, к которой относится данная ГТП э/и.  4.1.3 Особенности отнесения к ЗСП ГТП участников оптового рынка в случае объединения ЗСП  В случае объединения зон свободного перетока на соответствующий календарный год, в порядке, предусмотренном Порядком определения зон свободного перетока, КО для регистрации свободных договоров купли-продажи мощности (электрической энергии и мощности) в отношении соответствующего года поставки мощности вносит соответствующие изменения в отнесение ГТП (ГТП э/и) участников оптового рынка к ЗСП в течение 10 рабочих дней с момента опубликования СО указанной информации. Для ГТП (ГТП э/и), в отношении которых получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью после опубликования указанной информации, отнесение к ЗСП осуществляется с учетом объединения ЗСП в отношении соответствующего года поставки мощности. | **Отнесение ГТП участников оптового рынка к ЗСП согласно регистрационной информации ГТП**  4.1.1 Отнесение к ЗСП ГТП потребления и ГТП генерации  Отнесение ГТП потребления и ГТП генерации (далее – ГТП) к ЗСП осуществляется в расчетном периоде на основании действующего Акта о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и актуализированного Перечня узлов.  При этом в случае, если узлы, входящие в ГТП участника оптового рынка, лежат в нескольких ЗСП, относящихся к разным ценовым зонам оптового рынка, при отнесении данной ГТП к ЗСП учитываются только узлы, входящие в ЗСП, относящуюся (относящиеся) к той же ценовой зоне оптового рынка, к которой относится данная ГТП.  4.1.2 Отнесение к ЗСП ГТП экспорта и ГТП импорта  Отнесение ГТП экспорта и ГТП импорта (далее – ГТП э/и) участника оптового рынка к ЗСП осуществляется на основании действующего Акта о согласовании групп точек поставки экспортно-импортных операций субъекта оптового рынка и отнесении их к сечениям поставки и Акта о согласовании сечений экспорта-импорта, сформированных в соответствии с *Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*),и актуализированного Перечня узлов.  При этом в случае, если узлы, входящие в ГТП э/и участника оптового рынка, лежат в нескольких ЗСП, относящихся к разным ценовым зонам оптового рынка, при отнесении данной ГТП э/и к ЗСП учитываются только узлы, входящие в ЗСП, относящуюся (относящиеся) к той же ценовой зоне оптового рынка, к которой относится данная ГТП э/и.  4.1.3 Особенности отнесения к ЗСП ГТП участников оптового рынка в случае объединения ЗСП  В случае объединения зон свободного перетока на соответствующий календарный год, в порядке, предусмотренном Порядком определения зон свободного перетока, КО вносит соответствующие изменения в отнесение ГТП (ГТП э/и) участников оптового рынка к ЗСП в течение 10 рабочих дней с момента опубликования СО указанной информации. Для ГТП (ГТП э/и), в отношении которых получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью после опубликования указанной информации, отнесение к ЗСП осуществляется с учетом объединения ЗСП в отношении соответствующего года поставки мощности. |
| **4.2** | **4.2 Отнесение ГТП (ГТП э/и) участников оптового рынка к ЗСП для осуществления расчетов по мощности** | **4.1 Отнесение ГТП потребления, ГТП генерации, ГТП экспорта и ГТП импорта участников оптового рынка к ЗСП** |
| **4.2.1** | **4.2.1. Отнесение к ЗСП ГТП потребления и ГТП генерации**  Отнесение ГТП потребления к ЗСП в расчетном периоде проводится на основании данных почасового поузлового потребления, сформированного по результатам расчета торгового графика в расчетном месяце *m*, определенного КО 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*) и актуализированного перечня узлов расчетной модели, отнесенных к ЗСП.  При этом:  a) для ГТП потребления *q*, чьи узлы лежат в одной ЗСП, коэффициент отнесения к соответствующей ЗСП принимается равным единице;  б) для ГТП потребления *q*, чьи узлы лежат в нескольких ЗСП, коэффициенты отнесения к соответствующей ЗСП определяются следующим образом:  если , то ,  если , то ,  где  — объем полного планового потребления потребителя *j* в *i*-м узле расчетной модели, рассчитанный КО при проведении процедуры конкурентного отбора ценовых заявок в час операционных суток *h* в рабочий день *d* расчетного месяца *m* в соответствии с п. 2.3.1 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – количество узлов расчетной модели в ЗСП *zp*, к которым отнесена ГТП потребления *q*;  — коэффициент отнесения ГТП потребления *q* к ЗСП *zp* в час *h* расчетного месяца *m*.  По итогам расчетного месяца *m* КО в отношении ГТП потребления определяет :  ,  где  ― величина  в рабочий день *d* в час  операционных суток, в котором 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*) КО зафиксировано максимальное совокупное часовое потребление по субъекту РФ;  — количество рабочих дней в месяце *m*.  Отнесение ГТП генерации к ЗСП осуществляется в расчетном периоде на основании действующего Акта о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и актуализированного перечня узлов расчетной модели, отнесенных к ЗСП. | **4.2.1. Отнесение к ЗСП ГТП потребления**  Отнесение ГТП потребления к ЗСП в расчетном периоде проводится на основании данных почасового поузлового потребления, сформированного по результатам расчета торгового графика в расчетном месяце *m*, определенного КО 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*) и актуализированного Перечня узлов.  При этом:  a) для ГТП потребления *q*, узлы которых не отнесены к ЗСП в соответствии с актуализированным Перечнем узлов, коэффициенты отнесения к ЗСП не определяются;  б) для ГТП потребления *q*, чьи узлы лежат в одной ЗСП, коэффициент отнесения к соответствующей ЗСП принимается равным единице;  в) для ГТП потребления *q*, чьи узлы лежат в нескольких ЗСП, коэффициенты отнесения к соответствующей ЗСП определяются следующим образом:  если , то ,  если , то ,  где  — объем полного планового потребления потребителя *j* в *i*-м узле расчетной модели, рассчитанный КО при проведении процедуры конкурентного отбора ценовых заявок в час операционных суток *h* в рабочий день *d* расчетного месяца *m* в соответствии с п. 2.3.1 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – количество узлов расчетной модели в ЗСП *zp*, к которым отнесена ГТП потребления *q*;  — коэффициент отнесения ГТП потребления *q* к ЗСП *zp* в час *h* расчетного месяца *m*.  По итогам расчетного месяца *m* КО в отношении ГТП потребления определяет :  ,  где  ― величина  в рабочий день *d* в час  операционных суток, в котором 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*) КО зафиксировано максимальное совокупное часовое потребление по субъекту РФ;  — количество рабочих дней в месяце *m*.  **4.2.2. Отнесение к ЗСП ГТП генерации**  Отнесение ГТП генерации к ЗСП осуществляется в расчетном периоде на основании действующего Акта о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и актуализированного Перечня узлов.  Отнесение ГТП генерации, узлы которых не отнесены к ЗСП в соответствии с актуализированным Перечнем узлов, к ЗСП не осуществляется. |
| **4.2.2** | **4.2.2. Отнесение к ЗСП ГТП экспорта и ГТП импорта**  Отнесение ГТП экспорта к ЗСП в расчетном периоде проводится на основании объемов планового перетока электроэнергии, ориентированного в сторону экспорта (исходящего), по ветвям, входящим в соответствующие сечения экспорта-импорта, определенные по результатам почасового расчета торгового графика в расчетном месяце *m*, определенного КО 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*), и актуализированного перечня узлов расчетной модели, отнесенных к ЗСП.  Определение коэффициентов отнесения к ЗСП ГТП экспорта проводится на основании указанной в предыдущем абзаце информации, а также на основании:   1. состава узлов расчетной модели, расположенных на территории РФ, к которым подключены линии, входящие в состав сечений экспорта-импорта. При этом под узлом ГТП э/и понимается узел расчетной модели, расположенный на территории РФ, с которым соединена ветвь расчетной модели, отнесенная к сечению экспорта-импорта, на котором зарегистрирована соответствующая ГТП экспорта; 2. состава ветвей расчетной модели, входящих в сечения экспорта-импорта. При этом отнесение ветвей расчетной модели к ЗСП определяется на основании информации об отнесении узлов расчетной модели к соответствующим ЗСП; 3. величин перетоков по ветвям расчетной модели, входящих в сечения экспорта-импорта; 4. отнесения ГТП э/и к соответствующим сечениям экспорта-импорта.   На основании вышеназванной информации проводится определение коэффициентов отнесения ГТП экспорта к ЗСП:  a) для ГТП экспорта, чьи узлы лежат в одной ЗСП, коэффициент отнесения к соответствующей ЗСП принимается равным единице;  б) для ГТП экспорта *q*, чьи узлы лежат в нескольких ЗСП, коэффициенты отнесения к соответствующей ЗСП определяются следующим образом:  если , то ,  если , то ,  где  ― объем планового перетока электроэнергии, ориентированного в сторону экспорта (исходящего перетока), для линии расчетной модели *l*, входящий в сечение экспорта-импорта в час операционных суток *h*, определяемый в соответствии с п. 4.2.22 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – количество узлов расчетной модели в ЗСП *zp*, к которым отнесена ГТП экспорта *q*;  ― коэффициент отнесения ГТП экспорта *q* к ЗСП *zp* в час *h* расчетного месяца *m*;  *SZ* ― совокупность линий электропередачи, относящихся к ЗСП *zp* и входящих в сечение экспорта-импорта, на котором зарегистрирована данная ГТП экспорта *q*.  По итогам расчетного месяца *m* КО в отношении ГТП экспорта определяет :  ,  где  ― величина  в час *hd* операционных суток, определенный КО в отношении сечения экспорта-импорта 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*);  — количество рабочих дней в месяце *m*.  Отнесение ГТП импорта участника оптового рынка к ЗСП осуществляется на основании действующего Акта о согласовании групп точек поставки экспортно-импортных операций субъекта оптового рынка и отнесении их к сечениям поставки и Акта о согласовании сечений экспорта-импорта, сформированных в соответствии с *Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), и актуализированного перечня узлов расчетной модели, отнесенных к ЗСП. | **4.2.3. Отнесение к ЗСП ГТП экспорта**  Отнесение ГТП экспорта к ЗСП в расчетном периоде проводится на основании объемов планового перетока электроэнергии, ориентированного в сторону экспорта (исходящего), по ветвям, входящим в соответствующие сечения экспорта-импорта, определенные по результатам почасового расчета торгового графика в расчетном месяце *m*, определенного КО 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*), и актуализированного Перечня узлов.  Определение коэффициентов отнесения к ЗСП ГТП экспорта проводится на основании указанной в предыдущем абзаце информации, а также на основании:   1. состава узлов расчетной модели, расположенных на территории РФ, к которым подключены линии, входящие в состав сечений экспорта-импорта. При этом под узлом ГТП э/и понимается узел расчетной модели, расположенный на территории РФ, с которым соединена ветвь расчетной модели, отнесенная к сечению экспорта-импорта, на котором зарегистрирована соответствующая ГТП экспорта; 2. состава ветвей расчетной модели, входящих в сечения экспорта-импорта. При этом отнесение ветвей расчетной модели к ЗСП определяется на основании информации об отнесении узлов расчетной модели к соответствующим ЗСП; 3. величин перетоков по ветвям расчетной модели, входящих в сечения экспорта-импорта; 4. отнесения ГТП э/и к соответствующим сечениям экспорта-импорта.   На основании вышеназванной информации проводится определение коэффициентов отнесения ГТП экспорта к ЗСП:  a) для ГТП экспорта, узлы которых не отнесены к ЗСП в соответствии с актуализированным Перечнем узлов, коэффициент отнесения к ЗСП не определяется;  б) для ГТП экспорта, чьи узлы лежат в одной ЗСП, коэффициент отнесения к соответствующей ЗСП принимается равным единице;  в) для ГТП экспорта *q*, чьи узлы лежат в нескольких ЗСП, коэффициенты отнесения к соответствующей ЗСП определяются следующим образом:  если , то ,  если , то ,  где  ― объем планового перетока электроэнергии, ориентированного в сторону экспорта (исходящего перетока), для линии расчетной модели *l*, входящий в сечение экспорта-импорта в час операционных суток *h*, определяемый в соответствии с п. 4.2.22 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – количество узлов расчетной модели в ЗСП *zp*, к которым отнесена ГТП экспорта *q*;  ― коэффициент отнесения ГТП экспорта *q* к ЗСП *zp* в час *h* расчетного месяца *m*;  *SZ* ― совокупность линий электропередачи, относящихся к ЗСП *zp* и входящих в сечение экспорта-импорта, на котором зарегистрирована данная ГТП экспорта *q*.  По итогам расчетного месяца *m* КО в отношении ГТП экспорта определяет :  ,  где  ― величина  в час *hd* операционных суток, определенный КО в отношении сечения экспорта-импорта 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*);  — количество рабочих дней в месяце *m*.  **4.2.4. Отнесение к ЗСП ГТП импорта**  Отнесение ГТП импорта участника оптового рынка к ЗСП осуществляется на основании действующего Акта о согласовании групп точек поставки экспортно-импортных операций субъекта оптового рынка и отнесении их к сечениям поставки и Акта о согласовании сечений экспорта-импорта, сформированных в соответствии с *Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), и актуализированного Перечня узлов.  Отнесение ГТП импорта, узлы которых не отнесены к ЗСП в соответствии с актуализированным Перечнем узлов, к ЗСП не осуществляется. |
| **4.2.3** | **4.2.3 Отнесение к ЗСП объемов потребления ФСК**  Коэффициент отнесения объема потребления ФСК в субъекте РФ *f* к ЗСП *zp* в час операционных суток *h* определяется как:  ,  где  ― объем полного планового потребления в *i*-м узле расчетной модели, рассчитанный КО при проведении процедуры конкурентного отбора ценовых заявок в час операционных суток *h* в рабочий день *d* расчетного месяца *m* в соответствии с п. 2.3.1 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  Тогда по итогам расчетного месяца *m* КО определяет коэффициент отнесения объема потребления ФСК в субъекте РФ *f* к ЗСП *zp* :  ,  где  ― множество рабочих дней в месяце *m*;  ― множество плановых часов пиковой нагрузки, утвержденных Системным оператором на соответствующий календарный год, 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*);  ― количество плановых часов пиковой нагрузки в рабочий день *d*;  ― количество рабочих дней в месяце m. | **4.2.5 Отнесение к ЗСП объемов потребления ФСК**  Коэффициент отнесения объема потребления ФСК в субъекте РФ *f* к ЗСП *zp* в час операционных суток *h* определяется как:  ,  где  ― объем полного планового потребления в *i*-м узле расчетной модели, рассчитанный КО при проведении процедуры конкурентного отбора ценовых заявок в час операционных суток *h* в рабочий день *d* расчетного месяца *m* в соответствии с п. 2.3.1 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  Тогда по итогам расчетного месяца *m* КО определяет коэффициент отнесения объема потребления ФСК в субъекте РФ *f* к ЗСП *zp* :  ,  где  ― множество рабочих дней в месяце *m*;  ― множество плановых часов пиковой нагрузки, утвержденных Системным оператором на соответствующий календарный год, 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*);  ― количество плановых часов пиковой нагрузки в рабочий день *d*;  ― количество рабочих дней в месяце m.  Отнесение к ЗСП объемов потребления ФСК в субъекте РФ не осуществляется в случае, если узлы, расположенные на территории такого субъекта РФ, не отнесены к ЗСП в соответствии с актуализированным Перечнем узлов. |
| **5** | **Отнесение ГТП участника ОПТОВОГО рынка к субъекту РФ И ЗСП ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РАСЧЕТОВ ПО МОЩНОСТИ** | **Отнесение ГТП участника ОПТОВОГО рынка к субъекту РФ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РАСЧЕТОВ ПО МОЩНОСТИ** |
| **5.1** | Отнесение ГТП потребления и ГТП генерации к субъекту РФ осуществляется:   * для ГТП, **указанных** в Балансе ФАС, утвержденном на соответствующий год, – на основании Баланса ФАС, утвержденного на соответствующий календарный год; * для ГТП, **не указанных** в Балансе ФАС, утвержденном на соответствующий год, – на основании информации об отнесении соответствующих узлов расчетной модели к региону, указанной в Акте о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели в соответствии с *Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). В случае если в Акте о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели, в соответствии с *Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), указан регион Краснодарский край / Республика Адыгея, КО осуществляет отнесение данной ГТП к Краснодарскому краю; * для ГТП, **не указанных** в Балансе ФАС, утвержденном на соответствующий год, и в соответствии с информацией об отнесении соответствующих узлов расчетной модели к региону, указанной в Акте о согласовании групп точек поставки и отнесении их к узлам расчетной модели, относящихся одновременно к Москве и Московской области или Санкт-Петербургу и Ленинградской области, – на основании информации, указанной в заявлении участника оптового рынка о предоставлении права участия в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке с использованием зарегистрированной группы точек поставки в соответствии с *Регламентом допуска к торговой системе оптового рынка* (Приложение № 1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). В случае указания в данном заявлении одновременно Москвы и Московской области или Санкт-Петербурга и Ленинградской области КО осуществляет отнесение указанной ГТП потребления к субъекту РФ – Москве или Санкт-Петербургу соответственно.   При этом коэффициент отнесения ГТП потребления к пересечению субъекта РФ и ЗСП рассчитывается с учетом указанного в настоящем пункте отнесения к субъекту РФ и актуализированного перечня узлов расчетной модели, отнесенных к ЗСП, следующим образом.  Для ГТП потребления, которая находится:   * в одном субъекте РФ – коэффициент отнесения к соответствующему субъекту РФ и ЗСП принимается равным коэффициенту отнесения соответствующей ГТП потребления к ЗСП, т.е. , а также для расчета авансовых обязательств в отношении ГТП потребления КО принимает, что ; * в двух субъектах РФ и одной ЗСП – коэффициент отнесения к соответствующему субъекту и ЗСП определяется как:   ,  где  – объем потребления мощности в ГТП потребления *q* в месяце *m* в субъекте РФ *f*, указанный в сводном прогнозном балансе ФАС России на соответствующий год.  При этом для расчета авансовых обязательств в отношении ГТП потребления КО принимает, что ;   * в двух субъектах РФ и двух ЗСП – коэффициент отнесения к соответствующему субъекту и ЗСП определяется как:   .  при этом субъекты РФ, находящиеся на территории Москвы, относятся к ЗСП Москвы, а субъекты, находящиеся на территории Московской области, могут относиться как к ЗСП Москвы, так и к ЗСП Центра.  Для расчета авансовых обязательств в отношении ГТП потребления КО принимает, что  . | Отнесение ГТП потребления и ГТП генерации к субъекту РФ осуществляется:   * для ГТП, **указанных** в Балансе ФАС, утвержденном на соответствующий год, – на основании Баланса ФАС, утвержденного на соответствующий календарный год; * для ГТП, **не указанных** в Балансе ФАС, утвержденном на соответствующий год, – на основании информации об отнесении соответствующих узлов расчетной модели к региону, указанной в Акте о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели в соответствии с *Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). В случае если в Акте о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели, в соответствии с *Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), указан регион Краснодарский край / Республика Адыгея, КО осуществляет отнесение данной ГТП к Краснодарскому краю; * для ГТП, **не указанных** в Балансе ФАС, утвержденном на соответствующий год, и в соответствии с информацией об отнесении соответствующих узлов расчетной модели к региону, указанной в Акте о согласовании групп точек поставки и отнесении их к узлам расчетной модели, относящихся одновременно к Москве и Московской области или Санкт-Петербургу и Ленинградской области, – на основании информации, указанной в заявлении участника оптового рынка о предоставлении права участия в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке с использованием зарегистрированной группы точек поставки в соответствии с *Регламентом допуска к торговой системе оптового рынка* (Приложение № 1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). В случае указания в данном заявлении одновременно Москвы и Московской области или Санкт-Петербурга и Ленинградской области КО осуществляет отнесение указанной ГТП потребления к субъекту РФ – Москве или Санкт-Петербургу соответственно.   При этом коэффициент отнесения ГТП потребления к субъекту РФ рассчитывается с учетом указанного в настоящем пункте отнесения к субъекту РФ следующим образом.  Для ГТП потребления, которая находится:   * в одном субъекте РФ – коэффициент отнесения к соответствующему субъекту РФ равен единице , а также для расчета авансовых обязательств в отношении ГТП потребления ; * в двух субъектах РФ – коэффициент отнесения к соответствующему субъекту определяется как:   ,  где  – объем потребления мощности в ГТП потребления *q* в месяце *m* в субъекте РФ *f*, указанный в сводном прогнозном балансе ФАС России на соответствующий год.  При этом для расчета авансовых обязательств в отношении ГТП потребления . |
| **5.2** | Отнесение ГТП экспорта участника оптового рынка осуществляется:   * к субъекту РФ – на основании информации, содержащейся в расчетной модели, а именно: * отнесения узлов, входящих в ГТП экспорта на основании действующего Акта о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели и Акта о согласовании сечений экспорта-импорта, сформированных в соответствии с *Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), к энергорайонам расчетной модели; * отнесения узлов, входящих в ГТП потребления на основании действующего Акта о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели, сформированного в соответствии с *Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), к энергорайонам расчетной модели,   а также отнесения ГТП потребления к субъекту РФ в порядке, указанном в п. 5.1 настоящего Регламента.  Отнесение ГТП экспорта к субъекту РФ и ЗСП проводится на основании объемов планового перетока электроэнергии, ориентированного в сторону экспорта (исходящего перетока), по ветвям, входящим в соответствующие сечения экспорта-импорта, определенные по результатам почасового расчета торгового графика в расчетном месяце *m*, определенного КО 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*).  Определение коэффициентов отнесения к субъекту РФ ГТП экспорта осуществляется на основании информации, указанной в пп. 5.1, 5.2 настоящего Регламента, а также на основании:   1. состава узлов расчетной модели, расположенных на территории РФ, к которым подключены линии, входящие в состав сечений экспорта-импорта. При этом под узлом ГТП экспорта понимается узел расчетной модели, расположенный на территории РФ, с которым соединена ветвь расчетной модели, отнесенная к сечению экспорта-импорта, на котором зарегистрирована соответствующая ГТП экспорта; 2. состава ветвей расчетной модели, входящих в сечения экспорта-импорта. При этом отнесение ветвей расчетной модели к субъекту РФ определяется на основании информации об отнесении узлов расчетной модели к соответствующему субъекту РФ; 3. величин перетоков по ветвям расчетной модели, входящих в сечения экспорта-импорта; 4. отнесения ГТП экспорта-импорта к соответствующим сечениям экспорта-импорта.   На основании вышеизложенной информации проводится отнесение ГТП экспорта к субъекту РФ и ЗСП:   1. для ГТП экспорта, чьи узлы лежат в одном субъекте РФ и одной ЗСП, коэффициент отнесения к соответствующему субъекту РФ и ЗСП принимается равным единице; 2. для ГТП экспорта *q*, чьи узлы лежат в нескольких субъектах РФ и нескольких ЗСП, коэффициенты отнесения к соответствующему субъекту РФ и ЗСП определяются следующим образом:   если , то ,  если , то ,  где  ― объем планового перетока электроэнергии, ориентированного в сторону экспорта (исходящего перетока), для линии расчетной модели *l*, входящий в сечение экспорта-импорта в час операционных суток *h*, определяемый в соответствии с п. 4.2.22 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  ― коэффициент отнесения ГТП экспорта *q* к субъекту РФ *f*,отнесенному к ЗСП *zp* в час *h* расчетного месяца *m*;  – количество узлов расчетной модели в субъекте РФ *f*, отнесенном к ЗСП *zp*, к которым отнесена ГТП экспорта *q*;  *SF* ― совокупность линий электропередачи, относящихся к субъекту РФ *f* и входящих в сечение экспорта-импорта, на котором зарегистрирована данная ГТП экспорта *q*;  *SZ* ― совокупность линий электропередачи, относящихся к ЗСП *zp* и входящих в сечение экспорта-импорта, на котором зарегистрирована данная ГТП экспорта *q*. | Отнесение ГТП экспорта участника оптового рынка осуществляется:   * к субъекту РФ – на основании информации, содержащейся в расчетной модели, а именно: * отнесения узлов, входящих в ГТП экспорта на основании действующего Акта о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели и Акта о согласовании сечений экспорта-импорта, сформированных в соответствии с *Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), к энергорайонам расчетной модели; * отнесения узлов, входящих в ГТП потребления на основании действующего Акта о согласовании групп точек поставки субъекта оптового рынка и отнесении их к узлам расчетной модели, сформированного в соответствии с *Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), к энергорайонам расчетной модели,   а также отнесения ГТП потребления к субъекту РФ в порядке, указанном в п. 5.1 настоящего Регламента.  Отнесение ГТП экспорта к субъекту РФ и ЗСП проводится на основании объемов планового перетока электроэнергии, ориентированного в сторону экспорта (исходящего перетока), по ветвям, входящим в соответствующие сечения экспорта-импорта, определенные по результатам почасового расчета торгового графика в расчетном месяце *m*, определенного КО 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*).  Определение коэффициентов отнесения к субъекту РФ ГТП экспорта осуществляется на основании информации, указанной в пп. 5.1, 5.2 настоящего Регламента, а также на основании:   1. состава узлов расчетной модели, расположенных на территории РФ, к которым подключены линии, входящие в состав сечений экспорта-импорта. При этом под узлом ГТП экспорта понимается узел расчетной модели, расположенный на территории РФ, с которым соединена ветвь расчетной модели, отнесенная к сечению экспорта-импорта, на котором зарегистрирована соответствующая ГТП экспорта; 2. состава ветвей расчетной модели, входящих в сечения экспорта-импорта. При этом отнесение ветвей расчетной модели к субъекту РФ определяется на основании информации об отнесении узлов расчетной модели к соответствующему субъекту РФ; 3. величин перетоков по ветвям расчетной модели, входящих в сечения экспорта-импорта; 4. отнесения ГТП экспорта-импорта к соответствующим сечениям экспорта-импорта; 5. для ГТП экспорта, расположенных на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам, – на основании Баланса ФАС, утвержденного на соответствующий календарный год.   На основании вышеизложенной информации проводится отнесение ГТП экспорта (за исключением ГТП экспорта, узлы которых не отнесены к ЗСП в соответствии с актуализированным Перечнем узлов) к субъекту РФ и ЗСП:   1. для ГТП экспорта, чьи узлы лежат в одном субъекте РФ и одной ЗСП, коэффициент отнесения к соответствующему субъекту РФ и ЗСП принимается равным единице; 2. для ГТП экспорта *q*, чьи узлы лежат в нескольких субъектах РФ и нескольких ЗСП, коэффициенты отнесения к соответствующему субъекту РФ и ЗСП определяются следующим образом:   если , то ,  если , то ,  где ― объем планового перетока электроэнергии, ориентированного в сторону экспорта (исходящего перетока), для линии расчетной модели *l*, входящий в сечение экспорта-импорта в час операционных суток *h*, определяемый в соответствии с п. 4.2.22 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  ― коэффициент отнесения ГТП экспорта *q* к субъекту РФ *f*,отнесенному к ЗСП *zp* в час *h* расчетного месяца *m*;  – количество узлов расчетной модели в субъекте РФ *f*, отнесенном к ЗСП *zp*, к которым отнесена ГТП экспорта *q*;  *SF* ― совокупность линий электропередачи, относящихся к субъекту РФ *f* и входящих в сечение экспорта-импорта, на котором зарегистрирована данная ГТП экспорта *q*;  *SZ* ― совокупность линий электропередачи, относящихся к ЗСП *zp* и входящих в сечение экспорта-импорта, на котором зарегистрирована данная ГТП экспорта *q*. |
| **5.3** | По итогам расчетного месяца *m* КО в отношении ГТП экспорта определяет :  ,  где  ― величина  в рабочий день *d* месяца *m* в час  операционных суток, определенный КО в отношении сечения экспорта-импорта 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*);  — количество рабочих дней в месяце . | По итогам расчетного месяца *m* КО в отношении ГТП экспорта определяет :   * для ГТП экспорта, расположенных на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам:   ;   * для иных ГТП экспорта:   ,  где ― величина в рабочий день *d* месяца *m* в час  операционных суток, определенный КО в отношении сечения экспорта-импорта 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*);  — количество рабочих дней в месяце . |
| **5.4** | Для расчета авансовых обязательств в месяце *m* КО в отношении ГТП экспорта определяет :  ,  где  ― величина  в рабочий день *d* месяца *m*-1 в час  операционных суток, определенный КО в отношении сечения экспорта-импорта 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*) для расчета авансовых обязательств;  — количество рабочих дней в месяце *m*-1. | Для расчета авансовых обязательств в месяце *m* КО в отношении ГТП экспорта определяет :   * для ГТП экспорта, расположенных на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам:   ;   * для иных ГТП экспорта:   ,  где  ― величина  в рабочий день *d* месяца *m*-1 в час  операционных суток, определенный КО в отношении сечения экспорта-импорта 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*) для расчета авансовых обязательств;  — количество рабочих дней в месяце *m*-1. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ПРОВЕДЕНИЯ КОНКУРЕНТНЫХ ОТБОРОВ МОЩНОСТИ (Приложение № 19.3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **3.6.1** | Скорректированный объем спроса на мощность, используемый в целях выявления оснований для проведения корректировочного конкурентного отбора мощности, определяется Системным оператором в соответствии с порядком, определенным п. 2.1.3.4 настоящего Регламента на основании прогноза потребления мощности по территориям субъектов Российской Федерации, включенного в последнюю утвержденную федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса, программу развития Единой энергетической системы России.  В качестве параметров, определяющих спрос на мощность как функцию цены мощности, используются параметры, определенные для проведения конкурентного отбора мощности на соответствующий год. | Скорректированный объем спроса на мощность, используемый в целях выявления оснований для проведения корректировочного конкурентного отбора мощности, определяется Системным оператором в соответствии с порядком, определенным п. 2.1.3.4 настоящего Регламента на основании прогноза потребления мощности по территориям субъектов Российской Федерации, включенного в последнюю утвержденную федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса, программу развития Единой энергетической системы России.  В качестве параметров, определяющих спрос на мощность как функцию цены мощности, используются параметры, определенные для проведения конкурентного отбора мощности на соответствующий год.  Скорректированный объем спроса на мощность, используемый в целях выявления оснований для проведения корректировочного конкурентного отбора мощности на 2025–2027 годы, определяется без учета данных, формируемых в отношении территорий, ранее относившихся к неценовым зонам (на 2025–2028 годы – без учета данных, формируемых в отношении входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории ценовых зон, ранее относившейся к неценовым зонам). |
| **5.4** | Системный оператор не позднее 3 (трех) календарных дней с даты окончания подачи ценовых заявок на продажу мощности в отношении генерирующих объектов, допущенных к подаче ценовых заявок на продажу мощности на 2025, 2026, 2027 годы (а также на 2028 год – в отношении генерирующих объектов, функционирующих на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории ценовых зон, ранее относившейся к неценовым зонам) в соответствии с разделом 5.2 настоящего Регламента, формирует и направляет Коммерческому оператору Реестр результатов подачи ценовых заявок на продажу мощности для осуществления расчетов на оптовом рынке в отношении каждого года поставки, содержащий следующую информацию в отношении каждой ГТП генерации, переданной Коммерческим оператором в составе Реестра поставщиков и генерирующих объектов, допущенных к подаче ценовых заявок на продажу мощности, в отношении каждого месяца поставки года, на который были поданы заявки:  * объем мощности генерирующих объектов, включенных в перечень модернизируемых (строящихся) генерирующих объектов на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, определяемый как сумма помесячных объемов мощности ГЕМ, входящих в данную ГТП, указанных в Реестре поставщиков и генерирующих объектов, допущенных к подаче ценовых заявок на продажу мощности, переданном в соответствии с пунктом 5.2.4 настоящего Регламента; * объем мощности генерирующих объектов, учтенных как генерирующие объекты, поставляющие мощность в вынужденном режиме, определяемый как сумма помесячных объемов располагаемой мощности ЕГО, входящих в данную ГТП, в отношении которых в Реестре поставщиков и генерирующих объектов, допущенных к подаче ценовых заявок на продажу мощности, указан признак «Отнесение генерирующего оборудования к поставляющему мощность в вынужденном режиме», указанных поставщиком в ценовой заявке на период поставки мощности в вынужденном режиме, указанный в Реестре поставщиков и генерирующих объектов, допущенных к подаче ценовых заявок на продажу мощности. При этом помесячные объемы располагаемой мощности ГЕМ в период поставки мощности в вынужденном режиме, указанный в Реестре поставщиков и генерирующих объектов, допущенных к подаче ценовых заявок на продажу мощности, определяются не выше величины объема поставки мощности, указанного в Реестре поставщиков и генерирующих объектов, допущенных к подаче ценовых заявок на продажу мощности; * объем мощности ГТП генерации, указанный в ценовых заявках и определяемый как сумма помесячных объемов располагаемой мощности ГЕМ, входящих в данную ГТП, за исключением объемов, указанных в буллите 1 и 2 настоящего пункта.   При формировании настоящего реестра не учитываются объемы располагаемой мощности ЕГО, в отношении которых принято решение о приостановлении или о согласовании вывода из эксплуатации с месяца, следующего за месяцем, указанным в Реестре поставщиков и генерирующих объектов, допущенных к подаче ценовых заявок на продажу мощности, до которого приостановлен вывод из эксплуатации, или с месяца, указанного в Реестре поставщиков и генерирующих объектов, допущенных к подаче ценовых заявок на продажу мощности, с которого согласован вывод из эксплуатации. Для указанных периодов соответствующие объемы располагаемой мощности, указанные в ценовой заявке, включаются в состав объемов неотобранной мощности. | Системный оператор не позднее 3 (трех) календарных дней с даты окончания подачи ценовых заявок на продажу мощности в отношении генерирующих объектов, допущенных к подаче ценовых заявок на продажу мощности на 2025, 2026, 2027 годы (а также на 2028 год – в отношении генерирующих объектов, функционирующих на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории ценовых зон, ранее относившейся к неценовым зонам) в соответствии с разделом 5.2 настоящего Регламента, формирует и направляет Коммерческому оператору Реестр результатов подачи ценовых заявок на продажу мощности для осуществления расчетов на оптовом рынке в отношении каждого года поставки, содержащий следующую информацию в отношении каждой ГТП генерации, переданной Коммерческим оператором в составе Реестра поставщиков и генерирующих объектов, допущенных к подаче ценовых заявок на продажу мощности, в отношении каждого месяца поставки года, на который были поданы заявки:  * объем мощности генерирующих объектов, включенных в перечень модернизируемых (строящихся) генерирующих объектов на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, определяемый как сумма помесячных объемов мощности ГЕМ, входящих в данную ГТП, указанных в Реестре поставщиков и генерирующих объектов, допущенных к подаче ценовых заявок на продажу мощности, переданном в соответствии с пунктом 5.2.4 настоящего Регламента. Помесячные объемы мощности ГЕМ для месяцев, относящихся к периоду поставки мощности модернизируемых (строящихся) генерирующих объектов, указанному в Реестре поставщиков и генерирующих объектов, допущенных к подаче ценовых заявок на продажу мощности, переданном в соответствии с пунктом 5.2.4 настоящего Регламента, определяются равными объему установленной мощности ГЕМ, указанному в данном Реестре; * объем мощности генерирующих объектов, учтенных как генерирующие объекты, поставляющие мощность в вынужденном режиме, определяемый как сумма помесячных объемов располагаемой мощности ЕГО, входящих в данную ГТП, в отношении которых в Реестре поставщиков и генерирующих объектов, допущенных к подаче ценовых заявок на продажу мощности, указан признак «Отнесение генерирующего оборудования к поставляющему мощность в вынужденном режиме», указанных поставщиком в ценовой заявке на период поставки мощности в вынужденном режиме, указанный в Реестре поставщиков и генерирующих объектов, допущенных к подаче ценовых заявок на продажу мощности. При этом помесячные объемы располагаемой мощности ГЕМ в период поставки мощности в вынужденном режиме, указанный в Реестре поставщиков и генерирующих объектов, допущенных к подаче ценовых заявок на продажу мощности, определяются не выше величины объема поставки мощности, указанного в Реестре поставщиков и генерирующих объектов, допущенных к подаче ценовых заявок на продажу мощности; * объем мощности ГТП генерации, указанный в ценовых заявках и определяемый как сумма помесячных объемов располагаемой мощности ГЕМ, входящих в данную ГТП, за исключением объемов, указанных в буллите 1 и 2 настоящего пункта.   При формировании настоящего реестра не учитываются объемы располагаемой мощности ЕГО, в отношении которых принято решение о приостановлении или о согласовании вывода из эксплуатации с месяца, на который приходится дата, следующая за датой, до которой приостановлен вывод из эксплуатации, указанной в Реестре поставщиков и генерирующих объектов, допущенных к подаче ценовых заявок на продажу мощности, или с месяца, на который приходится дата, следующая за датой, с которой согласован вывод из эксплуатации, указанной в Реестре поставщиков и генерирующих объектов, допущенных к подаче ценовых заявок на продажу мощности. Для указанных периодов соответствующие объемы располагаемой мощности, указанные в ценовой заявке, включаются в состав объемов неотобранной мощности. |
| **Приложение 3,**  **п. 3** | … Ожидаемый объем услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии определяется в отношении обеих ценовых зон ∑ как:  ,  где – прогнозируемый объем услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии по обеим ценовым зонам для проведения конкурентного отбора мощности в 2024 году на период поставки с 01.01.2027 по 31.12.2027, равный 2097 МВт; для проведения последующих конкурентных отборов мощности определяемый в порядке, установленном федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса;  – коэффициент, отражающий фактическое исполнение обязательств по управлению изменением режима потребления электрической энергии в обеих ценовых зонах ∑, равный:  ,  где = *{Q1,...,Q8}* – период, равный восьми полным периодам оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии (календарным кварталам, в которых оказывались услуги по управлению изменением режима потребления электрической энергии), предшествующим дате публикации информации для проведения долгосрочного конкурентного отбора мощности на соответствующий год;  – фактический объем оказанных услуг агрегированным объектом управления *ar* в месяце *m* в ценовой зоне *z*, МВт;  – плановый (договорный) объем услуг агрегированного объекта управления *ar* в месяце *m* в ценовой зоне *z*, МВт.  Распределение ожидаемого объема услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии между ценовыми зонами оптового рынка *z* осуществляется в соответствии с формулами:  ;  ,  – заявленный в отношении агрегированного объекта управления *ar* объем снижения потребления электрической энергии в месяце *m*,а для целей проведения конкурентного отбора мощности, проводимого в 2024 году, – заявленный в ценовых заявках в соответствии с Правилами отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг, утвержденными постановлением Правительства РФ от 03.03.2010 № 117 (далее – Правила отбора субъектов, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности), объем оказания услуг по управлению спросом на электрическую энергию в отношении соответствующего энергопринимающего устройства *ar*.  В целях проведения конкурентного отбора мощности, проводимого в 2024 году, для расчета используется информация (, о результатах оказания услуг по управлению спросом на электрическую энергию, предусмотренных Правилами отбора субъектов, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и о результатах осуществления ценозависимого снижения объема покупки электрической энергии за период = *{Q1,...,Q4},* приходящийся на2023 год, а для распределения ожидаемого объема услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии между ценовыми зонами оптового рынка используется информация о за период = *{Q1,...,Q8},* приходящийся на 2022–2023 годы.  Зависимость цены от объема (обратная функция спроса) задается следующей функцией:  . | … Ожидаемый объем услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии при проведении КОМ в 2024 году определяется в отношении обеих ценовых зон ∑ как:  ,  где – прогнозируемый объем услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии по обеим ценовым зонам для проведения конкурентного отбора мощности в 2024 году на период поставки с 01.01.2027 по 31.12.2027, равный 2097 МВт;  – коэффициент, отражающий фактическое исполнение обязательств по управлению изменением режима потребления электрической энергии в обеих ценовых зонах ∑, равный:  ,  где = *{Q1,...,Q8}* – период, равный восьми полным периодам оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии (календарным кварталам, в которых оказывались услуги по управлению изменением режима потребления электрической энергии), предшествующим дате публикации информации для проведения долгосрочного конкурентного отбора мощности на соответствующий год;  – фактический объем оказанных услуг агрегированным объектом управления *ar* в месяце *m* в ценовой зоне *z*, МВт;  – плановый (договорный) объем услуг агрегированного объекта управления *ar* в месяце *m* в ценовой зоне *z*, МВт.  Распределение ожидаемого объема услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии между ценовыми зонами оптового рынка *z* осуществляется в соответствии с формулами:  ;  ,  – заявленный в отношении агрегированного объекта управления *ar* объем снижения потребления электрической энергии в месяце *m*,а для целей проведения конкурентного отбора мощности, проводимого в 2024 году, – заявленный в ценовых заявках в соответствии с Правилами отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг, утвержденными постановлением Правительства РФ от 03.03.2010 № 117 (далее – Правила отбора субъектов, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности), объем оказания услуг по управлению спросом на электрическую энергию в отношении соответствующего энергопринимающего устройства *ar*.  В целях проведения конкурентного отбора мощности, проводимого в 2024 году, для расчета используется информация (, о результатах оказания услуг по управлению спросом на электрическую энергию, предусмотренных Правилами отбора субъектов, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и о результатах осуществления ценозависимого снижения объема покупки электрической энергии за период = *{Q1,...,Q4},* приходящийся на2023 год, а для распределения ожидаемого объема услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии между ценовыми зонами оптового рынка используется информация о за период = *{Q1,...,Q8},* приходящийся на 2022–2023 годы.  Ожидаемый объем услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии при проведении КОМ в 2025 и последующих годах определяется в порядке, установленном федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса, а при отсутствии утвержденного порядка на дату публикации информации, необходимой для проведения КОМ, определенной в п. 2.12 настоящего Регламента, устанавливается равным нулю.  При проведении КОМ на 2028 год ожидаемый объем услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии определяется без учета данных, формируемых в отношении входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории ценовых зон, ранее относившейся к неценовым зонам.  Зависимость цены от объема (обратная функция спроса) задается следующей функцией:  . |

**Приложение № 1.2.2**

|  |
| --- |
| **Дата вступления в силу:** с 28 января 2025 года и распространяют свое действие на отношения сторон по Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка, возникшие с 1 января 2025 года, и действуют по 31 марта 2025 года (включительно). Действия сторон Договора о присоединении к торговой системе оптового рынка в отношении операционных суток, начиная с даты вступления в силу настоящих изменений, осуществляются в соответствии с настоящими изменениями. |

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

| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| --- | --- | --- |
| **Приложение 1, подп. g п. 1.1** | …  Для ГТП генерации при расчете стоимости электроэнергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед согласно *Регламенту расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) за данный расчетный период и при расчете объемов, инициатив и стоимости отклонений согласно *Регламенту расчета объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) за данный расчетный период применяется значение величины Тээ, определенное в соответствии с данным подпунктом в отношении рассматриваемого месяца *m*.  При этом в течение периода с торговых суток *X*+1 по торговые сутки 30 января (включительно) при проведении расчетов для ГТП генерации в соответствии с настоящим Регламентом, *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) и *Регламентом проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* (Приложение № 10 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) значение величины *Тээ*, рассчитываемое КО в соответствии с настоящим пунктом (подпунктом «g» п. 1.1 приложения 1 к настоящему Регламенту), определяется без учета требований по срокам публикации и вступления в силу правового (-ых) акта (-ов) ФАС России, который (-ые) утверждает (-ют) регулируемые цены (тарифы) на электроэнергию поставщика для продажи на оптовом рынке по регулируемым договорам. *X* – дата заключения регулируемых договоров на год, к которому относится расчетный месяц – январь.  При осуществлении расчетов для ГТП генерации, проводимых после даты вступления в силу схемы прикрепления по регулируемым договорам в соответствии с *Регламентом расчета объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), за январь значение величины Тээ, рассчитываемое КО в соответствии с настоящим пунктом (подпунктом «g» п. 1.1 приложения 1 к настоящему Регламенту), определяется без учета требований по указанным в данном пункте срокам публикации и вступления в силу правового (-ых) акта (-ов) ФАС России, который (-ые) утверждает (-ют) регулируемые цены (тарифы) на электроэнергию поставщика для продажи на оптовом рынке по регулируемым договорам. | …  Для ГТП генерации при расчете стоимости электроэнергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед согласно *Регламенту расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) за данный расчетный период и при расчете объемов, инициатив и стоимости отклонений согласно *Регламенту расчета объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) за данный расчетный период применяется значение величины Тээ, определенное в соответствии с данным подпунктом в отношении рассматриваемого месяца *m*.  При этом в течение периода с торговых суток *X*+1 по торговые сутки 30 января (включительно) при проведении расчетов для ГТП генерации в соответствии с настоящим Регламентом, *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) и *Регламентом проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* (Приложение № 10 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) значение величины *Тээ*, рассчитываемое КО в соответствии с настоящим пунктом (подпунктом «g» п. 1.1 приложения 1 к настоящему Регламенту), определяется без учета требований по срокам публикации и вступления в силу правового (-ых) акта (-ов) ФАС России, который (-ые) утверждает (-ют) регулируемые цены (тарифы) на электроэнергию поставщика для продажи на оптовом рынке по регулируемым договорам. *X* – дата заключения регулируемых договоров на год, к которому относится расчетный месяц – январь.  При осуществлении расчетов для ГТП генерации, проводимых после даты вступления в силу схемы прикрепления по регулируемым договорам в соответствии с *Регламентом расчета объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), за январь значение величины Тээ, рассчитываемое КО в соответствии с настоящим пунктом (подпунктом «g» п. 1.1 приложения 1 к настоящему Регламенту), определяется без учета требований по указанным в данном пункте срокам публикации и вступления в силу правового (-ых) акта (-ов) ФАС России, который (-ые) утверждает (-ют) регулируемые цены (тарифы) на электроэнергию поставщика для продажи на оптовом рынке по регулируемым договорам.  Для ГТП генерации, расположенных на отдельных территориях ценовых зон оптового рынка, ранее относившихся к неценовым зонам, в течение периода с торговых суток *X*+1 по торговые сутки 30 января (включительно) и в отношении февраля 2025 года при проведении расчетов в соответствии с настоящим Регламентом, *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) и *Регламентом проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* (Приложение № 10 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), а также при осуществлении расчетов, проводимых после даты вступления в силу схемы прикрепления по регулируемым договорам в соответствии с *Регламентом расчета объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), за январь и февраль 2025 года значение величины *Тээ* принимается равным регулируемой цене (тарифу), предусмотренному в отношении данной ГТП генерации (генерирующего объекта (электростанции), который включает в себя данную ГТП генерации) опубликованным в установленном законодательством Российской Федерации порядке приказом ФАС России об утверждении регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию, поставляемую соответствующими генерирующими объектами, расположенными на отдельных территориях ценовых зон оптового рынка, ранее относившихся к неценовым зонам. *X* – дата заключения регулируемых договоров на год, к которому относится расчетный месяц – январь. В случае если для ГТП генерации, расположенной на отдельных территориях ценовых зон оптового рынка, ранее относившихся к неценовым зонам, указанная регулируемая цена (тариф) не определена, то значение величины *Тээ* определяется в соответствии с общим порядком, установленным настоящим пунктом (подпунктом «g» п. 1.1 приложения 1 к настоящему Регламенту). |

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

| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| --- | --- | --- |
| **1.4** | Особенности расчета объемов и стоимости электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в расчетном периоде – январе В расчетном периоде – январе, в случае если на момент проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед отсутствуют заключенные регулируемые договоры и (или) технологические системы КО не готовы, КО выполняет расчеты в соответствии с настоящим Регламентом без использования информации об объемах поставки электрической энергии по регулируемым договорам.  При этом в отношении единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации в расчетном периоде – январе КО выполняет расчеты в соответствии с настоящим Регламентом, используя определенное в соответствии с пунктом 8.4.16.1 настоящего Регламента значение средневзвешенной величины по всем включенным в сводный прогнозный баланс на декабрь года (*y*-1) объемам производства электрической энергии генерирующими объектами, расположенными на территориях новых субъектов Российской Федерации, рассчитанной исходя из установленных органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования на декабрь года (*y*-1) цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), поставляемую производителями электрической энергии (мощности) единому закупщику на территории новых субъектов Российской Федерации с использованием генерирующих объектов, расположенных на территориях новых субъектов Российской Федерации, если иное не предусмотрено настоящим Регламентом.  После заключения регулируемых договоров на год, к которому относится расчетный месяц – январь, КО во внерегламентные сроки выполняет расчеты в соответствии с настоящим Регламентом с учетом информации об объемах поставки электрической энергии по регулируемым договорам и об утвержденных ФАС России регулируемых ценах (тарифах) на электрическую энергию на год *y* в отношении операционных суток, для которых ранее расчеты выполнялись без использования указанной информации. При этом при выполнении расчетов в соответствии с настоящим абзацем КО также во внерегламентные сроки выполняет расчеты в отношении единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации, используя установленные органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования в отношении расчетного месяца – января года (*y*) цены (тарифы) на электрическую энергию (мощность), поставляемую производителями электрической энергии (мощности) единому закупщику на территории новых субъектов Российской Федерации с использованием генерирующих объектов, расположенных на территориях новых субъектов Российской Федерации, в отношении которых в сводном прогнозном балансе для расчетного месяца – января определен объем электрической энергии больше нуля, и в отношении которых такие цены (тарифы) установлены. В случае если в расчетном периоде – январе года (*y*) расчеты объемов и стоимости электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед осуществляются с учетом объемов по заключенным в декабре года (*y*-1) регулируемым договорам, и по состоянию на 28 декабря года (*y*-1) органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в отношении января года (*y*) установлены цены (тарифы) на электрическую энергию (мощность), поставляемую производителями электрической энергии (мощности) единому закупщику на территории новых субъектов Российской Федерации, для всех указанных в сводном прогнозном балансе генерирующих объектов, расположенных на указанных территориях, и в отношении которых в сводном прогнозном балансе для января года (*y*) определен объем электрической энергии больше нуля, КО выполняет расчеты в отношении единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации, используя значения указанных цен (тарифов) и объемов производства электрической энергии.В отношении периода с операционных суток 1 января 2025 года по операционные сутки *Х*+1 (где *X* – дата заключения регулируемых договоров на 2025 год) при проведении ежесуточных расчетов в соответствии с пп. 6.4, 8.3.7.1 и 8.3.7.2 настоящего Регламента КО применяются цены (тарифы) на электрическую энергию, установленные федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов в отношении ГТП генерации (генерирующего объекта (электростанции), который включает в себя данную ГТП генерации), поставляющей электрическую энергию (мощность) в неценовых зонах, которые были утверждены ФАС России по состоянию на 1 декабря 2024 года в отношении первого полугодия 2025 года (в случае отсутствия – в отношении второго полугодия 2024 года). После заключения регулируемых договоров на 2025 год КО во внерегламентные сроки выполняет расчеты в соответствии с настоящим Регламентом с учетом информации об утвержденных ФАС России регулируемых ценах (тарифах) на электрическую энергию на 2025 год в отношении операционных суток, для которых ранее расчеты выполнялись без использования указанной информации. | Особенности расчета объемов и стоимости электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в расчетном периоде – январе, феврале В расчетном периоде – январе, в случае если на момент проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед отсутствуют заключенные регулируемые договоры и (или) технологические системы КО не готовы, КО выполняет расчеты в соответствии с настоящим Регламентом без использования информации об объемах поставки электрической энергии по регулируемым договорам.  При этом в отношении единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации в расчетном периоде – январе КО выполняет расчеты в соответствии с настоящим Регламентом, используя определенное в соответствии с пунктом 8.4.16.1 настоящего Регламента значение средневзвешенной величины по всем включенным в сводный прогнозный баланс на декабрь года (*y*-1) объемам производства электрической энергии генерирующими объектами, расположенными на территориях новых субъектов Российской Федерации, рассчитанной исходя из установленных органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования на декабрь года (*y*-1) цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), поставляемую производителями электрической энергии (мощности) единому закупщику на территории новых субъектов Российской Федерации с использованием генерирующих объектов, расположенных на территориях новых субъектов Российской Федерации, если иное не предусмотрено настоящим Регламентом.  После заключения регулируемых договоров на год, к которому относится расчетный месяц – январь, КО во внерегламентные сроки выполняет расчеты в соответствии с настоящим Регламентом с учетом информации об объемах поставки электрической энергии по регулируемым договорам и об утвержденных ФАС России регулируемых ценах (тарифах) на электрическую энергию на год *y* в отношении операционных суток, для которых ранее расчеты выполнялись без использования указанной информации. При этом при выполнении расчетов в соответствии с настоящим абзацем КО также во внерегламентные сроки выполняет расчеты в отношении единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации, используя установленные органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования в отношении расчетного месяца – января года (*y*) цены (тарифы) на электрическую энергию (мощность), поставляемую производителями электрической энергии (мощности) единому закупщику на территории новых субъектов Российской Федерации с использованием генерирующих объектов, расположенных на территориях новых субъектов Российской Федерации, в отношении которых в сводном прогнозном балансе для расчетного месяца – января определен объем электрической энергии больше нуля, и в отношении которых такие цены (тарифы) установлены. В случае если в расчетном периоде – январе года (*y*) расчеты объемов и стоимости электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед осуществляются с учетом объемов по заключенным в декабре года (*y*-1) регулируемым договорам, и по состоянию на 28 декабря года (*y*-1) органами исполнительной власти субъекта Российской Федерации в отношении января года (*y*) установлены цены (тарифы) на электрическую энергию (мощность), поставляемую производителями электрической энергии (мощности) единому закупщику на территории новых субъектов Российской Федерации, для всех указанных в сводном прогнозном балансе генерирующих объектов, расположенных на указанных территориях, и в отношении которых в сводном прогнозном балансе для января года (*y*) определен объем электрической энергии больше нуля, КО выполняет расчеты в отношении единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации, используя значения указанных цен (тарифов) и объемов производства электрической энергии. В отношении периода с операционных суток 1 января 2025 года по операционные сутки *Х*+1 (где *X* – дата заключения регулируемых договоров на 2025 год) при проведении ежесуточных расчетов в соответствии с пп. 6.4, 8.3.7.1 и 8.3.7.2 настоящего Регламента КО применяются цены (тарифы) на электрическую энергию, установленные федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов в отношении ГТП генерации (генерирующего объекта (электростанции), который включает в себя данную ГТП генерации), поставляющей электрическую энергию (мощность) в неценовых зонах, которые были утверждены ФАС России по состоянию на 1 декабря 2024 года в отношении первого полугодия 2025 года (в случае отсутствия – в отношении второго полугодия 2024 года). После заключения регулируемых договоров на 2025 год и публикации в установленном законодательством Российской Федерации порядке приказа ФАС России об утверждении регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию, поставляемую соответствующими генерирующими объектами, расположенными на отдельных территориях ценовых зон оптового рынка, ранее относившихся к неценовым зонам, КО в отношении соответствующих операционных суток во внерегламентные сроки выполняет расчеты в соответствии с настоящим Регламентом с применением соответствующих регулируемых цен (тарифов), предусмотренных опубликованным в установленном порядке приказом ФАС России. В дальнейшем соответствующие значения цен (тарифов), предусмотренные опубликованным приказом, используются КО при выполнении расчетов в соответствии с пп. 6.4, 8.3.7.1 и 8.3.7.2 настоящего Регламента в отношении операционных суток января-февраля 2025 года. |

**Приложение № 1.2.3**

|  |
| --- |
| **Дата вступления в силу:** сдаты вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации». |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ПРОВЕДЕНИЯ КОНКУРЕНТНЫХ ОТБОРОВ МОЩНОСТИ (Приложение № 19.3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений**  (с учетом изменений, принятых на НС 23.12.2024, вопрос VIII.4) | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **Приложение 3,**  **п. 3** | **3. Функция спроса с учетом услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии**  Спрос на мощность для каждой ценовой зоны в соответствии с Правилами оптового рынка задается зависимостью цены от объема, которая графически представляется в виде прямой, проходящей через первую и вторую точки спроса на мощность. При этом объем спроса на мощность в первой точке спроса на мощность уменьшается на ожидаемый объем услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии  в ценовой зоне *z*, а во второй точке спроса на мощность соответствует величине, равной увеличенному на 12 процентов объему в первой точке спроса на мощность, уменьшенной на ожидаемый объем услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии  в ценовой зоне *z*:  ;  .  Ожидаемый объем услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии определяется в отношении обеих ценовых зон ∑ как:  ,  где – совокупный по ценовым зонам оптового рынка прогнозируемый объем услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии, определенный в соответствии с приложением 1 к *Регламенту участия на оптовом рынке исполнителей услуг по управлению изменением режима потребления* (Приложение № 19.9.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – коэффициент, отражающий фактическое исполнение обязательств по управлению изменением режима потребления электрической энергии в обеих ценовых зонах ∑, равный:  ,  где – период, равный 2 календарным годам, в которых оказывались услуги по управлению изменением режима потребления электрической энергии, предшествующий году, в котором проводится расчет ожидаемого объема услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в целях проведения долгосрочного конкурентного отбора мощности на соответствующий год;  – фактический объем оказанных услуг агрегированным объектом управления *ar* в месяце *m* в ценовой зоне *z*, МВт;  – плановый (договорный) объем услуг агрегированного объекта управления *ar* в месяце *m* в ценовой зоне *z*, МВт.  Распределение ожидаемого объема услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии между ценовыми зонами оптового рынка *z* осуществляется в соответствии с формулами:  где  – совокупность периодов, на которые проводились отборы ресурса, определяемых в соответствии с приложением 1 к *Регламенту участия на оптовом рынке исполнителей услуг по управлению изменением режима потребления* (Приложение № 19.9.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – взвешенный по часам плановый объем снижения потребления электрической энергии в отношении агрегированного объекта управления *ar*, поданный в ценовой заявке для участия в отборе ресурса на период оказания услуг *m*, относящийся к совокупности .  Для целей проведения конкурентного отбора мощности, проводимого в 2025 году, в составе также учитываются данные об объемах оказания услуг по управлению спросом на электрическую энергию, представленных в ценовых заявках, поданных в соответствии с Правилами отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг, утвержденными постановлением Правительства РФ от 03.03.2010 № 117 (далее – Правила отбора субъектов, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности), в отношении соответствующего агрегированного объекта управления *ar* за период, приходящийся на 2022–2023 годы.  В целях проведения конкурентного отбора мощности, проводимого в 2025 году, для расчета в составе ,также учитывается информация о результатах оказания услуг по управлению спросом на электрическую энергию, предусмотренных Правилами отбора субъектов, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, в2023 году.  Зависимость цены от объема (обратная функция спроса) задается следующей функцией:  . | **3. Функция спроса с учетом услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии**  Спрос на мощность для каждой ценовой зоны в соответствии с Правилами оптового рынка задается зависимостью цены от объема, которая графически представляется в виде прямой, проходящей через первую и вторую точки спроса на мощность. При этом объем спроса на мощность в первой точке спроса на мощность уменьшается на ожидаемый объем услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии  в ценовой зоне *z*, а во второй точке спроса на мощность соответствует величине, равной увеличенному на 12 процентов объему в первой точке спроса на мощность, уменьшенной на ожидаемый объем услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии  в ценовой зоне *z*:  ;  .  Ожидаемый объем услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии определяется в отношении обеих ценовых зон ∑ как:  ,  где – совокупный по ценовым зонам оптового рынка прогнозируемый объем услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии, определенный в соответствии с приложением 1 к *Регламенту участия на оптовом рынке исполнителей услуг по управлению изменением режима потребления* (Приложение № 19.9.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – коэффициент, отражающий фактическое исполнение обязательств по управлению изменением режима потребления электрической энергии в обеих ценовых зонах ∑, равный:  ,  где – период, равный 2 календарным годам, в которых оказывались услуги по управлению изменением режима потребления электрической энергии, предшествующий году, в котором проводится расчет ожидаемого объема услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии в целях проведения долгосрочного конкурентного отбора мощности на соответствующий год;  – фактический объем оказанных услуг агрегированным объектом управления *ar* в месяце *m* в ценовой зоне *z*, МВт;  – плановый (договорный) объем услуг агрегированного объекта управления *ar* в месяце *m* в ценовой зоне *z*, МВт.  Распределение ожидаемого объема услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии между ценовыми зонами оптового рынка *z* осуществляется в соответствии с формулами:  где  – совокупность периодов, на которые проводились отборы ресурса, определяемых в соответствии с приложением 1 к *Регламенту участия на оптовом рынке исполнителей услуг по управлению изменением режима потребления* (Приложение № 19.9.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – взвешенный по часам плановый объем снижения потребления электрической энергии в отношении агрегированного объекта управления *ar*, поданный в ценовой заявке для участия в отборе ресурса на период оказания услуг *m*, относящийся к совокупности .  Для целей проведения конкурентного отбора мощности, проводимого в 2025 году, в составе также учитываются данные об объемах оказания услуг по управлению спросом на электрическую энергию, представленных в ценовых заявках, поданных в соответствии с Правилами отбора субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, и оказания таких услуг, утвержденными постановлением Правительства РФ от 03.03.2010 № 117 (далее – Правила отбора субъектов, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности), в отношении соответствующего агрегированного объекта управления *ar* за период, приходящийся на 2022–2023 годы.  В целях проведения конкурентного отбора мощности, проводимого в 2025 году, для расчета в составе ,также учитывается информация о результатах оказания услуг по управлению спросом на электрическую энергию, предусмотренных Правилами отбора субъектов, оказывающих услуги по обеспечению системной надежности, в2023 году.  При проведении КОМ на 2028 год ожидаемый объем услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии определяется без учета данных, формируемых в отношении входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории ценовых зон, ранее относившейся к неценовым зонам.  Зависимость цены от объема (обратная функция спроса) задается следующей функцией:  . |

**Приложение № 1.2.4**

|  |
| --- |
| **Обоснование:** в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденнымипостановлением Правительства РФ от 27.12.2010 № 1172, не позднее 15 февраля 2025 года планируется проведение КОМ на 2028 год. При этом мощность генерирующего оборудования, отобранного по результатам КОММод с датами начала поставки мощности в 2028 году, должна быть учтена в КОМ как подлежащая оплате вне зависимости от результатов этого КОМ.  Необходимо предусмотреть возможность корректного учета генерирующего оборудования, включенного в предварительный график реализации проектов модернизации с началом поставки мощности с 1 января по 31 декабря 2028 года, опубликованный на официальном сайте АО «СО ЕЭС» в соответствии с Регламентом проведения отборов генерирующего оборудования тепловых электростанций (Приложение № 19.3.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), в случае если на момент проведения КОМ еще не вступит в силу решение Правительства РФ, утверждающее результаты данного отбора.  Предлагается также внести изменения в Регламент допуска к торговой системе оптового рынка (Приложение № 1.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) в части уточнения порядка отмены регистрации условных ГТП генерации КОММод, согласованных до проведения отбора КОММод.  Дополнительно предлагается внести уточнения технического характера в порядок формирования Реестра поставщиков и генерирующих объектов, допущенных к подаче ценовых заявок на продажу мощности, и Реестра генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме.  **Дата вступления в силу:** 1 февраля 2025 года. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ПРОВЕДЕНИЯ КОНКУРЕНТНЫХ ОТБОРОВ МОЩНОСТИ (Приложение № 19.3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **2.1.3.5** | Объем мощности, учитываемый при проведении КОМ как подлежащий обязательной покупке в ценовой зоне вне зависимости от результатов КОМ, определяется как сумма следующих составляющих:   1. объема мощности, планируемого к поставке в году, на который проводится КОМ, с использованием генерирующих объектов, в отношении которых заключены договоры о предоставлении мощности (далее ― ДПМ); 2. объема мощности, планируемого к поставке в году, на который проводится КОМ, с использованием генерирующих объектов, включенных в договоры купли-продажи мощности новых АЭС и ГЭС (далее ― договоры для новых АЭС/ГЭС), а также генерирующих объектов, включенных в утвержденный Наблюдательным советом Совета рынка в порядке, предусмотренном *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка*, перечень строящихся объектов атомных электростанций с датой ввода в эксплуатацию начиная с 1 января 2025 года, предусмотренных в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики и (или) изменениях, вносимых в инвестиционные программы субъектов электроэнергетики, утвержденные в порядке, установленном Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 1 декабря 2009 года № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики», в отношении которых подлежат заключению договоры купли-продажи (поставки) мощности новых объектов атомных электростанций с датой ввода в эксплуатацию начиная с 1 января 2025 года (далее – Перечень строящихся объектов АЭС); 3. объема мощности, планируемого к поставке в году, на который проводится КОМ, с использованием генерирующих объектов, строящихся (построенных) в целях формирования технологического резерва мощностей по производству электрической энергии (далее ― перспективный технологический резерв мощности (ПТРМ)); 4. для корректировочных КОМ – объема мощности, планируемого к поставке в году, на который проводится КОМ, с использованием генерирующих объектов, отобранных на этот год по результатам всех предыдущих КОМ, в том числе корректировочных; 5. объема мощности, планируемого к поставке в году, на который проводится КОМ, с использованием генерирующих объектов, отнесенных к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме; 6. объема мощности, планируемого к поставке в году, на который проводится КОМ, с использованием генерирующих объектов, включенных в договоры купли-продажи (поставки) мощности по итогам дополнительного отбора инвестиционных проектов; 7. объема мощности, планируемого к поставке в году, на который проводится КОМ, с использованием генерирующих объектов, в отношении которых заключены договоры купли-продажи мощности по результатам отбора мощности новых генерирующих объектов (КОМ НГО), либо генерирующего объекта, поставка мощности которого будет осуществляться по договорам КОМ НГО в соответствии с пунктом 112(5) Правил оптового рынка и распоряжением Правительства РФ от 08.04.2023 № 867-р; 8. объема мощности, планируемого к поставке в году, на который проводится КОМ, с использованием генерирующих объектов, входящих в состав ГТП, в отношении которых заключены договоры купли-продажи (поставки) мощности модернизированных генерирующих объектов (далее – договоры на модернизацию), а также с использованием генерирующих объектов, входящих в состав ГТП, перечисленных в перечне, утвержденном Правительством Российской Федерации на основании результатов отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций, с началом поставки мощности с 1 января по 31 декабря года *X* (*X* *–* год, на который проводится КОМ) (далее – результаты КОММод), и в отношении которых будет осуществляться поставка мощности по договорам на модернизацию, и функционирующих после реализации мероприятий по модернизации;   … | Объем мощности, учитываемый при проведении КОМ как подлежащий обязательной покупке в ценовой зоне вне зависимости от результатов КОМ, определяется как сумма следующих составляющих:   1. объема мощности, планируемого к поставке в году, на который проводится КОМ, с использованием генерирующих объектов, в отношении которых заключены договоры о предоставлении мощности (далее ― ДПМ); 2. объема мощности, планируемого к поставке в году, на который проводится КОМ, с использованием генерирующих объектов, включенных в договоры купли-продажи мощности новых АЭС и ГЭС (далее ― договоры для новых АЭС/ГЭС), а также генерирующих объектов, включенных в утвержденный Наблюдательным советом Совета рынка в порядке, предусмотренном *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка*, перечень строящихся объектов атомных электростанций с датой ввода в эксплуатацию начиная с 1 января 2025 года, предусмотренных в инвестиционных программах субъектов электроэнергетики и (или) изменениях, вносимых в инвестиционные программы субъектов электроэнергетики, утвержденные в порядке, установленном Правилами утверждения инвестиционных программ субъектов электроэнергетики, утвержденными постановлением Правительства Российской Федерации от 1 декабря 2009 года № 977 «Об инвестиционных программах субъектов электроэнергетики», в отношении которых подлежат заключению договоры купли-продажи (поставки) мощности новых объектов атомных электростанций с датой ввода в эксплуатацию начиная с 1 января 2025 года (далее – Перечень строящихся объектов АЭС); 3. объема мощности, планируемого к поставке в году, на который проводится КОМ, с использованием генерирующих объектов, строящихся (построенных) в целях формирования технологического резерва мощностей по производству электрической энергии (далее ― перспективный технологический резерв мощности (ПТРМ)); 4. для корректировочных КОМ – объема мощности, планируемого к поставке в году, на который проводится КОМ, с использованием генерирующих объектов, отобранных на этот год по результатам всех предыдущих КОМ, в том числе корректировочных; 5. объема мощности, планируемого к поставке в году, на который проводится КОМ, с использованием генерирующих объектов, отнесенных к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме; 6. объема мощности, планируемого к поставке в году, на который проводится КОМ, с использованием генерирующих объектов, включенных в договоры купли-продажи (поставки) мощности по итогам дополнительного отбора инвестиционных проектов; 7. объема мощности, планируемого к поставке в году, на который проводится КОМ, с использованием генерирующих объектов, в отношении которых заключены договоры купли-продажи мощности по результатам отбора мощности новых генерирующих объектов (КОМ НГО), либо генерирующего объекта, поставка мощности которого будет осуществляться по договорам КОМ НГО в соответствии с пунктом 112(5) Правил оптового рынка и распоряжением Правительства РФ от 08.04.2023 № 867-р; 8. объема мощности, планируемого к поставке в году, на который проводится КОМ, с использованием генерирующих объектов, входящих в состав ГТП, в отношении которых заключены договоры купли-продажи (поставки) мощности модернизированных генерирующих объектов (далее – договоры на модернизацию), а также с использованием генерирующих объектов, входящих в состав ГТП, перечисленных в перечне, утвержденном Правительством Российской Федерации на основании результатов отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций, с началом поставки мощности с 1 января по 31 декабря года *X* (*X* *–* год, на который проводится КОМ), а для КОМ, проводимого в 2025 году на 2028 год, – с использованием генерирующих объектов, входящих в состав ГТП, перечисленных в предварительном графике реализации проектов модернизации с началом поставки мощности с 1 января по 31 декабря 2028 года, опубликованном на официальном сайте АО «СО ЕЭС» в соответствии с *Регламентом проведения отборов генерирующего оборудования тепловых электростанций* (Приложение № 19.3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) (далее – результаты КОММод), и в отношении которых будет осуществляться поставка мощности по договорам на модернизацию, и функционирующих после реализации мероприятий по модернизации;   … |
| **3.3.1.2** | …   1. не позднее чем за 40 дней до окончания срока подачи ценовых заявок на продажу мощности поставщик предоставил Коммерческому оператору заявление о намерении поставлять мощность в вынужденном режиме в соответствии со стандартной формой, указанной в приложении 1 к *Регламенту отнесения генерирующих объектов к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме* (Приложение № 19.7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).   В Реестр генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме в 2028 году, не включаются ГЕМ, в состав которых входит генерирующее оборудование, расположенное на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории ценовых зон, ранее относившейся к неценовым зонам. | …   1. не позднее чем за 40 дней (для КОМ, приводимого на 2028 год поставки мощности, – не позднее чем за 10 дней) до окончания срока подачи ценовых заявок на продажу мощности поставщик предоставил Коммерческому оператору заявление о намерении поставлять мощность в вынужденном режиме в соответствии со стандартной формой, указанной в приложении 1 к *Регламенту отнесения генерирующих объектов к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме* (Приложение № 19.7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).   В Реестр генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме в 2028 году, не включаются ГЕМ, в состав которых входит генерирующее оборудование, расположенное на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории ценовых зон, ранее относившейся к неценовым зонам. |
| **4.5.2** | …  Объемы мощности ГЕМ, в состав которых входит генерирующее оборудование, включенное в перечень, утвержденный Правительством Российской Федерации на основании результатов отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций, и в отношении которого заключены (будут заключены) договоры на модернизацию с датой начала поставки мощности по таким договорам (для генерирующего оборудования, в отношении которого договоры на модернизацию еще не заключены, – с датой начала поставки мощности, указанной в результатах КОММод) позднее 1 января года, на который проводится КОМ, и функционирующее до реализации проекта модернизации, включаются в Реестр итогов КОМ на период с января до месяца начала поставки по договорам на модернизацию, определенные согласно Реестру мощности, подлежащей обязательной покупке, при условии подачи ценопринимающей заявки в соответствии с п. 2.3.4.10 Порядка подачи ценовых заявок на продажу мощности(приложение 2 к настоящему Регламенту) в объемах, указанных в поданной заявке.  ГЕМ, в отношении которых поданы ценопринимающие заявки, включаются в число отобранных генерирующих объектов.  Объем мощности ГЕМ может быть полностью отобран по итогам КОМ либо полностью не отобран. | …  Объемы мощности ГЕМ, в состав которых входит генерирующее оборудование, включенное в перечень, утвержденный Правительством Российской Федерации на основании результатов отбора проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций (в предварительный график реализации проектов модернизации с началом поставки мощности с 1 января по 31 декабря 2028 года, опубликованном на официальном сайте АО «СО ЕЭС» в соответствии с *Регламентом проведения отборов генерирующего оборудования тепловых электростанций* (Приложение № 19.3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), и в отношении которого заключены (будут заключены) договоры на модернизацию с датой начала поставки мощности по таким договорам (для генерирующего оборудования, в отношении которого договоры на модернизацию еще не заключены, – с датой начала поставки мощности, указанной в результатах КОММод) позднее 1 января года, на который проводится КОМ, и функционирующее до реализации проекта модернизации, включаются в Реестр итогов КОМ на период с января до месяца начала поставки по договорам на модернизацию, определенные согласно Реестру мощности, подлежащей обязательной покупке, при условии подачи ценопринимающей заявки в соответствии с п. 2.3.4.10 Порядка подачи ценовых заявок на продажу мощности(приложение 2 к настоящему Регламенту) в объемах, указанных в поданной заявке. После начала поставки по договорам на модернизацию объемы мощности по указанным ГЕМ принимаются равными нулю.  Объемы мощности ГЕМ, в состав которых входят ЕГО, в отношении которых в Реестре поставщиков и генерирующих объектов, допущенных к подаче ценовых заявок на продажу мощности, или Реестре генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, указан признак «ЕГО, в отношении которой принято решение уполномоченного органа о согласовании вывода из эксплуатации» «да», включаются в состав объемов неотобранной мощности в объеме располагаемой мощности, указанной в заявке по соответствующим ЕГО.  Объемы мощности ГЕМ, включенных в Реестр мощности, подлежащей обязательной покупке, в указанный в данном реестре период поставки мощности по ДПМ, либо по договорам новых АЭС, либо по договорам на модернизацию указываются в объеме поставки мощности, указанном в данном реестре.  ГЕМ, в отношении которых поданы ценопринимающие заявки, включаются в число отобранных генерирующих объектов.  Объем мощности ГЕМ может быть полностью отобран по итогам КОМ либо полностью не отобран. |
| **Приложение 3, п. 2** | …  Параметры, определяющие предложение:  – объем мощности ГЕМ *g*, входящей в состав электростанции, функционирующей в ценовой зоне *z*:  а) для ГЕМ, включенных в Реестр поставщиков и генерирующих объектов, допущенных к участию в КОМ:  - для ГЕМ ГЭС – объем мощности, определенный с учетом особенностей, указанных в п. 4.2.1.3 настоящегоРегламента;  - для ГЕМ генерирующих объектов, в отношении которых заключены договоры на модернизацию либо зарегистрированных в составе условных ГТП, перечисленных в результатах КОММод, и которые функционируют до реализации мероприятий по модернизации, в случае если период реализации мероприятий по модернизации включает декабрь года, на который проводится КОМ, – максимальное значение из следующих величин:   * значение объема располагаемой мощности ЕГО, входящего в состав данной ГЕМ, определенного в соответствии с п. 2.4.5.7 Порядка подачи заявок на продажу мощности (приложение 2 к настоящему Регламенту) на основании ценовой заявки поставщика на декабрь года, на который проводится КОМ; * значение объема располагаемой мощности ЕГО, входящей в состав данной ГЕМ, учтенного в КОМ, проведенном на год *Х*-1;   … | …  Параметры, определяющие предложение:  – объем мощности ГЕМ *g*, входящей в состав электростанции, функционирующей в ценовой зоне *z*:  а) для ГЕМ, включенных в Реестр поставщиков и генерирующих объектов, допущенных к участию в КОМ:  - для ГЕМ ГЭС – объем мощности, определенный с учетом особенностей, указанных в п. 4.2.1.3 настоящегоРегламента;  - для ГЕМ генерирующих объектов, в отношении которых заключены договоры на модернизацию либо зарегистрированных в составе условных ГТП, перечисленных в результатах КОММод, и которые функционируют до реализации мероприятий по модернизации, в случае если период реализации мероприятий по модернизации включает декабрь года, на который проводится КОМ, – максимальное значение из следующих величин:   * значение объема располагаемой мощности ЕГО, входящего в состав данной ГЕМ, определенного в соответствии с п. 2.4.5.7 Порядка подачи заявок на продажу мощности (приложение 2 к настоящему Регламенту) на основании ценовой заявки поставщика на декабрь года, на который проводится КОМ; * значение объема располагаемой мощности ЕГО, входящей в состав данной ГЕМ, учтенного в КОМ, проведенном на год *Х*-1;   - для ГЕМ генерирующих объектов, в отношении которых заключены договоры на модернизацию либо зарегистрированных в составе условных ГТП, перечисленных в результатах КОММод, и которые функционируют до реализации мероприятий по модернизации, в случае если период реализации мероприятий по модернизации оканчивается ранее декабря года, на который проводится КОМ, – нулевой объем мощности;  … |

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

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **3.15** | Право участия в торговле электрической энергией и (или) мощностью на оптовом рынке, предоставленное субъектам оптового рынка в течение текущего периода регулирования, возникает у субъектов оптового рынка, за исключением случаев, предусмотренных приложением 2 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*), в следующем порядке:  …  право участия в торговле мощностью на оптовом рынке, предоставленное в соответствии с решением Правления КО субъекту оптового рынка – поставщику электрической энергии и (или) мощности по соответствующей зарегистрированной до проведения отбора проектов модернизации условной ГТП, согласованной в отношении генерирующего оборудования КОММод, функционирующего после реализации мероприятий по модернизации, возникает с 1 (первого) числа месяца, следующего за месяцем вступления в силу акта Правительства Российской Федерации, которым утвержден Перечень объектов КОММод, в случае вступления его в силу до 20 (двадцатого) числа текущего месяца (включительно) или с 1 (первого) числа второго месяца, следующего за месяцем вступления в силу данного акта, в случае его вступления в силу после указанной даты, при условии включения соответствующего объекта КОММод в указанный Перечень.  Отсутствие в Перечне объектов КОММод объекта КОММод, в отношении которого зарегистрирована условная ГТП, влечет отмену регистрации указанной условной ГТП (в том числе условной ГТП, в отношении которой субъекту оптового рынка – поставщику электрической энергии и (или) мощности не предоставлялось право участия в торговле мощностью), а также (при необходимости) ее исключение из Акта о согласовании ГТП в порядке, предусмотренном п. 4.2.7 *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*). | Право участия в торговле электрической энергией и (или) мощностью на оптовом рынке, предоставленное субъектам оптового рынка в течение текущего периода регулирования, возникает у субъектов оптового рынка, за исключением случаев, предусмотренных приложением 2 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*), в следующем порядке:  …  право участия в торговле мощностью на оптовом рынке, предоставленное в соответствии с решением Правления КО субъекту оптового рынка – поставщику электрической энергии и (или) мощности по соответствующей зарегистрированной до проведения отбора проектов модернизации условной ГТП, согласованной в отношении генерирующего оборудования КОММод, функционирующего после реализации мероприятий по модернизации, возникает с 1 (первого) числа месяца, следующего за месяцем вступления в силу акта Правительства Российской Федерации, которым утвержден Перечень объектов КОММод, в случае вступления его в силу до 20 (двадцатого) числа текущего месяца (включительно) или с 1 (первого) числа второго месяца, следующего за месяцем вступления в силу данного акта, в случае его вступления в силу после указанной даты, при условии включения соответствующего объекта КОММод в указанный Перечень.  Отсутствие в вышеуказанном Перечне объектов КОММод объекта КОММод, в отношении которого до даты начала приема ценовых заявок на соответствующий отбор КОММод, предусмотренной *Регламентом проведения отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций* (Приложение № 19.3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), зарегистрирована условная ГТП, влечет отмену регистрации указанной условной ГТП (в том числе условной ГТП, в отношении которой субъекту оптового рынка – поставщику электрической энергии и (или) мощности не предоставлялось право участия в торговле мощностью), а также (при необходимости) ее исключение из Акта о согласовании ГТП в порядке, предусмотренном п. 4.2.7 *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*). |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ФИНАНСОВЫХ РАСЧЕТОВ НА ОПТОВОМ РЫНКЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (Приложение № 16 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **7.2** | **7.2. Порядок расчета обязательств/требований**  Расчет итоговых финансовых обязательств/требований по оплате электрической энергии (мощности), купленной/проданной по договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ, договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ, договорам комиссии НЦЗ, четырехсторонним договорам купли-продажи мощности, проводится после получения информации о скорректированном фактическом объеме потребления электроэнергии (мощности) участниками оптового рынка, расположенными на территории соответствующей неценовой зоны *z*, согласно Правилам оптового рынка электрической энергии и мощности, настоящему Регламенту, *Регламенту функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  Расчет финансовых обязательств/требований по указанным договорам, предусматривающим куплю-продажу электрической энергии и мощности на территориях неценовых зон Архангельской области, Республики Коми и в объединении территорий неценовой зоны Дальнего Востока, а также формирование платежных обязательств производится в отношении расчетных периодов до декабря 2024 года включительно.  … | **7.2. Порядок расчета обязательств/требований**  Расчет итоговых финансовых обязательств/требований по оплате электрической энергии (мощности), купленной/проданной по договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ, договорам комиссии НЦЗ, четырехсторонним договорам купли-продажи мощности, проводится после получения информации о скорректированном фактическом объеме потребления электроэнергии (мощности) участниками оптового рынка, расположенными на территории соответствующей неценовой зоны *z*, согласно Правилам оптового рынка электрической энергии и мощности, настоящему Регламенту, *Регламенту функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  Расчет финансовых обязательств/требований по указанным договорам, предусматривающим куплю-продажу электрической энергии и мощности на территориях неценовых зон Архангельской области, Республики Коми и в объединении территорий неценовой зоны Дальнего Востока, а также формирование платежных обязательств производится в отношении расчетных периодов до декабря 2024 года включительно.  … |
| **7.6** | **7.6. Порядок взаимодействия КО и ЦФР при проведении расчетов по обязательствам/требованиям на территории неценовых зон**  Не позднее третьего числа расчетного месяца *m* ЦФР в соответствии с порядком, указанным в приложении 46а к настоящему Регламенту, формирует Реестр участников оптового рынка, в отношении которых не формируются авансовые требования за расчетный период *m*, и направляет указанный реестр в КО на бумажном носителе с подписью уполномоченного лица.  Не позднее 8-го числа расчетного периода (в отношении расчетного периода = январь не позднее 1 (первого) рабочего дня года) КО в соответствии с п. 7.3 настоящего Регламента определяет авансовую стоимость электрической энергии и мощности, купленной/проданной участниками для формирования авансовых обязательств по совокупности четырехсторонних договоров купли-продажи мощности.  КО формирует и передает в ЦФР не позднее указанной даты в электронном виде в соответствии с приложением 2 к Правилам электронного документооборота системы электронного документооборота Коммерческого оператора авансовые обязательства за электроэнергию/мощность по участникам оптового рынка (приложения 38.12, 38.14 к настоящему Регламенту).  С учетом полученных от КО авансовых обязательств за электроэнергию/мощность по формам приложений 38.12 и 38.14 к настоящему Регламенту ЦФР формирует платежные авансовые обязательства/требования по договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ, четырехсторонним договорам купли-продажи мощности в соответствии с Методикой построения схемы платежей в неценовых зонах оптового рынка (приложение 56 к настоящему Регламенту).  Не позднее 8-го числа расчетного периода (в отношении расчетного периода = январь не позднее 1 (первого) рабочего дня года) КО формирует и передает в ЦФР в электронном виде в соответствии с приложением 2 к Правилам электронного документооборота системы электронного документооборота Коммерческого оператора реестры обязательств/требований по авансовым платежам по договорам купли-продажи/комиссии электрической энергии в НЦЗ на даты платежей (14, 28-е числа расчетного месяца) по формам приложения 38.12а к настоящему Регламенту. В случае если стоимость по договору купли-продажи/комиссии электрической энергии в НЦЗ равна нулю или не определена, такой договор не включается в передаваемые реестры.  С учетом полученных от КО реестров обязательств/требований по авансовым платежам по договорам купли-продажи/комиссии электрической энергии в НЦЗ ЦФР строит авансовые матрицы прикреплений, методика построения которых приведена в приложении 53.3 к настоящему Регламенту. По авансовым матрицам прикрепления формируются платежные обязательства в соответствии с приложением 53.3 к настоящему Регламенту.  Не позднее 14-го числа месяца, следующего за расчетным, КО определяет в целом за расчетный период и передает в ЦФР в электронном виде в соответствии с приложением 2 к Правилам электронного документооборота системы электронного документооборота Коммерческого оператора:   * итоговые реестры обязательств по договорам купли-продажи в НЦЗ (приложение 38.13а к настоящему Регламенту); * итоговые реестры требований по договорам комиссии НЦЗ (приложение 38.13а к настоящему Регламенту); * фактические обязательства за электроэнергию (приложение 38.13 к настоящему Регламенту); * фактическую стоимость покупки/продажи мощности (приложение 38.15 к настоящему Регламенту).   В случае если объем и стоимость по договору купли-продажи/комиссии электрической энергии в НЦЗ равны нулю или не определены, такой договор не включается в передаваемые реестры.  В случае если объем и стоимость, определенные для участника в НЦЗ в отношении договоров купли-продажи электрической энергии для ЕЗ, четырехсторонних договоров купли-продажи мощности на территориях субъектов Российской Федерации, не объединенных в ценовые зоны оптового рынка, равны нулю или не определены, указанные объемы и стоимость не включаются в передаваемую информацию.  С учетом полученных от КО итоговых реестров обязательств/требований по договорам купли-продажи/комиссии электрической энергии в НЦЗ за расчетный период ЦФР строит фактические матрицы прикреплений, методика построения которых приведена в приложении 53.3 к настоящему Регламенту. На основании фактических матриц прикрепления формируются платежные обязательства в соответствии с приложением 53.3 к настоящему Регламенту.  На основании полученных от КО фактических обязательств за электроэнергию (приложение 38.13 к настоящему Регламенту) ЦФР определяет расчетную стоимость единицы товара, объем и стоимость электрической энергии, проданной участником оптового рынка, ГТП которого отнесены ко второй неценовой зоне, в качестве продавца по договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ за расчетный период в соответствии с Методикой построения схемы платежей в неценовых зонах оптового рынка (приложение 56 к настоящему Регламенту).  … | **7.6. Порядок взаимодействия КО и ЦФР при проведении расчетов по обязательствам/требованиям на территории неценовых зон**  Не позднее третьего числа расчетного месяца *m* ЦФР в соответствии с порядком, указанным в приложении 46а к настоящему Регламенту, формирует Реестр участников оптового рынка, в отношении которых не формируются авансовые требования за расчетный период *m*, и направляет указанный реестр в КО на бумажном носителе с подписью уполномоченного лица.  Не позднее 8-го числа расчетного периода (в отношении расчетного периода = январь не позднее 1 (первого) рабочего дня года) КО в соответствии с п. 7.3 настоящего Регламента определяет авансовую стоимость электрической энергии и мощности, купленной/проданной участниками для формирования авансовых обязательств по совокупности четырехсторонних договоров купли-продажи мощности.  КО формирует и передает в ЦФР не позднее указанной даты в электронном виде в соответствии с приложением 2 к Правилам электронного документооборота системы электронного документооборота Коммерческого оператора авансовые обязательства за мощность по участникам оптового рынка (приложения 38.14 к настоящему Регламенту).  С учетом полученных от КО авансовых обязательств за мощность по форме приложения 38.14 к настоящему Регламенту ЦФР формирует платежные авансовые обязательства/требования по четырехсторонним договорам купли-продажи мощности в соответствии с Методикой построения схемы платежей в неценовых зонах оптового рынка (приложение 56 к настоящему Регламенту).  Не позднее 8-го числа расчетного периода (в отношении расчетного периода = январь не позднее 1 (первого) рабочего дня года) КО формирует и передает в ЦФР в электронном виде в соответствии с приложением 2 к Правилам электронного документооборота системы электронного документооборота Коммерческого оператора реестры обязательств/требований по авансовым платежам по договорам купли-продажи/комиссии электрической энергии в НЦЗ на даты платежей (14, 28-е числа расчетного месяца) по формам приложения 38.12а к настоящему Регламенту. В случае если стоимость по договору купли-продажи/комиссии электрической энергии в НЦЗ равна нулю или не определена, такой договор не включается в передаваемые реестры.  С учетом полученных от КО реестров обязательств/требований по авансовым платежам по договорам купли-продажи/комиссии электрической энергии в НЦЗ ЦФР строит авансовые матрицы прикреплений, методика построения которых приведена в приложении 53.3 к настоящему Регламенту. По авансовым матрицам прикрепления формируются платежные обязательства в соответствии с приложением 53.3 к настоящему Регламенту.  Не позднее 14-го числа месяца, следующего за расчетным, КО определяет в целом за расчетный период и передает в ЦФР в электронном виде в соответствии с приложением 2 к Правилам электронного документооборота системы электронного документооборота Коммерческого оператора:   * итоговые реестры обязательств по договорам купли-продажи в НЦЗ (приложение 38.13а к настоящему Регламенту); * итоговые реестры требований по договорам комиссии НЦЗ (приложение 38.13а к настоящему Регламенту); * фактическую стоимость покупки/продажи мощности (приложение 38.15 к настоящему Регламенту).   В случае если объем и стоимость по договору купли-продажи/комиссии электрической энергии в НЦЗ равны нулю или не определены, такой договор не включается в передаваемые реестры.  В случае если объем и стоимость, определенные для участника в НЦЗ в отношении четырехсторонних договоров купли-продажи мощности на территориях субъектов Российской Федерации, не объединенных в ценовые зоны оптового рынка, равны нулю или не определены, указанные объемы и стоимость не включаются в передаваемую информацию.  С учетом полученных от КО итоговых реестров обязательств/требований по договорам купли-продажи/комиссии электрической энергии в НЦЗ за расчетный период ЦФР строит фактические матрицы прикреплений, методика построения которых приведена в приложении 53.3 к настоящему Регламенту. На основании фактических матриц прикрепления формируются платежные обязательства в соответствии с приложением 53.3 к настоящему Регламенту.  … |
| **7.7** | **7.7 Порядок взаимодействия ЦФР, уполномоченной кредитной организации и участников оптового рынка при проведении расчетов**  Начиная с даты платежа ЦФР включает в сводный реестр платежей суммы авансовых платежных обязательств:   * по договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ, * по договорам комиссии НЦЗ, * по договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ, * по четырехсторонним договорам купли-продажи мощности –   с учетом порядка и очередности осуществления платежей, предусмотренных п. 2.3 настоящего Регламента, и передает сводный реестр платежей в уполномоченную кредитную организацию.  Начиная с 21-го числа месяца, следующего за расчетным, ЦФР включает в сводный реестр платежей суммы фактических платежных обязательств:   * по договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ, * по договорам комиссии НЦЗ, * по договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ, * по четырехсторонним договорам купли-продажи мощности, * по двусторонним договорам купли-продажи электрической энергии на территориях субъектов Российской Федерации, не объединенных в ценовые зоны оптового рынка, –   за расчетный период с учетом порядка и очередности осуществления платежей, предусмотренных п. 2.3 настоящего Регламента, и передает сводный реестр платежей в уполномоченную кредитную организацию. | **7.7 Порядок взаимодействия ЦФР, уполномоченной кредитной организации и участников оптового рынка при проведении расчетов**  Начиная с даты платежа ЦФР включает в сводный реестр платежей суммы авансовых платежных обязательств:   * по договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ, * по договорам комиссии НЦЗ, * по четырехсторонним договорам купли-продажи мощности –   с учетом порядка и очередности осуществления платежей, предусмотренных п. 2.3 настоящего Регламента, и передает сводный реестр платежей в уполномоченную кредитную организацию.  Начиная с 21-го числа месяца, следующего за расчетным, ЦФР включает в сводный реестр платежей суммы фактических платежных обязательств:   * по договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ, * по договорам комиссии НЦЗ, * по четырехсторонним договорам купли-продажи мощности, * по двусторонним договорам купли-продажи электрической энергии на территориях субъектов Российской Федерации, не объединенных в ценовые зоны оптового рынка, –   за расчетный период с учетом порядка и очередности осуществления платежей, предусмотренных п. 2.3 настоящего Регламента, и передает сводный реестр платежей в уполномоченную кредитную организацию. |
| **7.8** | **7.8 Порядок взаимодействия ЦФР и участников оптового рынка при заключении соглашений об изменении порядка оплаты предварительных авансовых обязательств/требований**  Участники оптового рынка (продавец и покупатель) вправе изменять порядок исполнения предварительных авансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ и четырехсторонним договорам купли-продажи мощности в пределах расчетного периода, заключив с участием ЦФР соглашение (отдельно для каждого договора) в трех экземплярах по форме приложения 61а и (или) 61б к настоящему Регламенту, с соблюдением следующих требований:  – оплата предварительных авансовых обязательств должна осуществляться в пределах соответствующего расчетного периода;  – даты платежей по предварительным авансовым обязательствам должны соответствовать датам платежей по предварительным авансовым обязательствам (соответственно, за электроэнергию, мощность), указанным в пункте 7.5 настоящего Регламента;  – размер оплаты предварительных авансовых обязательств на конкретную дату платежа устанавливается в процентах от размера предварительного авансового обязательства в расчетном периоде.  … | **7.8 Порядок взаимодействия ЦФР и участников оптового рынка при заключении соглашений об изменении порядка оплаты предварительных авансовых обязательств/требований**  Участники оптового рынка (продавец и покупатель) вправе изменять порядок исполнения предварительных авансовых обязательств/требований по четырехсторонним договорам купли-продажи мощности в пределах расчетного периода, заключив с участием ЦФР соглашение (отдельно для каждого договора) в трех экземплярах по форме приложения 61а и (или) 61б к настоящему Регламенту, с соблюдением следующих требований:  – оплата предварительных авансовых обязательств должна осуществляться в пределах соответствующего расчетного периода;  – даты платежей по предварительным авансовым обязательствам должны соответствовать датам платежей по предварительным авансовым обязательствам (соответственно, за электроэнергию, мощность), указанным в пункте 7.5 настоящего Регламента;  – размер оплаты предварительных авансовых обязательств на конкретную дату платежа устанавливается в процентах от размера предварительного авансового обязательства в расчетном периоде.  … |
|  | **Удалить приложение 38.12** | |

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

**Удалить позиции из приложения 2 к Правилам ЭДО СЭД КО**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Код формы | Наименование формы | Основание предоставления | Формат содержательной части | Отправитель | Получатель | Способ доставки | Подтверждение получения документом квитанцией | Необходимость шифрования | Идентификатор (OID), определяющий требуемые для подписания ЭД полномочия представителя участника ЭДО | Адрес электронной почты | Срок хранения в архиве | Срок доступа через интерфейс сайта |
| FRSBR\_NCZ\_REESTR\_AVANCE\_CFR | Авансовые обязательства за электроэнергию | Регламент № 16, п. 7.6, приложение 38.12 | xls | АТС | ЦФР | электронная почта (ASPMailer) | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 |  | 5 лет |  |
| FRSBR\_NCZ\_REESTR\_FACT\_CFR | Фактические обязательства за электроэнергию | Регламент № 16, п. 7.6, приложение 38.13 | xls | АТС | ЦФР | электронная почта (ASPMailer) | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 |  | 5 лет |  |

1. – за исключением новых субъектов Российской Федерации (к которым относятся территории Донецкой Народной Республики, Луганской Народной Республики, Запорожской области и Херсонской области). [↑](#footnote-ref-2)
2. – за исключением новых субъектов Российской Федерации (к которым относятся территории Донецкой Народной Республики, Луганской Народной Республики, Запорожской области и Херсонской области). [↑](#footnote-ref-3)
3. – за исключением новых субъектов Российской Федерации (к которым относятся территории Донецкой Народной Республики, Луганской Народной Республики, Запорожской области и Херсонской области). [↑](#footnote-ref-4)
4. – за исключением новых субъектов Российской Федерации (к которым относятся территории Донецкой Народной Республики, Луганской Народной Республики, Запорожской области и Херсонской области). [↑](#footnote-ref-5)
5. – за исключением новых субъектов Российской Федерации (к которым относятся территории Донецкой Народной Республики, Луганской Народной Республики, Запорожской области и Херсонской области). [↑](#footnote-ref-6)
6. – за исключением новых субъектов Российской Федерации (к которым относятся территории Донецкой Народной Республики, Луганской Народной Республики, Запорожской области и Херсонской области). [↑](#footnote-ref-7)