**I.6. 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 № 1.6.1**

|  |
| --- |
| **Инициатор:** Ассоциация «НП Совет рынка».  **Обоснование:** предлагается:   * внести изменения в Регламент финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии (Приложение № 16 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка, далее – ДОП) в части формирования стоимости услуг инфраструктутрных организаций в связи с отнесением неценовых зон Дальнего Востока, Архангельской области, Республики Коми к ценовым зонам оптового рынка, а также иные изменения уточняющего характера; * в Регламенте финансовых расчетов уточнить порядок определения цены на мощность по договорам на модернизацию на отдельных территориях бывших неценовых зон, в том числе порядок определения топливных затрат, а также уточнить сроки направления Уведомлений ВР в январе 2025 года; * в Регламенте определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности (Приложение № 13 к ДОП) исправить «неценовые зоны оптового рынка» на «территории, ранее относившиеся к неценовым зонам»; * в Регламент определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке (Приложение № 13.2 к ДОП) внести уточнения в части исключения расчета авансов в январе 2025 года в отношении объектов, расположенных на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, и отнесенных к ВР; * внести изменения Регламент проведения ОПВ (Приложение № 27 к ДОП), предусматривающие уточнение порядка определения совокупной величины требований, определяющих достаточность обеспечения по договорам, заключенным участником на оптовом рынке электрической энергии и мощности, в части учета стоимости электрической энергии и мощности, купленной/проданной участником оптового рынка по договорам, заключенным на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам; * в Регламент проведения отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций в части включения электростанций, функционирующих на территориях Архангельской области, Республики Коми и Дальнего Востока, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, в Перечень территорий, по которым определяются значения максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации при проведении отбора проектов модернизации; * в стандартной форме ДОП уточнить порядок заключения договоров модернизации на отдельных территориях, предусмотрев, что они заключаются в отношении генерирующего объекта при условии наступления даты начала исполнения обязательств по поставке мощности такого объекта в Перечне генерирующих объектов тепловых электростанций, подлежащих модернизации (реконструкции) или строительству в неценовых зонах оптового рынка электрической энергии и мощности; * в стандартной форме договора купли-продажи мощности по регилуремым ценам (приложение № Д 24.3 к ДОП) уточнить, что договор действует до исполнения обязательств сторонами (без конкраетной даты, ограничевающей срок действия договора); * предусмотреть в регламентах оптового рынка порядок определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке по новым механизмам торговли мощностью, внедрение которых вызвано распространением механизмов конкурентного рыночного ценообразования на электрическую энергию и мощность на территориях неценовых зон оптового рынка электрической энергии и мощности. * в Регламенте коммерческого учета электроэнергии и мощности (Приложение № 11 к ДОП) уточнить порядок определения объемов фактического потребления электрической энергии для внутризональных энергорайонов, включенных в ГТП потребления, отнесенных к территории Иркутской области.   **Дата вступления в силу:** с даты вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам установления особенностей функционирования оптового и розничных рынков электрической энергии и мощности на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка», но не ранее 1 января 2025 года. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в СТАНДАРТНУЮ ФОРМУ ДОГОВОРА О ПРИСОЕДИНЕНИИ К ТОРГОВОЙ СИСТЕМЕ ОПТОВОГО РЫНКА**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **18`.65** | 18`.65. Договоры на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, заключаются Коммерческим оператором, действующим в качестве коммерческого представителя в порядке, установленном Регламентом коммерческого представительства на оптовом рынке (Приложение № 31 к настоящему Договору), от имени продавцов и покупателей. Участники оптового рынка, которым по состоянию на 01.01.2025 предоставлено право участия в торговле электрической энергией (мощностью), заключают такие договоры не позднее 31.01.2025. | 18`.65. Договоры на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, заключаются Коммерческим оператором, действующим в качестве коммерческого представителя в порядке, установленном Регламентом коммерческого представительства на оптовом рынке (Приложение № 31 к настоящему Договору), от имени продавцов и покупателей. Такие договоры заключаются не позднее последнего числа месяца Участниками оптового рынка, которым по состоянию на первое число соответствующего месяца предоставлено право участия в торговле электрической энергией и (или) мощностью при условии, что по состоянию на первое число указанного месяца наступила дата начала поставки мощности, указанная в утвержденном Правительством Российской Федерации перечне генерирующих объектов, подлежащих модернизации (реконструкции) или строительству на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам (до утверждения такого перечня – в утвержденном Правительством Российской Федерации Перечне генерирующих объектов тепловых электростанций, подлежащих модернизации (реконструкции) или строительству в неценовых зонах оптового рынка электрической энергии и мощности). |

**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**  (с учетом изменений, принятых на заседаниях Наблюдательного совета 22.10.2024, 26.11.2024) | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **2.2** | **2.2. Торговый счет**  В целях проведения расчетов участники оптового рынка, ФСК, СО, исполнители услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии открывают в уполномоченной кредитной организации основной счет и торговый счет.  Наличие указанных счетов участника оптового рынка, ФСК, исполнителя услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии является необходимым условием для проведения расчетов:  …  за электрическую энергию по договору купли-продажи электрической энергии по свободным (нерегулируемым) ценам в целях компенсации потерь в электрических сетях (в ценовой зоне);  … | **2.2. Торговый счет**  В целях проведения расчетов участники оптового рынка, ФСК, СО, исполнители услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии открывают в уполномоченной кредитной организации основной счет и торговый счет.  Наличие указанных счетов участника оптового рынка, ФСК, исполнителя услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии является необходимым условием для проведения расчетов:  …  за электрическую энергию по договорам купли-продажи электрической энергии в целях компенсации потерь в электрических сетях, продавцом в которых выступает ЦФР;  … |
| **2.3.3** | **2.3.3. Очередность среди обязательств, дата платежа по которым наступила в одну календарную дату, за расчетный период после 1 июля 2013 года**  а) Среди обязательств, дата платежа по которым наступила в одну календарную дату **(14, 21, 28-е число месяца)**, устанавливается следующая очередность погашения:  …  В 26-ю очередь погашаются обязательства по оплате электрической энергии по договору купли-продажи электрической энергии по свободным (нерегулируемым) ценам в целях компенсации потерь в электрических сетях (в ценовой зоне).  …  б) Среди обязательств по оплате неустойки (пени), дата платежа по которым наступила в одну календарную дату, устанавливается следующая очередность погашения:  …  В 25-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по договору купли-продажи электрической энергии по свободным (нерегулируемым) ценам в целях компенсации потерь в электрических сетях (в ценовой зоне).  … | **2.3.3. Очередность среди обязательств, дата платежа по которым наступила в одну календарную дату, за расчетный период после 1 июля 2013 года**  а) Среди обязательств, дата платежа по которым наступила в одну календарную дату **(14, 21, 28-е число месяца)**, устанавливается следующая очередность погашения:  …  В 26-ю очередь погашаются обязательства по оплате электрической энергии по договорам купли-продажи электрической энергии в целях компенсации потерь в электрических сетях.  …  б) Среди обязательств по оплате неустойки (пени), дата платежа по которым наступила в одну календарную дату, устанавливается следующая очередность погашения:  …  В 25-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по договорам купли-продажи электрической энергии в целях компенсации потерь в электрических сетях.  … |
| **4.4.1** | **4.4.1. Порядок взаимодействия КО и участников оптового рынка при проведении расчетов на рынке на сутки вперед**  …  КО не позднее 10-го числа месяца, следующего за расчетным (в отношении расчетного месяца, равного декабрю, не позднее 3-го (третьего) рабочего дня января, но не ранее 10 января), направляет в электронном виде с ЭП сторонам по договорам купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (для участников оптового рынка, признанных банкротами) уведомления об объемах и стоимости по договорам купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (для участников оптового рынка, признанных банкротами) (по форме, указанной в приложении 11.3 к настоящему Регламенту). | **4.4.1. Порядок взаимодействия КО и участников оптового рынка при проведении расчетов на рынке на сутки вперед**  …  КО не позднее 10-го числа месяца, следующего за расчетным (в отношении расчетного месяца, равного декабрю, не позднее 3-го (третьего) рабочего дня января, но не ранее 10 января), направляет в электронном виде с ЭП сторонам по договорам купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (для участников оптового рынка, признанных банкротами) уведомления об объемах и стоимости по договорам купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (для участников оптового рынка, признанных банкротами) (по форме, указанной в приложении 11.3 к настоящему Регламенту).  Отчеты по формированию предварительных обязательств/требований на РСВ за соответствующие операционные сутки (приложение 10 к настоящему Регламенту), реестры обязательств/требований по авансовым платежам по договорам купли-продажи / комиссии на РСВ за расчетный период (по формам, указанным в приложениях 11, 11.7 к настоящему регламенту), реестры обязательств/требований по договорам купли-продажи / комиссии на РСВ за расчетный период (по формам, указанным в приложениях 11б и 11в к настоящему Регламенту), аналитические отчеты по обязательствам/требованиям на РСВ за расчетный период (по формам, указанным в приложениях 11.9 и 11.10 к настоящему Регламенту), отчеты о величине увеличения требований в результате осуществления пусков единиц генерирующего оборудования, запланированного по ВСВГО для участника (по форме, установленной приложением 11д к данному Регламенту), отчеты о величине увеличения требований, обусловленной компенсацией затрат на производство электрической энергии в рамках процедуры проверки наличия резервов мощности (по форме, установленной приложением 11ж к данному Регламенту), уведомления об объемах и стоимости по договорам купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (для участников оптового рынка, признанных банкротами) (по форме, указанной в приложении 11.3 к настоящему Регламенту) до 31.12.2028 формируются отдельно для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам. |
| **4.4.2** | **4.4.2 Порядок взаимодействия КО и ЦФР при проведении расчетов на рынке на сутки вперед**  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.  9-го и 23-го числа расчетного месяца КО формирует реестры обязательств/ требований по авансовым платежам по договорам купли-продажи/комиссии на РСВ участников оптового рынка по результатам конкурентного отбора заявок на сутки вперед за период *ti* (*i* = 1, 2), определенный в соответствии с п. 4.3.3 настоящего Регламента (приложения 11.1, 11.2 к настоящему Регламенту), и передает их в ЦФР в электронном виде в соответствии с приложением 2 к Правилам электронного документооборота системы электронного документооборота Коммерческого оператора. В отношении расчетного периода = январь указанные реестры за период с 1 по 9 января предоставляются ЦФР в электронном виде в соответствии с приложением 2 к Правилам электронного документооборота системы электронного документооборота Коммерческого оператора не позднее чем за 4 (четыре) рабочих дня до даты авансового платежа. В случае если 1-го числа расчетного периода завершена реорганизация участника оптового рынка, КО формирует и предоставляет указанные реестры обязательств/требований по авансовым платежам в отношении участника оптового рынка – правопреемника.  Также не позднее седьмого календарного дня месяца, следующего за расчетным (в отношении расчетного месяца = декабрь не позднее восьмого календарного дня января), КО формирует и передает ЦФР в электронном виде в соответствии с приложением 2 к Правилам электронного документооборота системы электронного документооборота Коммерческого оператора реестры обязательств/требований по договорам купли-продажи / комиссии на РСВ за расчетный период участников оптового рынка (приложения 11.5 и 11.6 к настоящему Регламенту) в электронном виде в соответствии с приложением 2 к Правилам электронного документооборота системы электронного документооборота Коммерческого оператора.  Не позднее 16-го числа месяца, следующего за расчетным, КО определяет стоимость объемов электроэнергии, купленной/проданной по договорам купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (для участников оптового рынка, признанных банкротами) за расчетный период, и передает в ЦФР в электронном виде в соответствии с приложением 2 к Правилам электронного документооборота системы электронного документооборота Коммерческого оператора реестр договоров купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (для участников оптового рынка, признанных банкротами) (приложение 11.4 к настоящему Регламенту).  Формирование и передача КО ЦФР реестров обязательств/ требований по авансовым платежам по договорам купли-продажи/комиссии на РСВ за расчетный период, а также реестров обязательств/требований по договорам купли-продажи/комиссии на РСВ за расчетный период осуществляется в указанные даты или в первый рабочий день, следующий за датой, если она приходится на нерабочий день.  С учетом полученных от КО реестров обязательств/требований по авансовым платежам по договорам купли-продажи/комиссии на РСВ, за расчетный период и Реестров обязательств/требований по договорам купли-продажи/комиссии на РСВ за расчетный период ЦФР строит соответственно авансовую и фактическую матрицы прикреплений, методика построения которых приведена в приложении 53.1 к настоящему Регламенту. По авансовой и фактической матрицам прикреплений формируются платежные обязательства, методика формирования которых приведена в приложении 53.2 к настоящему Регламенту.  … | **4.4.2 Порядок взаимодействия КО и ЦФР при проведении расчетов на рынке на сутки вперед**  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.  9-го и 23-го числа расчетного месяца КО формирует реестры обязательств/ требований по авансовым платежам по договорам купли-продажи/комиссии на РСВ участников оптового рынка по результатам конкурентного отбора заявок на сутки вперед за период *ti* (*i* = 1, 2), определенный в соответствии с п. 4.3.3 настоящего Регламента (приложения 11.1, 11.2 к настоящему Регламенту), и передает их в ЦФР в электронном виде в соответствии с приложением 2 к Правилам электронного документооборота системы электронного документооборота Коммерческого оператора. В отношении расчетного периода = январь указанные реестры за период с 1 по 9 января предоставляются ЦФР в электронном виде в соответствии с приложением 2 к Правилам электронного документооборота системы электронного документооборота Коммерческого оператора не позднее чем за 4 (четыре) рабочих дня до даты авансового платежа. В случае если 1-го числа расчетного периода завершена реорганизация участника оптового рынка, КО формирует и предоставляет указанные реестры обязательств/требований по авансовым платежам в отношении участника оптового рынка – правопреемника.  Также не позднее седьмого календарного дня месяца, следующего за расчетным (в отношении расчетного месяца = декабрь не позднее восьмого календарного дня января), КО формирует и передает ЦФР в электронном виде в соответствии с приложением 2 к Правилам электронного документооборота системы электронного документооборота Коммерческого оператора реестры обязательств/требований по договорам купли-продажи / комиссии на РСВ за расчетный период участников оптового рынка (приложения 11.5 и 11.6 к настоящему Регламенту) в электронном виде в соответствии с приложением 2 к Правилам электронного документооборота системы электронного документооборота Коммерческого оператора.  Не позднее 16-го числа месяца, следующего за расчетным, КО определяет стоимость объемов электроэнергии, купленной/проданной по договорам купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (для участников оптового рынка, признанных банкротами) за расчетный период, и передает в ЦФР в электронном виде в соответствии с приложением 2 к Правилам электронного документооборота системы электронного документооборота Коммерческого оператора реестр договоров купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (для участников оптового рынка, признанных банкротами) (приложение 11.4 к настоящему Регламенту).  Реестры обязательств/требований по авансовым платежам по договорам купли-продажи / комиссии на РСВ за расчетный период и реестры обязательств/требований по договорам купли-продажи / комиссии на РСВ за расчетный период, реестры договоров купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (для участников оптового рынка, признанных банкротами) формируются для территории, включающей первую ценовую зону и вторую ценовую зону (до 31.12.2028 реестры формируются отдельно для территории, включающей первую ценовую зону и вторую ценовую зону, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, и для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам).  Формирование и передача КО ЦФР реестров обязательств/ требований по авансовым платежам по договорам купли-продажи/комиссии на РСВ за расчетный период, а также реестров обязательств/требований по договорам купли-продажи/комиссии на РСВ за расчетный период осуществляется в указанные даты или в первый рабочий день, следующий за датой, если она приходится на нерабочий день.  С учетом полученных от КО реестров обязательств/требований по авансовым платежам по договорам купли-продажи/комиссии на РСВ, за расчетный период и Реестров обязательств/требований по договорам купли-продажи/комиссии на РСВ за расчетный период ЦФР строит соответственно авансовую и фактическую матрицы прикреплений, методика построения которых приведена в приложении 53.1 к настоящему Регламенту. По авансовой и фактической матрицам прикреплений формируюся платежные обязательства, методика формирования которых приведена в приложении 53.2 к настоящему Регламенту.  … |
| **5.5** | **5.5 Порядок взаимодействия КО и ЦФР при проведении расчетов по обязательствам/требованиям на балансирующем рынке**  Не позднее 14-го числа месяца, следующего за расчетным, КО определяет стоимость объемов электроэнергии, купленной/проданной по договорам купли-продажи на БР и договорам комиссии на БР за расчетный период, 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 договорам купли-продажи/комиссии на продажу электроэнергии для балансирования системы, включающие в себя обязательства по договорам купли-продажи на БР и требования по договорам комиссии на БР (приложения 36.1 и 36.2 к настоящему Регламенту).  С учетом полученных от КО реестров обязательств/требований по договорам купли-продажи/комиссии для балансирования системы за расчетный период ЦФР строит фактическую матрицу прикреплений, методика построения которой приведена в приложении 53.1 к настоящему Регламенту. По фактической матрице прикреплений формируются платежные обязательства, методика формирования которых приведена в приложении 53.2 к настоящему Регламенту.  Не позднее 16-го числа месяца, следующего за расчетным, КО определяет стоимость объемов электроэнергии, купленной/проданной по договорам купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы (для участников оптового рынка, признанных банкротами) за расчетный период, и передает в ЦФР в электронном виде в соответствии с приложением 2 к Правилам электронного документооборота системы электронного документооборота Коммерческого оператора реестр договоров купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы (для участников оптового рынка, признанных банкротами) (приложение 36.5 к настоящему Регламенту). | **5.5 Порядок взаимодействия КО и ЦФР при проведении расчетов по обязательствам/требованиям на балансирующем рынке**  Не позднее 14-го числа месяца, следующего за расчетным, КО определяет стоимость объемов электроэнергии, купленной/проданной по договорам купли-продажи на БР и договорам комиссии на БР за расчетный период, 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 договорам купли-продажи/комиссии на продажу электроэнергии для балансирования системы, включающие в себя обязательства по договорам купли-продажи на БР и требования по договорам комиссии на БР (приложения 36.1 и 36.2 к настоящему Регламенту).  Реестры обязательств/требований по договорам купли-продажи / комиссии на продажу электроэнергии для балансирования системы формируются для территории, включающей первую ценовую зону и вторую ценовую зону (до 31.12.2028 реестры формируются отдельно для территории, включающей первую ценовую зону и вторую ценовую зону, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, и для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам).  С учетом полученных от КО реестров обязательств/требований по договорам купли-продажи/комиссии для балансирования системы за расчетный период ЦФР строит фактическую матрицу прикреплений, методика построения которой приведена в приложении 53.1 к настоящему Регламенту. По фактической матрице прикреплений формируются платежные обязательства, методика формирования которых приведена в приложении 53.2 к настоящему Регламенту.  Не позднее 16-го числа месяца, следующего за расчетным, КО определяет стоимость объемов электроэнергии, купленной/проданной по договорам купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы (для участников оптового рынка, признанных банкротами) за расчетный период, и передает в ЦФР в электронном виде в соответствии с приложением 2 к Правилам электронного документооборота системы электронного документооборота Коммерческого оператора реестр договоров купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы (для участников оптового рынка, признанных банкротами) (приложение 36.5 к настоящему Регламенту). |
| **6.1.5** | КО не позднее 7 (седьмого) числа расчетного месяца (в отношении расчетного месяца *m* = январь не позднее 5 (пятого) рабочего дня января, в отношении расчетного месяца *m* = март 2021 года не позднее 9 марта 2021 года) формирует и размещает для участников оптового рынка на своем официальном сайте, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом, уведомление об объемах мощности, определенной для поставки с использованием генерирующих объектов, мощность которых поставляется в вынужденном режиме, и сроках поставки мощности (приложение 69 настоящего Регламента) за расчетный месяц в отношении каждого года поставки, на который проведен КОМ, с указанием информации в отношении каждого месяца года поставки, если расчетный месяц не принадлежит году поставки, или с указанием информации начиная с данного расчетного месяца, если расчетный месяц принадлежит году поставки. 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», в уведомлении указывается информация, начиная с данного расчетного месяца до конца текущего года поставки. Указанные уведомления формируются на основании обязательств по поставке мощности в вынужденном режиме, определенных в соответствии с п. 4 *Регламента отнесения генерирующих объектов к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме* (Приложение № 19.7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  …  КО не позднее 10-го числа расчетного месяца (в отношении расчетного месяца *m* = январь не позднее чем за 4 (четыре) рабочих дня до даты авансового платежа) размещает для участников оптового рынка в электронном виде с применением ЭП на своем официальном сайте, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом персонифицированные реестры авансовых требований по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, на даты платежей *d* (приложение 40.2 настоящего Регламента) и реестры авансовых обязательств по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, содержащие отличные от нуля значения авансовых обязательств/требований за расчетный период, на даты платежей *d* (приложение 40.4 настоящего Регламента).  … | КО не позднее 7 (седьмого) числа расчетного месяца (в отношении расчетного месяца *m* = январь не позднее 5 (пятого) рабочего дня января, в отношении расчетного месяца *m* = март 2021 года не позднее 9 марта 2021 года, в отношении расчетного месяца *m* = январь 2025 года не позднее 21 января 2025 года) формирует и размещает для участников оптового рынка на своем официальном сайте, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом, уведомление об объемах мощности, определенной для поставки с использованием генерирующих объектов, мощность которых поставляется в вынужденном режиме, и сроках поставки мощности (приложение 69 настоящего Регламента) за расчетный месяц в отношении каждого года поставки, на который проведен КОМ, с указанием информации в отношении каждого месяца года поставки, если расчетный месяц не принадлежит году поставки, или с указанием информации начиная с данного расчетного месяца, если расчетный месяц принадлежит году поставки. 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», в уведомлении указывается информация, начиная с данного расчетного месяца до конца текущего года поставки. Указанные уведомления формируются на основании обязательств по поставке мощности в вынужденном режиме, определенных в соответствии с п. 4 *Регламента отнесения генерирующих объектов к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме* (Приложение № 19.7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  …  КО не позднее 10-го числа расчетного месяца (в отношении расчетного месяца *m* = январь не позднее чем за 4 (четыре) рабочих дня до даты авансового платежа, в отношении расчетного месяца *m* = январь 2025 года не позднее чем за 3 (три) рабочих дня до даты авансового платежа) размещает для участников оптового рынка в электронном виде с применением ЭП на своем официальном сайте, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом персонифицированные реестры авансовых требований по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, на даты платежей *d* (приложение 40.2 настоящего Регламента) и реестры авансовых обязательств по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, содержащие отличные от нуля значения авансовых обязательств/требований за расчетный период, на даты платежей *d* (приложение 40.4 настоящего Регламента).  … |
| **6.1.6** | КО не позднее 7 (седьмого) числа расчетного месяца (в отношении расчетного месяца *m* = январь не позднее 5 (пятого) рабочего дня января) направляет ЦФР в электронном виде с ЭП Реестр договоров купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме (приложение 91 настоящего Регламента), в отношении каждого года поставки, на который проведен КОМ, за расчетный период, с учетом особенностей, описанных ниже.  …  Не позднее 10-го числа расчетного месяца (в отношении расчетного месяца *m* = январь не позднее чем за 4 (четыре) рабочих дня до даты авансового платежа) КО определяет величины авансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, на даты платежей *d* и передает в ЦФР в электронном виде с ЭП реестры авансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, содержащие отличные от нуля значения авансовых обязательств/требований за расчетный период, на даты платежей *d* (приложение 40 настоящего Регламента).  … | КО не позднее 7 (седьмого) числа расчетного месяца (в отношении расчетного месяца *m* = январь не позднее 5 (пятого) рабочего дня января, в отношении расчетного месяца *m* = январь 2025 года не позднее 21 января 2025 года) направляет ЦФР в электронном виде с ЭП Реестр договоров купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме (приложение 91 настоящего Регламента), в отношении каждого года поставки, на который проведен КОМ, за расчетный период, с учетом особенностей, описанных ниже.  …  Не позднее 10-го числа расчетного месяца (в отношении расчетного месяца *m* = январь не позднее чем за 4 (четыре) рабочих дня до даты авансового платежа, в отношении расчетного месяца *m* = январь 2025 года не позднее чем за 3 (три) рабочих дня до даты авансового платежа) КО определяет величины авансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, на даты платежей *d* и передает в ЦФР в электронном виде с ЭП реестры авансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, содержащие отличные от нуля значения авансовых обязательств/требований за расчетный период, на даты платежей *d* (приложение 40 настоящего Регламента).  … |
| **8.1** | **8. РАСЧЕТ ФИНАНСОВЫХ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ/ТРЕБОВАНИЙ И ПОРЯДОК ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ МЕЖДУ УЧАСТНИКАМИ ОПТОВОГО РЫНКА, ЦФР И ФСК**  **8.1. Предмет расчетов**  Между ЦФР и ФСК производятся расчеты обязательств/требований по оплате электрической энергии по договору купли-продажи электрической энергии по свободным (нерегулируемым) ценам в целях компенсации потерь в электрических сетях (в ценовой зоне).  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 ФСК производятся расчеты обязательств/требований по оплате электрической энергии по договорам купли-продажи электрической энергии в целях компенсации потерь в электрических сетях (Приложение № Д 2.5.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) (далее – договоры купли-продажи электрической энергии в целях компенсации потерь в сетях).  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. |
| **8.2** | **8.2. Даты платежей**  ФСК обязана осуществлять оплату электрической энергии по заключенному ФСК договору купли-продажи электрической энергии по свободным (нерегулируемым) ценам в целях компенсации потерь в электрических сетях (в ценовой зоне) в размере, определенном в соответствии с настоящим Регламентом.  Датой итоговых платежей за расчетный месяц является 21-е число месяца, следующего за расчетным.  Платежи проводятся в указанную дату платежа, если она является рабочим днем, в противном случае – в первый рабочий день после указанной даты. | **8.2. Даты платежей**  ФСК обязана осуществлять оплату электрической энергии по заключенным ФСК договорам купли-продажи в целях компенсации потерь в электрических сетях в размере, определенном в соответствии с настоящим Регламентом.  Датой итоговых платежей за расчетный месяц является 21-е число месяца, следующего за расчетным.  Платежи проводятся в указанную дату платежа, если она является рабочим днем, в противном случае – в первый рабочий день после указанной даты. |
| **8.3** | **8.3. Порядок расчета обязательств ФСК по оплате электрической энергии, купленной по договору купли-продажи в целях компенсации потерь в сетях**  **8.3.1. Порядок расчета фактических финансовых обязательств за электрическую энергию, купленную ФСК по договору купли-продажи в целях компенсации потерь в сетях (в ценовой зоне)**  Объем покупки электрической энергии в месяце *m* в целях компенсации потерь в сетях ФСК по договору купли-продажи электрической энергии в целях компенсации потерь в сетях (в ценовой зоне)  определяется КО по следующей формуле:  … | **8.3. Порядок расчета обязательств ФСК по оплате электрической энергии, купленной по договорам купли-продажи электрической энергии в целях компенсации потерь в сетях**  **8.3.1. Порядок расчета фактических финансовых обязательств за электрическую энергию, купленную ФСК по договорам** **купли-продажи электрической энергии в целях компенсации потерь в сетях**  Объем покупки электрической энергии в месяце *m* в целях компенсации потерь в сетях ФСК по договору купли-продажи электрической энергии в целях компенсации потерь в сетях  определяется КО по следующей формуле:  … |
| **8.4** | 8.4. Порядок взаимодействия КО и ЦФР при расчете обязательств/требований по договорам комиссии и купли-продажи в целях компенсации потерь в сетях (в ценовой зоне) Не позднее 14-го числа месяца, следующего за расчетным, КО передает ЦФР в электронном виде с ЭП итоговый Реестр по договору купли-продажи по покупке ПАО «Россети» электрической энергии в целях компенсации потерь по форме приложения 39 к настоящему Регламенту. | 8.4. Порядок взаимодействия КО и ЦФР при расчете обязательств/требований по договорам комиссии и купли-продажи электрической энергии в целях компенсации потерь в сетях Не позднее 14-го числа месяца, следующего за расчетным, КО передает ЦФР в электронном виде с ЭП итоговые реестры по договорам купли-продажи электрической энергии в целях компенсации потерь по форме приложения 39 к настоящему Регламенту (до 31.12.2028 реестры формируются отдельно для территории, включающей первую ценовую зону и вторую ценовую зону, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, и для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам). |
| **8.5** | 8.5. Порядок взаимодействия ЦФР, уполномоченной кредитной организации и ФСК при расчете обязательств по договору купли-продажи в целях компенсации потерь в сетях на дату платежа (в ценовой зоне) Начиная с 21-го числа месяца, следующего за расчетным, ЦФР включает в сводный реестр платежей суммы фактических платежных обязательств по договору купли-продажи электрической энергии по свободным (нерегулируемым) ценам в целях компенсации потерь в электрических сетях (в ценовой зоне) с ФСК с учетом очередности и порядка осуществления платежей, предусмотренного п. 2.3 настоящего Регламента, и передает сводный реестр платежей в уполномоченную кредитную организацию.  Величина денежных средств *D*, рассчитанная в соответствии с приложением 53.1 настоящего Регламента как разница между суммой денежных средств, причитающихся ЦФР от ФСК по договорам купли-продажи, и суммой денежных средств, причитающихся участнику оптового рынка по договору комиссии (комитенту):  – при *D* < 0 подлежит возмещению комитенту за счет ЦФР (комиссионера) и относится на финансовый результат ЦФР (комиссионера);  – при *D* > 0 признается дополнительной выгодой ЦФР (комиссионера), не подлежит распределению между комиссионером и комитентом и относится на финансовый результат комиссионера. | 8.5. Порядок взаимодействия ЦФР, уполномоченной кредитной организации и ФСК при расчете обязательств по договорам купли-продажи электрической энергии в целях компенсации потерь в сетях на дату платежа 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 целях компенсации потерь в электрических сетях с ФСК с учетом очередности и порядка осуществления платежей, предусмотренного п. 2.3 настоящего Регламента, и передает сводный реестр платежей в уполномоченную кредитную организацию.  Величина денежных средств *D*, рассчитанная в соответствии с приложением 53.1 настоящего Регламента как разница между суммой денежных средств, причитающихся ЦФР от ФСК по договорам купли-продажи, и суммой денежных средств, причитающихся участнику оптового рынка по договору комиссии (комитенту):  – при *D* < 0 подлежит возмещению комитенту за счет ЦФР (комиссионера) и относится на финансовый результат ЦФР (комиссионера);  – при *D* > 0 признается дополнительной выгодой ЦФР (комиссионера), не подлежит распределению между комиссионером и комитентом и относится на финансовый результат комиссионера. |
| **9.2** | КО ежемесячно публикует на своем официальном сайте, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом, персонально для каждого участника оптового рынка с использованием электронной подписи следующую информацию:  …   * реестр договоров поручительства для обеспечения исполнения обязательств покупателя с ценозависимым потреблением по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности по форме, установленной приложением 24 к настоящему Регламенту; * реестр договоров купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам по форме, установленной приложением 24.10 к настоящему Регламенту; * реестр договоров на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, по форме, установленной приложением 24.11 к настоящему Регламенту;   … | КО ежемесячно публикует на своем официальном сайте, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом, персонально для каждого участника оптового рынка с использованием электронной подписи следующую информацию:  …   * реестр договоров поручительства для обеспечения исполнения обязательств покупателя с ценозависимым потреблением по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности по форме, установленной приложением 24 к настоящему Регламенту; * реестр договоров купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам по форме, установленной приложением 24.10 к настоящему Регламенту; * реестр договоров на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, по форме, установленной приложением 24.11 к настоящему Регламенту; * реестр договоров купли-продажи мощности по регулируемым ценам по форме, установленной приложением 24.12 к настоящему Регламенту;   … |
| **10.5** | **10.5. Определение средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в отношении расчетного периода *m***  …  При расчете начиная с расчетного периода января 2025 года до расчетного периода декабря 2028 года включительно не учитываются ГТП потребления (экспорта) q, с использованием которых осуществлялась торговля электрической энергией и мощностью в расчетном периоде m–1 на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка (sz = 3).  …  – размер штрафа за неготовность поставить мощность по договору на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i,* приходящийся на ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j (i ≠ j*), в расчетном периоде *m–*1 в ценовой зоне *z*, определенный в соответствии с п. 31.1.3 настоящего Регламента. При определении составляющих предельных уровней нерегулируемых цен за расчетные периоды январь – март 2025 года величина принимается равной 0; при определении составляющих предельных уровней нерегулируемых цен за апрель 2025 года:  ;  …  – цена мощности, определяемая в соответствии с пунктом 30.4.1 настоящего Регламента. При определении за расчетный период *m* = январь 2025 года для *z* = 1 руб./МВт, для *z =* 2 руб./МВт;  …  где – плановый объем продажи мощности по договорам купли-продажи мощности на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, в отношении ГТП генерации участника оптового рынка *i*, используемый для расчета средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в расчетном периоде *m,* определенный в соответствии с п. 17.9 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – регулируемая цена (тариф) на мощность, установленная федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов в отношении месяца *m* (периода, соответствующего месяцу *m*) и генерирующего объекта, который соответствует ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*.  …  где – объем мощности, фактически поставленной в месяце *m–*1 в ценовой зоне *z* по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, производимой ГТП генерации участника оптового рынка *i* и приобретаемой в ГТП потребления (экспорта) участника оптового рынка *j (i=j)*, определенный в соответствии с пунктом 3.9 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  – регулируемая цена (тариф) на мощность, установленная федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов в отношении месяца *m–*1 (периода, соответствующего месяцу *m–*1) и генерирующего объекта, который соответствует ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*;  … | **10.5. Определение средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в отношении расчетного периода *m***  …  При расчете начиная с расчетного периода января 2025 года до расчетного периода декабря 2028 года включительно не учитываются ГТП потребления (экспорта) q, с использованием которых осуществлялась торговля электрической энергией и мощностью в расчетном периоде m–1 на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка (sz = 3).  …  – размер штрафа за неготовность поставить мощность по договору на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i,* приходящийся на ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j (i ≠ j*), в расчетном периоде *m–*1 в ценовой зоне *z*, определенный в соответствии с п. 31.2.3 настоящего Регламента. При определении составляющих предельных уровней нерегулируемых цен за расчетные периоды январь – март 2025 года величина принимается равной 0; при определении составляющих предельных уровней нерегулируемых цен за апрель 2025 года:  ;  …  – цена мощности, определяемая в соответствии с пунктом 30.1.4.1 настоящего Регламента. При определении за расчетный период *m* = январь 2025 года для *z* = 1 руб./МВт, для *z =* 2 руб./МВт;  …  где – плановый объем продажи мощности по договорам купли-продажи мощности на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, в отношении ГТП генерации участника оптового рынка *i*, используемый для расчета средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в расчетном периоде *m,* определенный в соответствии с п. 17.9 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – регулируемая цена (тариф) на мощность, установленная федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов, определяемая в соответствии с пунктом 32.6 настоящего Регламента в отношении месяца *m* и генерирующего объекта, который соответствует ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*.  …  где – объем мощности, фактически поставленной в месяце *m–*1 в ценовой зоне *z* по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, производимой ГТП генерации участника оптового рынка *i* и приобретаемой в ГТП потребления (экспорта) участника оптового рынка *j (i=j)*, определенный в соответствии с пунктом 3.9 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  – регулируемая цена (тариф) на мощность, установленная федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов, определяемая в соответствии с пунктом 32.6 настоящего Регламента в отношении месяца *m–*1 и генерирующего объекта, который соответствует ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*;  … |
| **10.7** | …  – коэффициент, равный соотношению совокупного объема продажи электрической энергии по всем договорам, с использованием которых осуществляется торговля электрической энергией по регулируемым ценам (тарифам) на соответствующей отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам *sz*, к которой отнесена ГТП гарантирующего поставщика *q*, и суммы объемов электрической энергии, включенных в плановое почасовое потребление электрической энергии сверх объема покупки электрической энергии по регулируемым договорам, по всем покупателям, расположенным на соответствующей отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, в час *h* расчетного периода *m*, рассчитываемый по формуле:  … | …  – коэффициент, равный соотношению совокупного объема продажи электрической энергии по всем договорам, с использованием которых осуществляется торговля электрической энергией по регулируемым ценам (тарифам) на соответствующей отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам *sz*, к которой отнесена ГТП гарантирующего поставщика *q*, и суммы объемов электрической энергии, включенных в плановое почасовое потребление электрической энергии сверх объема покупки электрической энергии по регулируемым договорам, по всем покупателям, расположенным на соответствующей отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, в час *h* расчетного периода *m*, рассчитываемый по формуле (округляется методом математического округления до 11 знаков после запятой):  … |
| **10.8.3** | СР в течение 5 (пяти) рабочих дней после получения от КО в соответствии с п. 13.1.7 и п. 13.1.8.3 настоящего Регламента аналитических отчетов о составляющих фактической стоимости мощности, купленной/проданной с применением каждого из механизмов торговли мощностью, а также о величинах, определенных по ценовой зоне, обусловленных применением надбавок к цене на мощность, продаваемую по договорам КОМ (в том числе по договорам КОМ в целях компенсации потерь), и оплатой мощности, поставляемой по договорам КОМ НГО (в том числе по договорам КОМ НГО в целях компенсации потерь), публикует на своем официальном сайте в разделе «Деятельность > Информационно-аналитические материалы > Прогнозы и аналитика» полученную информацию по форме, определенной приложением 154.4 к настоящему Регламенту. | СР в течение 5 (пяти) рабочих дней после получения от КО в соответствии с п. 13.1.7 и п. 13.1.8.3 настоящего Регламента аналитических отчетов о составляющих фактической стоимости мощности, купленной/проданной с применением каждого из механизмов торговли мощностью, а также о величинах, определенных по ценовой зоне, обусловленных применением надбавок к цене на мощность, продаваемую по договорам КОМ (в том числе по договорам КОМ в целях компенсации потерь), и оплатой мощности, поставляемой по договорам КОМ НГО (в том числе по договорам КОМ НГО в целях компенсации потерь), публикует на своем официальном сайте в разделе «Деятельность > Информационно-аналитические материалы > Прогнозы и аналитика» полученную информацию по форме, определенной приложением 154.4 к настоящему Регламенту. При этом в отношении расчетных периодов 2025 года аналитический отчет по форме приложения 154.4 впервые публикуется СР начиная с апреля 2025 года (за расчетные периоды с января по март 2025 года). |
| **11.1.3.2** | **11.1.3.2. Особенности определения размера фактических обязательств по оплате услуг КО в части организации торговли электрической энергией и мощностью**  **11.1.3.2.1. Для ФСК**  ,  где .  Величина  для ценовой зоны *z* определяется в соответствии с формулой:  ,  где  – объем электрической энергии в месяце *m* в целях компенсации потерь в сетях ФСК на территории ценовой зоны *z*, рассчитанный в соответствии с п. 8.3.1 настоящего Регламента.  Величина  для неценовой зоны *z* определяется в соответствии с формулой:  ,  где  – величина расчетного фактического объема потерь в сетях ФСК неценовой зоны *z* в час операционных суток *h*, рассчитанная в соответствии с п. 11.4.3 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  *z* – ценовые и неценовые зоны;  *t* – расчетный период.  **11.1.3.2.2. Для участников оптового рынка на территории второй неценовой зоны, ГТП потребления которых включают внезональный энергорайон**  В случае если ГТП потребления участника оптового рынка, отнесенного ко второй неценовой зоне, включает внезональный энергорайон, поставка электрической энергии в отношении которого осуществляется из второй ценовой зоны, то величина , используемая для расчета стоимости услуг КО в части организации торговли электрической энергией и мощностью, определяется с учетом объема потребления электрической энергии в указанной ГТП потребления по формуле:  . | **11.1.3.2. Особенности определения размера фактических обязательств по оплате услуг КО в части организации торговли электрической энергией и мощностью**  **11.1.3.2.1. Для ФСК**  ,  где .  Величина  для ценовой зоны *z* определяется в соответствии с формулой:  ,  где  – объем электрической энергии в месяце *m* в целях компенсации потерь в сетях ФСК, рассчитанный в соответствии с п. 8.3.1 настоящего Регламента для следующих территорий *z*:  *z*1 – первая ценовая зона ();  *z*2 – вторая ценовая зона, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам ();  *z*3 – входящая в состав Дальневосточного федерального округа отдельная территория, ранее относившаяся к неценовым зонам ().  Величина  для неценовой зоны *z* определяется в соответствии с формулой:  ,  где  – величина расчетного фактического объема потерь в сетях ФСК неценовой зоны *z* в час операционных суток *h*, рассчитанная в соответствии с п. 11.4.3 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  *z* – территории *z*1, *z*2, *z*3 и неценовая зона;  *t* – расчетный период. |
| **11.3.1** | **11.3. Порядок расчета стоимости и оплаты услуг комиссионера – ЦФР**  **11.3.1. Предмет расчетов**  Участники оптового рынка, заключившие договоры комиссии с ЦФР, предметом которых является реализация электрической энергии, оплачивают комиссионеру – ЦФР комиссионное вознаграждение. | **11.3. Порядок расчета стоимости и оплаты услуг комиссионера – ЦФР**  **11.3.1. Предмет расчетов**  Участники оптового рынка, заключившие указанные в пункте 2.2 настоящего Регламента договоры комиссии с ЦФР, предметом которых является реализация электрической энергии, оплачивают комиссионеру – ЦФР комиссионное вознаграждение. |
| **11.3.2** | **11.3.2. Дата платежа**  Участник оптового рынка, заключивший договор комиссии, договор комиссии НЦЗ с ЦФР, обязан осуществить оплату комиссионного вознаграждения 21-го числа месяца, следующего за расчетным (дата платежа комиссионного вознаграждения ЦФР), в размере, определенном в соответствии с настоящим Регламентом.  Платежи проводятся в указанную дату платежа, если она является рабочим днем, в противном случае – в первый рабочий день после указанной даты платежа. | **11.3.2. Дата платежа**  Участник оптового рынка, заключивший договор комиссии с ЦФР, обязан осуществить оплату комиссионного вознаграждения 21-го числа месяца, следующего за расчетным (дата платежа комиссионного вознаграждения ЦФР), в размере, определенном в соответствии с настоящим Регламентом.  Платежи проводятся в указанную дату платежа, если она является рабочим днем, в противном случае – в первый рабочий день после указанной даты платежа. |
| **11.3.3** | **11.3.3. Размер комиссионного вознаграждения ЦФР**  Размер ежемесячного комиссионного вознаграждения ЦФР устанавливается решением Наблюдательного совета Совета рынка в виде фиксированной суммы в рублях за каждый договор комиссии, договор комиссии НЦЗ. | **11.3.3. Размер комиссионного вознаграждения ЦФР**  Размер ежемесячного комиссионного вознаграждения ЦФР устанавливается решением Наблюдательного совета Совета рынка в виде фиксированной суммы в рублях за каждый договор комиссии. |
| **11.3.4** | **11.3.4. Порядок оплаты комиссионного вознаграждения ЦФР**  Перечень действий, совершаемых ЦФР в качестве комиссионера, а также порядок составления ЦФР платежно-расчетных документов по комиссионному вознаграждению определяется договором комиссии, договором комиссии НЦЗ, заключаемым ЦФР и участником оптового рынка.  Начиная с 21-го числа месяца, следующего за расчетным, ЦФР включает в Сводный реестр платежей сумму комиссионного вознаграждения ЦФР с учетом порядка и очередности осуществления платежей и передает Сводный реестр платежей в уполномоченную кредитную организацию.  Уполномоченная кредитная организация на основании и в соответствии с принятым от ЦФР Сводным реестром платежей производит списание денежных средств с торговых счетов участников оптового рынка и зачисление на торговый счет ЦФР.  При невозможности оплаты комиссионного вознаграждения ЦФР через торговый счет в уполномоченной кредитной организации участники оптового рынка с низкой платежной дисциплиной имеют право осуществлять расчеты за комиссионное вознаграждение ЦФР через расчетный счет ЦФР. | **11.3.4. Порядок оплаты комиссионного вознаграждения ЦФР**  Перечень действий, совершаемых ЦФР в качестве комиссионера, а также порядок составления ЦФР платежно-расчетных документов по комиссионному вознаграждению определяется договором комиссии, заключаемым ЦФР и участником оптового рынка.  Начиная с 21-го числа месяца, следующего за расчетным, ЦФР включает в Сводный реестр платежей сумму комиссионного вознаграждения ЦФР с учетом порядка и очередности осуществления платежей и передает Сводный реестр платежей в уполномоченную кредитную организацию.  Уполномоченная кредитная организация на основании и в соответствии с принятым от ЦФР Сводным реестром платежей производит списание денежных средств с торговых счетов участников оптового рынка и зачисление на торговый счет ЦФР.  При невозможности оплаты комиссионного вознаграждения ЦФР через торговый счет в уполномоченной кредитной организации участники оптового рынка с низкой платежной дисциплиной имеют право осуществлять расчеты за комиссионное вознаграждение ЦФР через расчетный счет ЦФР. |
| **11.3.5** | **11.3.5. Особенности финансовых расчетов с комиссионером**  Величина денежных средств *D*, рассчитанная в соответствии с приложениями 53.1, 53.3 настоящего Регламента как разница между суммой денежных средств, причитающихся ЦФР от ФСК по договорам купли-продажи, договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ, и суммой денежных средств, причитающихся участнику оптового рынка по договору комиссии (комитенту):  – при *D* < 0 подлежит возмещению комитенту за счет ЦФР (комиссионера) и относится на финансовый результат ЦФР (комиссионера);  – при *D* > 0 признается дополнительной выгодой ЦФР (комиссионера), не подлежит распределению между комиссионером и комитентом и относится на финансовый результат комиссионера. | **11.3.5. Особенности финансовых расчетов с комиссионером**  Величина денежных средств *D*, рассчитанная в соответствии с приложениями 53.1, 53.3 настоящего Регламента как разница между суммой денежных средств, причитающихся ЦФР от ФСК по договорам купли-продажи электрической энергии в целях компенсации потерь в электрических сетях, договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ, и суммой денежных средств, причитающихся участнику оптового рынка по договору комиссии (комитенту):  – при *D* < 0 подлежит возмещению комитенту за счет ЦФР (комиссионера) и относится на финансовый результат ЦФР (комиссионера);  – при *D* > 0 признается дополнительной выгодой ЦФР (комиссионера), не подлежит распределению между комиссионером и комитентом и относится на финансовый результат комиссионера. |
| **11.4.3** | **11.4.3. Порядок взаимодействия СО, ФСК и КО при расчете стоимости услуг по ОДУ в части обеспечения надежности функционирования электроэнергетики**  Размер оплаты (стоимость) услуг по ОДУ в части обеспечения надежности функционирования электроэнергетики за расчетный период определяется СО в порядке, установленном Правительством РФ.  …  КО ежемесячно, до 20-го числа каждого месяца, следующего за расчетным, предоставляет СО информацию о фактических объемах покупки электрической энергии за расчетный период по всем ГТП, используемых в целях осуществления экспортных операций (за исключением ГТП экспорта, 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), и о фактических объемах продажи электрической энергии за расчетный период по всем ГТП, используемых в целях осуществления импортных операций (за исключением ГТП импорта, 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), зарегистрированных за соответствующими участниками оптового рынка и определяемых по формулам:  ,  …  – фактический объем электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i* по двусторонним договорам купли-продажи электроэнергии на территориях неценовых зон в ГТП экспорта *q* за месяц *m*, для целей расчета услуги СО рассчитывается по формуле:  ,  где  – объем электроэнергии, потребленный по двусторонним договорам, принадлежащим ГТП экспорта *q*, в час *h*, определяется в соответствии с п. 6.8 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  … | **11.4.3. Порядок взаимодействия СО, ФСК и КО при расчете стоимости услуг по ОДУ в части обеспечения надежности функционирования электроэнергетики**  Размер оплаты (стоимость) услуг по ОДУ в части обеспечения надежности функционирования электроэнергетики за расчетный период определяется СО в порядке, установленном Правительством РФ.  …  КО ежемесячно, до 20-го числа каждого месяца, следующего за расчетным, предоставляет СО информацию о фактических объемах покупки электрической энергии за расчетный период по всем ГТП, используемых в целях осуществления экспортных операций (за исключением ГТП экспорта, 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), и о фактических объемах продажи электрической энергии за расчетный период по всем ГТП, используемых в целях осуществления импортных операций (за исключением ГТП импорта, 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), зарегистрированных за соответствующими участниками оптового рынка и определяемых по формулам:  …  – фактический объем электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i* по двусторонним договорам купли-продажи электроэнергии на территориях неценовых зон в ГТП экспорта *q* за месяц *m*, для целей расчета услуги СО рассчитывается по формуле:  ,  где  – объем электроэнергии, потребленный по двусторонним договорам, принадлежащим ГТП экспорта *q*, в час *h*, определяется в соответствии с п. 6.8 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – суммарный фактический объем электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i* по договорам купли-продажи электрической энергии по регулируемым ценам в ГТП экспорта *q* за месяц *m*,определяемый по формуле:  где ­– объем покупки электроэнергии по договору купли-продажи электрической энергии по регулируемым ценам в ГТП потребления *q* участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, определяемый 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*). … |
| **12.1** | **12. РАСЧЕТ И ПОРЯДОК ОПЛАТЫ НЕУСТОЙКИ (ПЕНИ) ЗА НАРУШЕНИЯ УЧАСТНИКАМИ ОПТОВОГО РЫНКА, ФСК, СО, ИСПОЛНИТЕЛЯМИ УСЛУГ ПО УПРАВЛЕНИЮ ИЗМЕНЕНИЕМ РЕЖИМА ПОТРЕБЛЕНИЯ СРОКОВ ОПЛАТЫ УСЛУГ ИНФРАСТРУКТУРНЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И (ИЛИ) МОЩНОСТИ**  **12.1. Предмет расчетов**  …  – срока (сроков) оплаты электрической энергии по договору купли-продажи электрической энергии по свободным (нерегулируемым) ценам в целях компенсации потерь в электрических сетях (в ценовой зоне);  … | **12. РАСЧЕТ И ПОРЯДОК ОПЛАТЫ НЕУСТОЙКИ (ПЕНИ) ЗА НАРУШЕНИЯ УЧАСТНИКАМИ ОПТОВОГО РЫНКА, ФСК, СО, ИСПОЛНИТЕЛЯМИ УСЛУГ ПО УПРАВЛЕНИЮ ИЗМЕНЕНИЕМ РЕЖИМА ПОТРЕБЛЕНИЯ СРОКОВ ОПЛАТЫ УСЛУГ ИНФРАСТРУКТУРНЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И (ИЛИ) МОЩНОСТИ**  **12.1. Предмет расчетов**  …  – срока (сроков) оплаты электрической энергии по договорам купли-продажи электрической энергии в целях компенсации потерь в электрических сетях;  … |
| **13.1.8.3** | Не позднее 25-го числа месяца, следующего за расчетным, КО формирует и направляет в СР в электронном виде с электронной подписью аналитические отчеты о величинах, обусловленных применением надбавок к цене на мощность, продаваемую по договорам КОМ (в том числе по договорам КОМ в целях компенсации потерь), и оплатой мощности, поставляемой по договорам КОМ НГО (в том числе по договорам КОМ НГО в целях компенсации потерь) (приложение 154.2 к настоящему Регламенту), определяемых согласно п. 13.1.6 настоящего Регламента в отношении ценовой зоны z за расчетный месяц m.  Не позднее 25-го числа месяца, следующего за расчетным, КО формирует и направляет в СР в электронном виде с электронной подписью аналитический отчет о составляющих фактической стоимости мощности (приложение 154.3 к настоящему Регламенту), определяемых согласно пп. 3.3.1, 3.3.2, 6.1.4, 13.1.6, 15.4, 20.5, 26.5, 28.1.4, 30.1.5.3, 31.1.4, 32.6 настоящего Регламента, в отношении ценовой зоны z за расчетный месяц m. При этом в отношении расчетных периодов 2025 года аналитический отчет о составляющих фактической стоимости мощности впервые формируется КО и направляются в СР начиная с апреля 2025 года (за расчетные периоды с января по март 2025 года). | Не позднее 25-го числа месяца, следующего за расчетным, КО формирует и направляет в СР в электронном виде с электронной подписью аналитические отчеты о величинах, определенных по ценовой зоне, обусловленных применением надбавок к цене на мощность, продаваемую по договорам КОМ (в том числе по договорам КОМ в целях компенсации потерь), оплатой мощности, поставляемой по договорам КОМ НГО (в том числе по договорам КОМ НГО в целях компенсации потерь), и величине, отражающей стоимость мощности, поставленной по свободным договорам (приложение 154.2 к настоящему Регламенту), определяемых согласно п. 13.1.6 настоящего Регламента в отношении ценовой зоны *z* за расчетный месяц *m*. При этом в отношении расчетных периодов 2025 года аналитические отчеты по форме приложения 154.2 к настоящему Регламенту впервые формируются КО и направляются в СР начиная с апреля 2025 года (за расчетные периоды с января по март 2025 года).  Не позднее 25-го числа месяца, следующего за расчетным, КО формирует и направляет в СР в электронном виде с электронной подписью аналитический отчет о составляющих фактической стоимости мощности (приложение 154.3 к настоящему Регламенту), определяемых согласно пп. 3.3.1, 3.3.2, 6.1.4, 13.1.6, 15.4, 20.5, 26.5, 28.1.4, 30.1.5.3, 31.1.4, 32.6 настоящего Регламента, в отношении ценовой зоны z за расчетный месяц m. При этом в отношении расчетных периодов 2025 года аналитический отчет о составляющих фактической стоимости мощности впервые формируется КО и направляются в СР начиная с апреля 2025 года (за расчетные периоды с января по март 2025 года). |
| **28.1.5** | **Порядок взаимодействия КО и участников оптового рынка при проведении расчетов по договорам на модернизацию**  КО не позднее 10-го числа расчетного месяца (в отношении расчетного месяца = январь не позднее чем за 4 (четыре) рабочих дня до даты авансового платежа) размещает для участников оптового рынка в электронном виде с применением ЭП на своем официальном сайте, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом персонифицированные реестры авансовых обязательств/требований по договорам на модернизацию для дат платежей *d*,содержащие отличные от нуля значения авансовых обязательств/требований по договорам на модернизацию (приложение 28.5 к настоящему Регламенту).  …  **Добавить абзац в конец пункта** | **Порядок взаимодействия КО и участников оптового рынка при проведении расчетов по договорам на модернизацию**  КО не позднее 10-го числа расчетного месяца (в отношении расчетного месяца = январь не позднее чем за 4 (четыре) рабочих дня до даты авансового платежа) размещает для участников оптового рынка в электронном виде с применением ЭП на своем официальном сайте, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом персонифицированные реестры авансовых обязательств/требований по договорам на модернизацию для дат платежей *d*,содержащие отличные от нуля значения авансовых обязательств/требований по договорам на модернизацию (приложение 28.5 к настоящему Регламенту).  …  В случае заключения после 1 января 2025 года договоров на модернизацию с началом действия с 01.01.2025 года, в договорах указывается информация по продавцам и данные по генерирующим объектам, актуальные по состоянию на декабрь 2024 года, с последующим уведомлением сторон об изменении договоров в соответствии с *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка*. |
| **30.1.5** | …  Для целей формирования аналитического отчета, направляемого в СР в соответствии с приложением 154.3 к настоящему регламенту, КО для каждой ценовой зоны *z* (для *z* = первая ценовая зона, где *sz* = 1 или *sz* = 2; для *z* = вторая ценовая зона , где *sz* = 3) за расчетный месяц *m* рассчитывает величину :  .  … | …  Для целей формирования аналитического отчета, направляемого в СР в соответствии с приложением 154.3 к настоящему регламенту, КО для каждой ценовой зоны *z* (для *z* = первая ценовая зона, где *sz* = 1 или *sz* = 2; для *z* = вторая ценовая зона , где *sz* = 3) за расчетный месяц *m* рассчитывает величину :  ,  где – стоимость мощности, фактически поставленной поставщиком *i* покупателю *j*, где *i*≠*j* или ФСК в месяце *m* по договору *D*, заключенному в отношении всех ГТП генерации *p* поставщика *i*.  При расчете величины округление производится методом математического округления с точностью до 2 знаков после запятой.  … |
| **Приложение 163, п. 1** | …  Цена на мощность публикуется в руб./МВт с точностью до двух знаков после запятой. Все величины, участвующие в расчете, приводятся к размерности, позволяющей определить цены в руб./МВт. | …  Цена на мощность определяется в руб./МВт с точностью до двух знаков после запятой. Все величины, участвующие в расчете, приводятся к размерности, позволяющей определить цены в руб./МВт. |
| **Приложение 163, п. 3** | 3. Значение удельных затрат на эксплуатацию генерирующего объекта в месяце *m* для ГТП генерации *p*  определяется по формуле: где – цена, определенная для первой ценовой зоны, в которой расположена ГТП генерации *p*, по итогам конкурентного отбора мощности, проведенного в 2017 году:  – для первой ценовой зоны: 134 393,81 руб./МВт в месяц;  – для второй ценовой зоны: 225 339,74 руб./МВт в месяц;  *–* календарный год, которому принадлежит месяц *m*;  – индекс потребительских цен для декабря года *y* в процентах к декабрю года *y–*1, определяемый и публикуемый федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по формированию официальной статистической информации. Величина определяется в году *y+*1 для декабря года *y* к декабрю года *y–*1 в соответствии с порядком определения фактического значения индекса потребительских цен, предусмотренным приложением I к настоящему Регламенту. | 3. Значение удельных затрат на эксплуатацию генерирующего объекта в месяце *m* для ГТП генерации *p*  определяется по формуле: где – цена, определенная для ценовой зоны, в которой расположена ГТП генерации *p*, по итогам конкурентного отбора мощности, проведенного в 2017 году:  – для первой ценовой зоны: 134 393,81 руб./МВт в месяц;  – для второй ценовой зоны: 225 339,74 руб./МВт в месяц;  *–* календарный год, которому принадлежит месяц *m*;  – индекс потребительских цен для декабря года *y* в процентах к декабрю года *y–*1, определяемый и публикуемый федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по формированию официальной статистической информации. Величина определяется в году *y+*1 для декабря года *y* к декабрю года *y–*1 в соответствии с порядком определения фактического значения индекса потребительских цен, предусмотренным приложением I к настоящему Регламенту. |
| **Приложение 163, п. 14** | 14. Расчетная величина рассчитывается по по формуле: где – рассчитываемое в отношении ГТП генерации *p* и месяца *m* в соответствии с пунктом 15 настоящего приложения средневзвешенное значение из цен на электрическую энергию, определенных по результатам конкурентноого отбора ценовых заявок на сутки вперед, в каждый час предшествующего месяца в группе точек поставки, к которой отнесен генерирующий объект, по объемам электрической энергии, продаваемой по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в соответствующие часы;  …  – величина, определяемая в соответствии пунктом 19 настоящего приложения исходя из среднего значения фактического коэффициента использования установленной мощности в ценовых зонах оптового рынка за 3 календарных года, предшествующих году, к которому относится месяц *m*. | 14. Расчетная величина рассчитывается по по формуле: где – рассчитываемое в отношении ГТП генерации *p* и месяца *m* в соответствии с пунктом 15 настоящего приложения средневзвешенное значение из цен на электрическую энергию, определенных по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, в каждый час предшествующего месяца в группе точек поставки, к которой отнесен генерирующий объект, по объемам электрической энергии, продаваемой по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в соответствующие часы;  …  – значение коэффициента использования установленной мощности, равное 0,45. |
| **Приложение 163, п. 16** | …  Величина принимается равной значению калорийного эквивалента, указанному в уведомлении о параметрах переменных (топливных) затрат:  – для генерирующего объекта, основным видом топлива которго является газ, указывается для пересчета 1 кг условного топлива в 1 м3 газа;  – для генерирующего объекта, основным видом топлива которго является уголь, указывается для пересчета 1 кг условного топлива в 1 т угля.  В случае отсутствия у КО уведомления о параметрах переменных (топливных) затрат, предоставляемых поставщиком в сроки, установленные настоящим пунктом, КО применяет при расчете цены на мощность значение , равное 0 (нулю).  Поставщик мощности не позднее первого числа месяца начала фактической поставки мощности (*ms*), а затем ежегодно не позднее 20 января каждого года поставки мощности предоставляет в КО уведомление о параметрах переменных (топливных) затрат в отношении соответствующего года поставки мощности по форме, установленной приложением 163.7 к настоящему Регламенту.  Для генерирующего объекта, основным видом топлива которого является газ, величина принимается равной значению калорийного эквивалента, указанному в уведомлении о параметрах переменных (топливных) затрат.  В случае отсутствия у КО уведомления о параметрах переменных (топливных) затрат, предоставляемых поставщиком в сроки, установленные настоящим пунктом, КО применяет при расчете цены на мощность значение , равное 0 (нулю).  В случае если до истечения года, указанного в последнем предоставленном уведомлении о параметрах переменных (топливных) затрат, федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов или уполномоченным органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации приняты новые решения, на основании которых устанавливаются новые значения параметров , , , или изменилась цена угля с учетом затрат на транспортировку или изменилось значение калорийного эквивалента , поставщик мощности не позднее 20 числа месяца месяца *m* обязан предоставить в КО новое уведомление о параметрах переменных (топливных) затрат в порядке, предусмотренном настоящим пунктом. Если уведомление об изменении параметров переменных (топливных) затрат поступило в КО позднее 20-го числа месяца *m*, то КО учитывает данное уведомление начиная с месяца, следуюдего за месяцем *m*. | …  Величина принимается равной значению калорийного эквивалента, указанному в уведомлении о параметрах переменных (топливных) затрат:  – для генерирующего объекта, основным видом топлива которого является газ, указывается для пересчета 1 кг условного топлива в 1 м3 газа;  – для генерирующего объекта, основным видом топлива которого является уголь, указывается для пересчета 1 кг условного топлива в 1 кг угля.  В случае отсутствия у КО уведомления о параметрах переменных (топливных) затрат, предоставляемых поставщиком в сроки, установленные настоящим пунктом, КО применяет при расчете цены на мощность значение , равное 0 (нулю).  Поставщик мощности не позднее первого числа месяца начала фактической поставки мощности (*ms*), а затем ежегодно не позднее 20 января каждого года поставки мощности предоставляет в КО уведомление о параметрах переменных (топливных) затрат в отношении соответствующего года поставки мощности по форме, установленной приложением 163.7 к настоящему Регламенту. В отношении расчетного периода января 2025 года уведомление о параметрах переменных (топливных) затрат направляется в КО не позднее 20 января. В случае если до истечения года, указанного в последнем предоставленном уведомлении о параметрах переменных (топливных) затрат, федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов или уполномоченным органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации приняты новые решения, на основании которых устанавливаются новые значения параметров , , , или изменилась цена угля с учетом затрат на транспортировку или изменилось значение калорийного эквивалента , поставщик мощности не позднее 20-го числа месяца *m* обязан предоставить в КО новое уведомление о параметрах переменных (топливных) затрат в порядке, предусмотренном настоящим пунктом. Если уведомление об изменении параметров переменных (топливных) затрат поступило в КО позднее 20-го числа месяца *m*, то КО учитывает данное уведомление начиная с месяца, следующего за месяцем *m*. |
| **Приложение 163, п. 16.1** | 16.1. Значение удельного расхода условного топлива в отношении ГТП генерации и расчетного месяца *m* определяется КО как величина, равная нормативу удельного расхода топлива при производстве электрической энергии, установленному для соответствующего периода и для соответствующего генерирующего объекта федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса, и представленному поставщиком мощности в КО в отношении каждого календарного года поставки мощности генерирующим объектом в срок не позднее 20 января года поставки мощности (для первого года поставки мощности – не позднее первого числа месяца начала фактической поставки мощности (*ms*)).  … | 16.1. Значение удельного расхода условного топлива в отношении ГТП генерации и расчетного месяца *m* определяется КО как величина, равная нормативу удельного расхода топлива при производстве электрической энергии, установленному для соответствующего периода и для соответствующего генерирующего объекта федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса, и представленному поставщиком мощности в КО в составе уведомления о параметрах переменных (топливных) затрат в отношении каждого календарного года поставки мощности генерирующим объектом в срок не позднее 20 января года поставки мощности (для первого года поставки мощности – не позднее первого числа месяца начала фактической поставки мощности (*ms*), при этом в отношении расчетного периода января 2025 года уведомление о параметрах переменных (топливных) затрат направляется в КО не позднее 20 января).  … |
| **Приложение 163, п. 19** | 19. Величина определяется в соответствии с *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка.* | **Удалить пункт** |
| **Приложение 163, п. 20** | 20. Величины , , , , , , определяются в руб./МВт с точность до 2 знаков после запятой запятой. Величины , определяются в руб./МВт·ч с точность до 2 знаков после запятой.  Величина определения в МВт·ч с точностью до 3 знаков после запятой.  Нормы доходности (включая их среднее арифметическое) , а также коэффициенты , , определяются в долях от единицы с точностью до 11 знаков после запятой.  Величины , , определяются в руб. с точностью до 2 знаков после запятой.  Округление производится методом математического округления. | 19. Величины , , , , , , определяются в руб./МВт с точность до 2 знаков после запятой. Величины , определяются в руб./МВт·ч с точность до 2 знаков после запятой.  Величина определения в МВт·ч с точностью до 3 знаков после запятой.  Нормы доходности (включая их среднее арифметическое) , а также коэффициенты , определяются в долях от единицы с точностью до 11 знаков после запятой.  Величины , , определяются в руб. с точностью до 2 знаков после запятой.  Округление производится методом математического округления. |

**Действующая редакция**

**Приложение 107**

**Отчет об исполнении стоимостного баланса РСВ**

**За расчетный период**

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

**Примечания:**

1. ;
2. ;
3. величина  рассчитывается в соответствии с п. 4.3.5.2 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;
4. величина  рассчитывается в соответствии с п. 4.3.5.3 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;
5. величина  рассчитывается в соответствии с п. 4.3.5.1 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*.

**Предлагаемая редакция**

**Приложение 107**

**Отчет об исполнении стоимостного баланса РСВ**

**За расчетный период**

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

**Примечания:**

1. ;
2. ;
3. величина  рассчитывается в соответствии с п. 4.3.5.2 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;
4. величина  рассчитывается в соответствии с п. 4.3.5.3 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;
5. величина  рассчитывается в соответствии с п. 4.3.5.1 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*.

**Действующая редакция**

**Приложение 154.4**

**Аналитический отчет о составляющих фактической стоимости мощности, купленной/проданной с применением каждого из механизмов торговли мощностью (в том числе с выделением величин, обусловленных применением надбавок к цене на мощность, продаваемую по договорам КОМ (в том числе по договорам КОМ в целях компенсации потерь), и оплатой мощности, поставляемой по договорам КОМ НГО (в том числе по договорам КОМ НГО в целях компенсации потерь))**

**Расчетный период:**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Величина** | **Первая ценовая зона** | **Вторая ценовая зона** |
| Величина, отражающая стоимость мощности, поставленной по договорам КОМ и КОМ НГО (, руб.), в том числе: |  |  |
| Величина, обусловленная применением надбавки к цене на мощность атомных электростанций  (, руб.) |  |  |
| Величина, обусловленная применением надбавки к цене на мощность в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с использованием генерирующих объектов, включенных в перечень генерирующих объектов тепловых электростанций, подлежащих модернизации (реконструкции) или строительству на территориях, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка  (, руб.) |  |  |
| Величина, обусловленная применением надбавки к цене на мощность, устанавливаемой в целях достижения на территориях Дальневосточного федерального округа базовых уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) для субъектов Российской Федерации, входящих в состав Дальневосточного федерального округа  (, руб.) |  |  |
| Величина, обусловленная оплатой мощности, поставляемой по договорам КОМ НГО  (, руб.) |  |  |
| Величина, отражающая стоимость мощности, поставленной по свободным договорам  (, руб.) \* |  |  |
| Величина, отражающая стоимость мощности, поставленной по договорам о предоставлении мощности тепловых электростанций (, руб.) |  |  |
| Величина, отражающая стоимость мощности, поставленной по договорам на модернизацию (, руб.) |  |  |
| Величина, отражающая стоимость мощности, поставленной по договорам АЭС/ГЭС (, руб.) |  |  |
| Величина, отражающая стоимость мощности, поставленной по договорам о предоставлении мощности ВИЭ генерирующими объектами солнечной генерации (, руб.) |  |  |
| Величина, отражающая стоимость мощности, поставленной по договорам о предоставлении мощности ВИЭ генерирующими объектами ветровой генерации (, руб.) |  |  |
| Величина, отражающая стоимость мощности, поставленной по договорам о предоставлении мощности ВИЭ генерирующими объектами малых ГЭС (, руб.) |  |  |
| Величина, отражающая стоимость мощности, поставленной по ДПМ ТБО (, руб.) |  |  |
| Величина, отражающая стоимость мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей (, руб.) |  |  |
| Величина, отражающая стоимость мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного электроснабжения потребителей (, руб.) |  |  |
| Величина, отражающая стоимость мощности, поставленной по регулируемым договорам в целях обеспечения потребления населения и приравненных к нему категорий потребителей (, руб.) |  |  |
| Величина, отражающая стоимость мощности, поставленной по регулируемым договорам сверх объемов мощности, поставляемых и оплачиваемых по регулируемым договорам для населения и приравненных к нему категорий (, руб.) |  |  |

**\***Аналитическая величина, рассчитанная исходя из цены КОМ и коэффициента сезонности.

**Предлагаемая редакция**

**Приложение 154.4**

**Аналитический отчет о составляющих фактической стоимости мощности, купленной/проданной с применением каждого из механизмов торговли мощностью (в том числе с выделением величин, обусловленных применением надбавок к цене на мощность, продаваемую по договорам КОМ (в том числе по договорам КОМ в целях компенсации потерь), и оплатой мощности, поставляемой по договорам КОМ НГО (в том числе по договорам КОМ НГО в целях компенсации потерь))**

**Расчетный период:**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Величина** | **Первая ценовая зона** | **Вторая ценовая зона** |
| Величина, отражающая стоимость мощности, поставленной по договорам КОМ и КОМ НГО (, руб.), в том числе: |  |  |
| Величина, обусловленная применением надбавки к цене на мощность атомных электростанций  (, руб.) |  |  |
| Величина, обусловленная применением надбавки к цене на мощность в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с использованием генерирующих объектов, включенных в перечень генерирующих объектов тепловых электростанций, подлежащих модернизации (реконструкции) или строительству на территориях, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка  (, руб.) |  |  |
| Величина, обусловленная применением надбавки к цене на мощность в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с использованием генерирующих объектов, включенных в перечень генерирующих объектов тепловых электростанций, подлежащих модернизации (реконструкции) или строительству в неценовых зонах оптового рынка  (, руб.) |  |  |
| Величина, обусловленная применением надбавки к цене на мощность, устанавливаемой в целях достижения на территориях Дальневосточного федерального округа базовых уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) для субъектов Российской Федерации, входящих в состав Дальневосточного федерального округа  (, руб.) |  |  |
| Величина, обусловленная оплатой мощности, поставляемой по договорам КОМ НГО  (, руб.) |  |  |
| Величина, отражающая стоимость мощности, поставленной по свободным договорам  (, руб.) \* |  |  |
| Величина, отражающая стоимость мощности, поставленной по договорам о предоставлении мощности тепловых электростанций (, руб.) |  |  |
| Величина, отражающая стоимость мощности, поставленной по договорам на модернизацию (, руб.) |  |  |
| Величина, отражающая стоимость мощности, поставленной по договорам на модернизацию на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам (, руб.) |  |  |
| Величина, отражающая стоимость мощности, поставленной по договорам АЭС/ГЭС (, руб.) |  |  |
| Величина, отражающая стоимость мощности, поставленной по договорам о предоставлении мощности ВИЭ генерирующими объектами солнечной генерации (, руб.) |  |  |
| Величина, отражающая стоимость мощности, поставленной по договорам о предоставлении мощности ВИЭ генерирующими объектами ветровой генерации (, руб.) |  |  |
| Величина, отражающая стоимость мощности, поставленной по договорам о предоставлении мощности ВИЭ генерирующими объектами малых ГЭС (, руб.) |  |  |
| Величина, отражающая стоимость мощности, поставленной по ДПМ ТБО (, руб.) |  |  |
| Величина, отражающая стоимость мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей (, руб.) |  |  |
| в том числе величина, отражающая стоимость мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного теплоснабжения потребителей на территории Дальнего Востока (, руб.) |  |  |
| Величина, отражающая стоимость мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного электроснабжения потребителей (, руб.) |  |  |
| в том числе величина, отражающая стоимость мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме в целях обеспечения надежного электроснабжения потребителей на территории Дальнего Востока (, руб.) |  |  |
| Величина, отражающая стоимость мощности, поставленной по договорам купли-продажи мощности на отдельных территориях ценовых зон, для которых установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, в целях обеспечения мощностью потребителей, не относящихся к населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей (, руб.) |  |  |
| Величина, отражающая стоимость мощности, поставленной по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам (, руб.) |  |  |
| Величина, отражающая стоимость мощности, поставленной по регулируемым договорам в целях обеспечения потребления населения и приравненных к нему категорий потребителей (, руб.) |  |  |
| Величина, отражающая стоимость мощности, поставленной по регулируемым договорам сверх объемов мощности, поставляемых и оплачиваемых по регулируемым договорам для населения и приравненных к нему категорий (, руб.) |  |  |

**\***Аналитическая величина, рассчитанная исходя из цены КОМ и коэффициента сезонности.

**Действующая редакция**

**Приложение 163.7**

**Уведомление о параметрах, необходимых для расчета переменных (топливных) затрат для генерирующих объектов, включенных в Перечень генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ**

…

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Параметр** | **Период года, на который установлен параметр** | **Значение параметра** | **Примечание** |
| Оптовая цена на газ (руб./м3) \*\* |  |  | Указываются реквизиты приказа федерального органа исполнительной власти в области регулирования тарифов, которым установлена оптовая цена на газ |
|  |  |
| Размер затрат на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям (руб./м3) (в случае оказания в отношении генерирующего объекта таких услуг)\*\* |  |  | Указываются реквизиты решений федерального органа исполнительной власти в области регулирования тарифов и (или) уполномоченного исполнительного органа субъекта Российской Федерации, на основании которых формируются затраты на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям. |
|  |  |
| Размер платы за снабженческо-сбытовые услуги (руб./м3),\*\* |  |  | Указываются реквизиты приказа федерального органа исполнительной власти в области регулирования тарифов, которым установлена плата за снабженческо-сбытовые услуги. |
|  |  |
| Значение цены угля с учетом затрат на транспортировку (руб./т) \*\*\* |  |  |  |
| Значение калорийного эквивалента  для пересчета 1 кг условного топлива в 1 тонну угля или м3 газа |  |  | Значение приводится с точностью до 15 знаков после запятой. |
|  |  |

**Предлагаемая редакция**

**Приложение 163.7**

**Уведомление о параметрах, необходимых для расчета переменных (топливных) затрат для генерирующих объектов, включенных в Перечень генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ**

…

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **Параметр** | **Период года, на который установлен параметр** | **Значение параметра** | **Примечание** |
| Оптовая цена на газ (руб./м3) \*\* |  |  |  |
|  |  |
| Размер затрат на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям (руб./м3) (в случае оказания в отношении генерирующего объекта таких услуг)\*\* |  |  |  |
|  |  |
| Размер платы за снабженческо-сбытовые услуги (руб./м3),\*\* |  |  |  |
|  |  |
| Значение цены угля с учетом затрат на транспортировку (руб./т) \*\*\* |  |  |  |
| Значение калорийного эквивалента  для пересчета 1 кг условного топлива в 1 кг угля или м3 газа |  |  | Значение приводится с точностью до 15 знаков после запятой. |
|  |  |
|  |  |

*…*

**Дополнить приложением**

**Приложение 24.12**

**Реестр договоров купли-продажи мощности по регулируемым ценам**

по состоянию на\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Номер договора** | **Дата заключения договора** | **Краткое наименование участника ОРЭМ – продавца** | **Идентификационный код участника ОРЭМ – продавца** | **Краткое наименование участника ОРЭМ – покупателя** | **Идентификационный код участника ОРЭМ – покупателя** |
|  |  |  |  |  |  |  |

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

**Действующая редакция 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 | ПО отображения и изготовления бумажных копий  *столбец исключается с 01.02.25)* | Адрес электронной почты  *(столбец добавляется с 01.02.25)* | Срок хранения в архиве | Срок доступа через интерфейс сайта |
| XLS\_ITOG\_SELL\_UVED\_FRSVR | Уведомление об итогах поставки мощности за расчетный период участником оптового рынка – поставщиком сверх объемов мощности, поставленных по регулируемым договорам, свободным договорам и договорам, указанным в подпунктах 4, 7, 8, 10, 14, 15 пункта 4 Правил оптового рынка | Регламент № 16, п. 6.1.5 | xls | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Excel |  | 5 лет |  |
| FRSRMN\_PART\_KOM\_FACT\_NOTICE\_1 | Уведомление об итогах поставки мощности за расчетный период участником оптового рынка – поставщиком сверх объемов мощности, поставленных по регулируемым договорам, свободным договорам и договорам, указанным в подпунктах 7, 8, 10, 11, 14, 15 пункта 4 Правил оптового рынка | Регламент № 16, п. 13.1.7 | xls | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Excel |  | 5 лет |  |
| XLS\_ITOG\_BUY\_UVED\_FRSVR | Уведомление о потреблении мощности за расчетный период участником оптового рынка – покупателем сверх объемов мощности, поставленных по регулируемым договорам, свободным договорам и договорам, указанным в подпунктах 4, 7, 8, 10, 14, 15 пункта 4 Правил оптового рынка | Регламент № 16, п. 6.1.5 | xls | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Excel |  | 5 лет |  |
| XLS\_ITOG\_BUY\_FRSRM | Итоговый реестр потребления мощности за расчетный период участником оптового рынка – покупателем сверх объемов мощности, поставленных по регулируемым договорам, свободным договорам и договорам, указанным в подпунктах 7, 8, 10, 11, 14, 15 пункта 4 Правил оптового рынка | Регламент № 16, п. 13.1.7 | xls | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Excel |  | 5 лет |  |
| XLS\_ITOG\_SELL\_FRSRM | Итоговый реестр поставки мощности за расчетный период участником оптового рынка – поставщиком сверх объемов мощности, поставленных по регулируемым договорам, свободным договорам и договорам, указанным в подпунктах 7, 8, 10, 11, 14, 15 пункта 4 Правил оптового рынка | Регламент № 16, п. 13.1.7 | xls | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Excel |  | 5 лет | 5 лет |
| FRSRMN\_PART\_KOM\_FACT\_NOTICE\_2 | Уведомление о потреблении мощности за расчетный период участником оптового рынка – покупателем сверх объемов мощности, поставленных по регулируемым договорам, свободным договорам и договорам, указанным в подпунктах 7, 8, 10, 11, 14, 15 пункта 4 Правил оптового рынка | Регламент № 16, п. 13.1.7 | xls | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Excel |  | 5 лет |  |
| FRSRMN\_PART\_KOM\_DFO\_NOTICE\_ZONE | Отчет о стоимости мощности в ценовой зоне за расчетный период, поставляемой участником оптового рынка по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности и сверх объемов, поставленных по регулируемым договорам, свободным договорам и договорам, указанным в подпунктах 7, 8, 10, 11, 14, 15 пункта 4 Правил оптового рынка | Регламент № 16, п. 13.1.7 | xls | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Excel |  | 5 лет |  |
| CFR\_PART\_ACT\_ACCEPT\_E\_RSV\_BR\_RD\_FSK\_KOM | Акт приема-передачи э/э по договору купли-продажи / комиссии (РСВ, БР, НЦЗ) | Договор купли-продажи и договор комиссии по РСВ, по БР, по НЦЗ | xlsm | ЦФР | Участник | электронная почта | Нет | Да | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.8 | Excel |  | 5 лет |  |
| CFR\_PART\_REPORT\_RSV\_BR\_RD\_KOM\_PWR | Отчет комиссионера э/э (РСВ, БР, НЦЗ) | Договор комиссии по РСВ, по БР, по НЦЗ | xlsm | ЦФР | Участник | электронная почта | Нет | Да | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.8 | Excel |  | 5 лет |  |
| CFR\_PART\_KM\_PAY\_DELAY | Сведения об отложенных для комитента денежных средствах на счетах комиссионера по состоянию на \_\_\_\_\_ (приложение 3.2 к договорам комиссии (РСВ, БР) | Договоры комиссии на РСВ и БР | pdf | ЦФР | Участник | электронная почта | Нет | Да | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.8 | Adobe Reader |  | 5 лет |  |
| CFR\_PART\_ACT\_REVISE\_RSV\_BR\_RD\_FSK\_KOM\_PW | Акт сверки расчетов по договору комиссии и по договору купли-продажи э/э (РСВ, БР, НЦЗ), э/э и мощности (ФСК), мощности (КОМ, PWR) | Договор купли-продажи и договор комиссии по РСВ, по БР, по НЦЗ и мощности КОМ | xlsm | ЦФР | Участник | электронная почта | Нет | Да | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.8 | Excel |  | 5 лет |  |
| CFR\_PART\_INVOICE\_COMISS\_PAY | Счет-фактура по комиссионному вознаграждению (РСВ, БР и мощности КОМ, по НЦЗ) | Договор комиссии по РСВ, по БР, по НЦЗ и мощности КОМ | xlsm | ЦФР | Участник | электронная почта | Нет | Да | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.8 | Excel |  | 5 лет |  |
| CFR\_PART\_INVOICE\_RSV\_BR\_FSK\_KOM | Счет-фактура э/э (РСВ, БР, НЦЗ), э/э и мощности (ФСК), мощности (КОМ) | Договор купли-продажи по РСВ, по БР, по НЦЗ и мощности КОМ | xlsm | ЦФР | Участник | электронная почта | Нет | Да | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.8 | Excel |  | 5 лет |  |

**Предлагаемая редакция 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 | ПО отображения и изготовления бумажных копий  *столбец исключается с 01.02.25)* | Адрес электронной почты  *(столбец добавляется с 01.02.25)* | Срок хранения в архиве | Срок доступа через интерфейс сайта |
| XLS\_ITOG\_SELL\_UVED\_FRSVR | Уведомление об итогах поставки мощности за расчетный период участником оптового рынка – поставщиком сверх объемов мощности, поставленных по договорам, указанным в подпунктах 1, 2, 4, 7, 10, 14, 15, 16, 17, 18 пункта 4 Правил оптового рынка | Регламент № 16, п. 6.1.5, приложение 40.5 | xls | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Excel |  | 5 лет |  |
| FRSRMN\_PART\_KOM\_FACT\_NOTICE\_1 | Уведомление об итогах поставки мощности за расчетный период участником оптового рынка – поставщиком сверх объемов мощности, поставленных по договорам, указанным в подпунктах 1, 2, 7, 10, 11, 14, 15, 16, 17, 18 пункта 4 Правил оптового рынка | Регламент № 16, п. 13.1.7, приложение 74 | xls | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Excel |  | 5 лет |  |
| XLS\_ITOG\_BUY\_UVED\_FRSVR | Уведомление о потреблении мощности за расчетный период участником оптового рынка – покупателем сверх объемов мощности, поставленных по договорам, указанным в подпунктах 1, 2, 4, 7, 10, 14, 15, 16, 17, 18 пункта 4 Правил оптового рынка | Регламент № 16, п. 6.1.5, приложение 40.6 | xls | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Excel |  | 5 лет |  |
| XLS\_ITOG\_BUY\_FRSRM | Итоговый реестр потребления мощности за расчетный период участником оптового рынка – покупателем сверх объемов мощности, поставленных по договорам, указанным в подпунктах 1, 2, 7, 10, 11, 14, 15, 16, 17, 18 пункта 4 Правил оптового рынка | Регламент № 16, п. 13.1.7, приложение 59.4 | xls | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Excel |  | 5 лет |  |
| XLS\_ITOG\_SELL\_FRSRM | Итоговый реестр поставки мощности за расчетный период участником оптового рынка – поставщиком сверх объемов мощности, поставленных по договорам, указанным в подпунктах 1, 2, 7, 10, 11, 14, 15, 16, 17, 18 пункта 4 Правил оптового рынка | Регламент № 16, п. 13.1.7, приложение 59.4 | xls | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Excel |  | 5 лет | 5 лет |
| FRSRMN\_PART\_KOM\_FACT\_NOTICE\_2 | Уведомление о потреблении мощности за расчетный период участником оптового рынка – покупателем сверх объемов мощности, поставленных по договорам, указанным в подпунктах 1, 2, 7, 10, 11, 14, 15, 16, 17, 18 пункта 4 Правил оптового рынка | Регламент № 16, п. 13.1.7, приложение 75 | xls | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Excel |  | 5 лет |  |
| FRSRMN\_PART\_KOM\_DFO\_NOTICE\_ZONE | Отчет о стоимости мощности в ценовой зоне за расчетный период, поставляемой участником оптового рынка по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности и сверх объемов, поставленных по договорам, указанным в подпунктах 1, 2, 7, 10, 11, 14, 15, 16, 17, 18 пункта 4 Правил оптового рынка | Регламент № 16, п. 13.1.7, приложение 105 | xls | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Excel |  | 5 лет |  |
| CFR\_PART\_ACT\_ACCEPT\_E\_RSV\_BR\_RD\_FSK\_KOM | Акт приема-передачи электроэнергии | Договор купли-продажи и договор комиссии | xlsm | ЦФР | Участник | электронная почта | Нет | Да | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.8 | Excel |  | 5 лет |  |
| CFR\_PART\_REPORT\_RSV\_BR\_RD\_KOM\_PWR | Отчет комиссионера | Договор комиссии | xlsm | ЦФР | Участник | электронная почта | Нет | Да | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.8 | Excel |  | 5 лет |  |
| CFR\_PART\_KM\_PAY\_DELAY | Сведения об отложенных для комитента денежных средствах на счетах комиссионера по состоянию на \_\_\_\_\_ (приложение 3.2 к договорам комиссии (РСВ, БР) | Договоры комиссии на РСВ, БР и по регулируемым ценам | pdf | ЦФР | Участник | электронная почта | Нет | Да | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.8 | Adobe Reader |  | 5 лет |  |
| CFR\_PART\_ACT\_REVISE\_RSV\_BR\_RD\_FSK\_KOM\_PW | Акт сверки расчетов по договору комиссии и по договору купли-продажи | Договор купли-продажи и договор комиссии | xlsm | ЦФР | Участник | электронная почта | Нет | Да | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.8 | Excel |  | 5 лет |  |
| CFR\_PART\_INVOICE\_COMISS\_PAY | Счет-фактура по комиссионному вознаграждению | Договор комиссии | xlsm | ЦФР | Участник | электронная почта | Нет | Да | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.8 | Excel |  | 5 лет |  |
| CFR\_PART\_INVOICE\_RSV\_BR\_FSK\_KOM | Счет-фактура э/э | Договор купли-продажи | xlsm | ЦФР | Участник | электронная почта | Нет | Да | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.8 | Excel |  | 5 лет |  |

**Добавить позиции в приложение 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 | | ПО отображения и изготовления бумажных копий  *столбец исключается с 01.02.25)* | Адрес электронной почты  *(столбец добавляется с 01.02.25)* | Срок хранения в архиве | Срок доступа через интерфейс сайта |
| MRNCZ\_PART\_REESTR\_DOG\_MOD | Реестр договоров модернизации на отдельных территориях | Регламент № 16, приложение 24.11 | xlsx | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Excel |  | 3 года с даты прекращения договора |  |
| MRNCZ\_PART\_REESTR\_DOG\_NONLIB | Реестр договоров купли-продажи мощности по регулируемым ценам | Регламент № 16, приложение 24.12 | xlsx | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Excel |  | 3 года с даты прекращения договора |  |
| MRNCZ\_PART\_DOG\_NONLIB\_PDF | Договор купли-продажи мощности по регулируемым ценам на отдельных территориях | Приложение № Д 24.3 | pdf | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.24 | | Adobe Reader |  | 5 лет | 5 лет |
| MRNCZ\_PART\_DOG\_NONLIB\_CHANGE\_NOTICE | Уведомление об изменении стандартной формы договоров купли-продажи мощности по регулируемым ценам на отдельных территориях | Приложение № Д 24.3, пункт 9.1 | xlsx | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | | Excel |  | 5 лет | 5 лет |
| MRNCZ\_PART\_DOG\_NONLIB\_REFUSE\_NOTICE | Уведомление об одностороннем внесудебном отказе по договору купли-продажи мощности по регулируемым ценам на отдельных территориях | Приложение № Д 24.3, пункт 10.3.1 | xlsx | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | | Excel |  | 5 лет | 5 лет |
| MRNCZ\_PART\_DOG\_NONLIB\_DEL\_NOTICE | Уведомление о расторжении договора купли-продажи мощности по регулируемым ценам на отдельных территориях | Приложение № Д 24.3, пункт 10.3.2 | xlsx | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | | Excel |  | 5 лет | 5 лет |
| MRNCZ\_PART\_DOG\_MOD\_PDF | Договор модернизации на отдельных территориях | Приложение № Д 24.4 | pdf | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.24 | | Adobe Reader |  | 5 лет | 5 лет |
| MRNCZ\_PART\_DOG\_MOD\_CHANGE\_NOTICE | Уведомление об изменении стандартной формы договоров модернизации на отдельных территориях | Приложение № Д 24.4, пункт 12.1 | xlsx | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | | Excel |  | 5 лет | 5 лет |
| MRNCZ\_PART\_DOG\_MOD\_REFUSE\_NOTICE | Уведомление об одностороннем внесудебном отказе по договору модернизации на отдельных территориях | Приложение № Д 24.4, пункт 9.2 | xlsx | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | | Excel |  | 5 лет | 5 лет |
| MRNCZ\_PART\_DOG\_MOD\_DEL\_NOTICE | Уведомление о расторжении договора модернизации на отдельных территориях | Приложение № Д 24.4, пункт 9.2 | xlsx | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | | Excel |  | 5 лет | 5 лет |
| MRNCZ\_PART\_REESTR\_AVANS1\_MOD\_GEN | Реестр авансовых требований по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях (продажа,  на первую дату платежа) | Регламент № 16, приложение 163.1 | xlsx | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Excel |  | 5 лет | 5 лет |
| MRNCZ\_PART\_REESTR\_AVANS2\_MOD\_GEN | Реестр авансовых требований по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях (продажа,  на вторую дату платежа) | Регламент № 16, приложение 163.1 | xlsx | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Excel |  | 5 лет | 5 лет |
| MRNCZ\_PART\_REESTR\_AVANS1\_MOD\_CON | Реестр авансовых обязательств по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях (покупка, на первую дату платежа) | Регламент № 16, приложение 163.1 | xlsx | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Excel |  | 5 лет | 5 лет |
| MRNCZ\_PART\_REESTR\_AVANS2\_MOD\_CON | Реестр авансовых обязательств по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях (покупка, на вторую дату платежа) | Регламент № 16, приложение 163.1 | xlsx | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Excel |  | 5 лет | 5 лет |
| MRNCZ\_CFR\_REESTR\_AVANS1\_LIAB\_XML\_MOD | Реестр авансовых обязательств/требований по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, на первую дату платежа за расчетный период | Регламент № 16, приложение 163.2 | xml | АТС | ЦФР | электронная почта (ASPMailer) | Нет | Нет | | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Блокнот |  | 5 лет |  |
| MRNCZ\_CFR\_REESTR\_AVANS2\_LIAB\_XML\_MOD | Реестр авансовых обязательств/требований по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, на вторую дату платежа за расчетный период | Регламент № 16, приложение 163.2 | xml | АТС | ЦФР | электронная почта (ASPMailer) | Нет | Нет | | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Блокнот |  | 5 лет |  |
| MRNCZ\_PART\_REESTR\_FACT\_MOD\_GEN | Итоговый реестр финансовых требований по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях (продажа) | Регламент № 16, приложение 163.3 | xlsx | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Excel |  | 5 лет | 5 лет |
| MRNCZ\_PART\_REESTR\_FACT\_MOD\_CON | Итоговый реестр финансовых обязательств по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях (покупка) | Регламент № 16, приложение 163.3 | xlsx | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Excel |  | 5 лет | 5 лет |
| MRNCZ\_CFR\_REESTR\_FACT\_LIAB\_XML\_MOD | Итоговый реестр финансовых обязательств/требований по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, за расчетный период | Регламент № 16, приложение 163.4 | xml | АТС | ЦФР | электронная почта (ASPMailer) | Нет | Нет | | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Блокнот |  | 5 лет |  |
| MRNCZ\_PART\_REESTR\_FINE\_NOT\_READY\_MOD | Реестр штрафов за неготовность поставить мощность по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях | Регламент № 16, приложение 163.5 | xlsx | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Excel |  | 5 лет | 5 лет |
| MRNCZ\_CFR\_REESTR\_FINE\_NOT\_READY\_MOD | Реестр штрафов за неготовность поставить мощность по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях за расчетный период | Регламент № 16, приложение 163.6 | xml | АТС | ЦФР | электронная почта (ASPMailer) | Нет | Нет | | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Блокнот |  | 5 лет |  |
| FRSV\_CFR\_REESTR\_AVANS\_RD\_DV | Реестр обязательств/требований по авансовым платежам по договорам купли-продажи / комиссии на продажу электрической энергии по регулируемым ценам | Регламент № 16, приложение 171.1 | xml | АТС | ЦФР | электронная почта (ASPMailer) | Нет | Нет | | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Блокнот |  | 5 лет |  |
| FRSV\_PART\_REESTR\_AVANS\_RD\_DV | Реестр обязательств/требований по авансовым платежам по договорам купли-продажи / комиссии на продажу электрической энергии по регулируемым ценам | Регламент № 16, приложение 171.2 | xls | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Excel |  | 5 лет | 5 лет |
| MRNCZ\_CFR\_REESTR\_AVANS1\_LIAB\_XML\_NONLIB | Реестр авансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам за расчетный период (на первую дату платежа) | Регламент № 16, приложение 171.3 | xml | АТС | ЦФР | электронная почта (ASPMailer) | Нет | Нет | | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Блокнот |  | 5 лет |  |
| MRNCZ\_CFR\_REESTR\_AVANS2\_LIAB\_XML\_NONLIB | Реестр авансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам за расчетный период (на вторую дату платежа) | Регламент № 16, приложение 171.3 | xml | АТС | ЦФР | электронная почта (ASPMailer) | Нет | Нет | | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Блокнот |  | 5 лет |  |
| MRNCZ\_PART\_REESTR\_AVANS1\_NONLIB\_GEN | Реестр авансовых требований по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам (продажа, на первую дату платежа) | Регламент № 16, приложение 171.4 | xlsx | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Excel |  | 5 лет | 5 лет |
| MRNCZ\_PART\_REESTR\_AVANS2\_NONLIB\_GEN | Реестр авансовых требований по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам (продажа, на вторую дату платежа) | Регламент № 16, приложение 171.4 | xlsx | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Excel |  | 5 лет | 5 лет |
| MRNCZ\_PART\_REESTR\_AVANS1\_NONLIB\_CON | Реестр авансовых обязательств по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам (покупка, на первую дату платежа) | Регламент № 16, приложение 171.4 | xlsx | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Excel |  | 5 лет | 5 лет |
| MRNCZ\_PART\_REESTR\_AVANS2\_NONLIB\_CON | Реестр авансовых обязательств по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам (покупка, на вторую дату платежа) | Регламент № 16, приложение 171.4 | xlsx | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Excel |  | 5 лет | 5 лет |
| FRSV\_CFR\_REESTR\_FACT\_RD\_DV | Итоговый реестр обязательств/требований по договорам купли-продажи / комиссии на продажу электрической энергии по регулируемым ценам за расчетный период | Регламент № 16, приложение 171.5 | xml | АТС | ЦФР | электронная почта (ASPMailer) | Нет | Нет | | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Блокнот |  | 5 лет |  |
| FRSV\_PART\_REESTR\_FACT\_RD\_DV | Реестр обязательств/требований по договорам купли-продажи / комиссии на продажу электрической энергии по регулируемым ценам | Регламент № 16, приложение 171.6 | xls | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Excel |  | 5 лет | 5 лет |
| MRNCZ\_CFR\_REESTR\_FACT\_LIAB\_XML\_NONLIB | Итоговый реестр финансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам за расчетный период | Регламент № 16, приложение 171.7 | xml | АТС | ЦФР | электронная почта (ASPMailer) | Нет | Нет | | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Блокнот |  | 5 лет |  |
| MRNCZ\_PART\_REESTR\_FACT\_NONLIB\_GEN | Реестр требований по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам (продажа) | Регламент № 16, приложение 171.8 | xlsx | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Excel |  | 5 лет | 5 лет |
| MRNCZ\_PART\_REESTR\_FACT\_NONLIB\_CON | Реестр обязательств по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам (покупка) | Регламент № 16, приложение 171.8 | xlsx | АТС | Участник | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Excel |  | 5 лет | 5 лет |

**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 | ПО отображения и изготовления бумажных копий | Срок хранения в архиве | Срок доступа через интерфейс сайта |
| advance\_energy | Авансовая стоимость покупки/продажи электроэнергии по участнику ОРЭМ в неценовой зоне | Регламент № 16, п. 7.10, приложение 38.1 | xls | АТС | Участник, ФСК | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.5 | Excel | 5 лет | 5 лет |
| c\_87 | Фактическая стоимость покупки/продажи электроэнергии по участнику ОРЭМ в неценовой зоне | Регламент № 16, п. 7.10, приложение 38.3 | xls | АТС | Участник, ФСК | сайт, криптораздел участника | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.5 | Excel | 5 лет | 5 лет |
| fact\_buy\_sell\_energy\_analytic | Аналитический отчет по определению величины фактических финансовых обязательств/требований за электрическую энергию по неценовой зоне | Регламент № 16, п. 7.10, приложение 38.4 | xls | АТС | ФСК, Участник | сайт, персональный раздел участника | Нет | Нет | Электронное сообщение, без ЭП | Excel | 5 лет | 3 года |
| plan\_hour\_generation\_energy\_price | Плановая почасовая стоимость генерации по неценовой зоне | Регламент № 16, п. 7.10, приложение 38.10 | xls | АТС | Участник, ФСК | сайт, персональный раздел участника | Нет | Нет | Электронное сообщение, без ЭП | Excel | 5 лет | 3 года |
| upz\_dev\_cost | Итоговый почасовой отчет по определению обязательств/требований по оплате отклонений участников неценовых зон | Регламент № 16, п. 7.10, приложение 38.16 | xls | АТС | ФСК, Участник | сайт, персональный раздел участника | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Excel | 5 лет | 3 года |
| STRAW\_CFR\_RDN | Регулируемый договор купли-продажи электрической энергии и мощности для энергосбытовых компаний, гарантирующих поставщиков (энергоснабжающих организаций) для поставки населению | Договор о присоединении, п. 13.1 | pdf | АТС | ЦФР | электронная почта (ASPMailer) | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.19 | Adobe Reader | 5 лет |  |
| STRAW\_CFR\_RDP | Регулируемый договор купли-продажи электрической энергии и мощности для гарантирующих поставщиков, энергосбытовых и энергоснабжающих организаций – участников оптового рынка для поставки в отдельных частях ценовых зон, для которых установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, и организаций, осуществляющих экспортно-импортные операции в части покупки электрической энергии и мощности на территории Республики Северная Осетия – Алания | Договор о присоединении, п. 13.1 | pdf | АТС | ЦФР | электронная почта (ASPMailer) | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.19 | Adobe Reader | 5 лет |  |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЪЕМОВ ФАКТИЧЕСКИ ПОСТАВЛЕННОЙ НА ОПТОВЫЙ РЫНОК МОЩНОСТИ (Приложение № 13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **3.4.2.1** | До начала расчетного периода участник ОРЭМ в порядке, определенном СО, в отношении всех суток месяца *m* заявляет значения ограничений установленной мощности по всем единицам генерирующего оборудования, ГТП генерации *j* и электростанции *s* в целом, актуальные для каждого часа *h* суток *k* месяца *m* () и соответствующую среднемесячную величину ограничений() с учетом допустимого превышения располагаемой мощности над установленной (номинальной) мощностью (для объектов ВИЭ (солнце / ветер) величины ограничений заявляются участником ОРЭМ исходя из параметров инсоляции / ветровой нагрузки, обеспечивающих выдачу мощности готового к выработке электроэнергии оборудования в полном объеме в соответствии с его паспортными характеристиками).  В отношении генерирующего оборудования ГЭС (за исключением малых водоточных ГЭС), ГАЭС и электростанций, в отношении которых в реестре субъектов оптового рынка, допущенных к торговой системе оптового рынка, предоставленном КО в СО до начала расчетного месяца, установлен признак использования при производстве электроэнергии в качестве основного энергоносителя доменный, коксовой, конвертерный газ, масляные смеси, каменноугольную смолу, отходящее тепло технологических агрегатов и иные отходы промышленного производства (электростанции, использующие отходы промышленного производства), участником ОРЭМ в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданных в СО не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 10 часов хабаровского времени суток *Х*-1) заявляются почасовые значения ограничений (), соответствующие ограничениям мощности, не связанным с проведением ремонтов.  В отношении генерирующего оборудования малых водоточных ГЭС участником ОРЭМ в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданных в СО не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 10 часов хабаровского времени суток *Х*-1), заявляются почасовые значения ограничений (), соответствующие напору воды, обеспечивающему выдачу мощности готового к выработке электроэнергии оборудования в полном объеме в соответствии с его паспортными характеристиками ().  Величина ограничения  в случаях допустимого превышения располагаемой мощности над установленной мощностью может быть отрицательной.  Если в отношении генерирующего оборудования участников оптового рынка, функционирующего на территории неценовой зоны оптового рынка, значение предельного объема поставки мощности по ГТП генерации, определенное в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* (Приложение № 19.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), меньше величины установленной мощности генерирующего оборудования, входящего в состав данной ГТП, то указанная разница может быть заявлена участником ОРЭМ в составе ограничений установленной мощности по соответствующей ГТП генерации на периоды, начиная с 1-го числа месяца, в котором определен такой предельный объем поставки мощности.  … | До начала расчетного периода участник ОРЭМ в порядке, определенном СО, в отношении всех суток месяца *m* заявляет значения ограничений установленной мощности по всем единицам генерирующего оборудования, ГТП генерации *j* и электростанции *s* в целом, актуальные для каждого часа *h* суток *k* месяца *m* () и соответствующую среднемесячную величину ограничений() с учетом допустимого превышения располагаемой мощности над установленной (номинальной) мощностью (для объектов ВИЭ (солнце / ветер) величины ограничений заявляются участником ОРЭМ исходя из параметров инсоляции / ветровой нагрузки, обеспечивающих выдачу мощности готового к выработке электроэнергии оборудования в полном объеме в соответствии с его паспортными характеристиками).  В отношении генерирующего оборудования ГЭС (за исключением малых водоточных ГЭС), ГАЭС и электростанций, в отношении которых в реестре субъектов оптового рынка, допущенных к торговой системе оптового рынка, предоставленном КО в СО до начала расчетного месяца, установлен признак использования при производстве электроэнергии в качестве основного энергоносителя доменный, коксовой, конвертерный газ, масляные смеси, каменноугольную смолу, отходящее тепло технологических агрегатов и иные отходы промышленного производства (электростанции, использующие отходы промышленного производства), участником ОРЭМ в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданных в СО не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток *Х*-2 (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – до 10 часов хабаровского времени суток *Х*-1) заявляются почасовые значения ограничений (), соответствующие ограничениям мощности, не связанным с проведением ремонтов.  В отношении генерирующего оборудования малых водоточных ГЭС участником ОРЭМ в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданных в СО не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток *Х*-2 (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – до 10 часов хабаровского времени суток *Х*-1), заявляются почасовые значения ограничений (), соответствующие напору воды, обеспечивающему выдачу мощности готового к выработке электроэнергии оборудования в полном объеме в соответствии с его паспортными характеристиками ().  Если в отношении генерирующего оборудования участников оптового рынка, функционирующего на территории неценовой зоны оптового рынка или отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, значение предельного объема поставки мощности по ГТП генерации, определенное в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* (Приложение № 19.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), меньше величины установленной мощности генерирующего оборудования, входящего в состав данной ГТП, то указанная разница может быть заявлена участником ОРЭМ в составе ограничений установленной мощности по соответствующей ГТП генерации на периоды, начиная с 1-го числа месяца, в котором определен такой предельный объем поставки мощности. |
| **3.4.3** | СО определяет плановый технологический минимум с учетом плановых увеличений технологического минимума по блочному генерирующему оборудованию, отнесенному к каждой ГТП участника ОРЭМ, на каждый час расчетных суток в соответствии с Техническими требованиями и Порядком установления соответствия.  определяется на основании данных о минимальной мощности генерирующего оборудования, заявленных участником оптового рынка в уведомлении, поданном не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 10 часов 00 минут хабаровского времени суток *Х*-2) в отношении суток *Х*, и согласованных СО. | СО определяет плановый технологический минимум с учетом плановых увеличений технологического минимума по блочному генерирующему оборудованию, отнесенному к каждой ГТП участника ОРЭМ, на каждый час расчетных суток в соответствии с Техническими требованиями и Порядком установления соответствия.  определяется на основании данных о минимальной мощности генерирующего оборудования, заявленных участником оптового рынка в уведомлении, поданном не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – до 10 часов 00 минут хабаровского времени суток *Х*-2) в отношении суток *Х*, и согласованных СО. |
| **3.4.6** | Процесс согласования ремонтов осуществляется при планировании режимов, в том числе долгосрочном. Участник ОРЭМ в соответствии с порядком, установленным СО, может подать СО заявку на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния оборудования.  СО определяет почасовые значения максимальной мощности ЕГО на основании уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования для целей ВСВГО, поданных СО участником ОРЭМ не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 10 часов хабаровского времени суток *Х*-1) на сутки *X*, и формирует значение и  по каждой ЕГО и ГТП в целом участника ОРЭМ и на каждый час суток *h*, и определяет  и – величины ремонтного снижения мощности ЕГО *g* и ГТП *j* (Dрем\_план), соответствующие критериям отнесения к объемам согласованных плановых ремонтных снижений мощности, указанным в п. 3.4.6.1 настоящего Регламента, и заявленные в отношении ЕГО *g* и ГТП *j* в составе соответствующих уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования:  ; (8.1)  *. (8.2)*  При этом снижения максимальной мощности генерирующего оборудования (Dрем\_план), в том числе обусловленные ремонтом основного, общестанционного и (или) вспомогательного оборудования, подлежащие отнесению к плановым ремонтам снижениям мощности при условии их соответствия критериям, указанным в п. 3.4.6.1 настоящего Регламента, должны быть заявлены в соответствующих диспетчерских заявках, а также в составе уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования для целей ВСВГО и РСВ в отношении ЕГО, на режим работы которых они оказывают влияние (при невозможности отнесения снижений максимальной мощности на отдельные ЕГО по складывающимся схемно-режимным условиям, разнесение снижений максимальной мощности между ЕГО осуществляется по согласованию с СО на этапе подачи уведомлений ВСВГО).  В случае изменения состава и (или) максимальной мощности ЕГО *g*, входящих в ГТП *j*, относительно состава и (или) максимальной мощности ЕГО, заявленных участником оптового рынка в уведомлении ВСВГО, поданном до 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 10 часов хабаровского времени суток *Х*-1), допускается перераспределение между ЕГО *g* объемов плановых ремонтных снижений мощности в составе уведомлений РСВ или оперативных уведомлений, при условии непревышения суммарного объема планового ремонтного снижения по ГТП *j*. При превышении указанного объема при определении готовности к несению нагрузки используются объемы, заявленные по ЕГО *g* в составе уведомлений ВСВГО по состоянию на 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 10 часов хабаровского времени суток *Х*-1). | Процесс согласования ремонтов осуществляется при планировании режимов, в том числе долгосрочном. Участник ОРЭМ в соответствии с порядком, установленным СО, может подать СО заявку на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния оборудования.  СО определяет почасовые значения максимальной мощности ЕГО на основании уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования для целей ВСВГО, поданных СО участником ОРЭМ не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – до 10 часов хабаровского времени суток *Х*-1) на сутки *X*, и формирует значение и  по каждой ЕГО и ГТП в целом участника ОРЭМ и на каждый час суток *h*, и определяет  и – величины ремонтного снижения мощности ЕГО *g* и ГТП *j* (Dрем\_план), соответствующие критериям отнесения к объемам согласованных плановых ремонтных снижений мощности, указанным в п. 3.4.6.1 настоящего Регламента, и заявленные в отношении ЕГО *g* и ГТП *j* в составе соответствующих уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования:  ; (8.1)  *. (8.2)*  При этом снижения максимальной мощности генерирующего оборудования (Dрем\_план), в том числе обусловленные ремонтом основного, общестанционного и (или) вспомогательного оборудования, подлежащие отнесению к плановым ремонтам снижениям мощности при условии их соответствия критериям, указанным в п. 3.4.6.1 настоящего Регламента, должны быть заявлены в соответствующих диспетчерских заявках, а также в составе уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования для целей ВСВГО и РСВ в отношении ЕГО, на режим работы которых они оказывают влияние (при невозможности отнесения снижений максимальной мощности на отдельные ЕГО по складывающимся схемно-режимным условиям, разнесение снижений максимальной мощности между ЕГО осуществляется по согласованию с СО на этапе подачи уведомлений ВСВГО).  В случае изменения состава и (или) максимальной мощности ЕГО *g*, входящих в ГТП *j*, относительно состава и (или) максимальной мощности ЕГО, заявленных участником оптового рынка в уведомлении ВСВГО, поданном до 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – до 10 часов хабаровского времени суток *Х*-1), допускается перераспределение между ЕГО *g* объемов плановых ремонтных снижений мощности в составе уведомлений РСВ или оперативных уведомлений, при условии непревышения суммарного объема планового ремонтного снижения по ГТП *j*. При превышении указанного объема при определении готовности к несению нагрузки используются объемы, заявленные по ЕГО *g* в составе уведомлений ВСВГО по состоянию на 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – до 10 часов хабаровского времени суток *Х*-1). |
| **3.4.7** | Участник ОРЭМ должен уведомить в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений Участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) о составе и параметрах генерирующего оборудования территориальное (-ые) подразделение (-я) СО, на территории которого находятся ГТП генерации.  В случае утверждения в составе перечня участников, допущенных к торговле электрической энергией и мощностью на соответствующий месяц, изменений, связанных с изменением состава ГТП, после направления Участником ОРЭМ уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования, Участник ОРЭМ имеет право направить Системному оператору повторное уведомление в письменном виде.  СО на основании данных, заявляемых участником ОРЭМ не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 в уведомлении о составе и параметрах оборудования, поданном в отношении суток *Х*+2 (уведомление ВСВГО), и разрешенных внеплановых заявках на снижение максимальной мощности, определяет  – максимальную мощность генерирующего оборудования, отнесенного к ГТП генерации, и  – величину снижения указанной мощности в связи с проведением ремонтов основного и вспомогательного оборудования от определенной СО в соответствии с п. 3.4.6 настоящего Регламента.  …  СО на основании данных, заявляемых участником ОРЭМ не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 в уведомлении о составе и параметрах оборудования, поданном в отношении суток *Х*+2 (уведомление ВСВГО), и разрешенных внеплановых заявках на увеличение минимальной мощности включенного генерирующего оборудования, определяет  – минимальную мощность фактически включенного генерирующего оборудования (с учетом ограничений, заявленных по режимным генерирующим единицам), отнесенного к ГТП генерации, включающей только блочные ГЕМ, но не более чем величина минимальной мощности генерирующего оборудования, заявленная участником оптового рынка в уведомлении, поданном не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 10 часов 00 минут хабаровского времени суток *Х*-2) в отношении суток *Х*, и согласованная СО, и  – величину отличия указанной мощности от планового технологического минимума :  … | Участник ОРЭМ должен уведомить в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений Участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) о составе и параметрах генерирующего оборудования территориальное (-ые) подразделение (-я) СО, на территории которого находятся ГТП генерации.  В случае утверждения в составе перечня участников, допущенных к торговле электрической энергией и мощностью на соответствующий месяц, изменений, связанных с изменением состава ГТП, после направления Участником ОРЭМ уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования, Участник ОРЭМ имеет право направить Системному оператору повторное уведомление в письменном виде.  СО на основании данных, заявляемых участником ОРЭМ не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 в уведомлении о составе и параметрах оборудования, поданном в отношении суток *Х*+2 (уведомление ВСВГО), и разрешенных внеплановых заявках на снижение максимальной мощности, определяет  – максимальную мощность генерирующего оборудования, отнесенного к ГТП генерации, и  – величину снижения указанной мощности в связи с проведением ремонтов основного и вспомогательного оборудования от определенной СО в соответствии с п. 3.4.6 настоящего Регламента.  …  СО на основании данных, заявляемых участником ОРЭМ не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 в уведомлении о составе и параметрах оборудования, поданном в отношении суток *Х*+2 (уведомление ВСВГО), и разрешенных внеплановых заявках на увеличение минимальной мощности включенного генерирующего оборудования, определяет  – минимальную мощность фактически включенного генерирующего оборудования (с учетом ограничений, заявленных по режимным генерирующим единицам), отнесенного к ГТП генерации, включающей только блочные ГЕМ, но не более чем величина минимальной мощности генерирующего оборудования, заявленная участником оптового рынка в уведомлении, поданном не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – до 10 часов 00 минут хабаровского времени суток *Х*-2) в отношении суток *Х*, и согласованная СО, и  – величину отличия указанной мощности от планового технологического минимума :  … |
| **3.4.8** | СО на основании данных, заявляемых участником ОРЭМ в уведомлении о составе и параметрах оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток Х-2 (для второй неценовой зоны – до 10 часов хабаровского времени суток Х-1), (уведомлениях РСВ) и разрешенных внеплановых заявках на снижение максимальной мощности определяет  – максимальную мощность генерирующего оборудования, отнесенного к ГТП генерации, и  величину снижения указанной мощности от определенной СО в соответствии с п. 3.4.7 настоящего Регламента.  …  СО на основании данных, заявляемых участником ОРЭМ в указанном в настоящем пункте уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования (уведомлении РСВ), а также разрешенных внеплановых заявок на увеличение минимальной мощности включенного генерирующего оборудования определяет  – минимальную мощность фактически включенного генерирующего оборудования (с учетом ограничений, заявленных по режимным генерирующим единицам), отнесенного к ГТП генерации, включающей только блочные ГЕМ, и  – величину отличия указанной мощности от определенного СО актуального планового технологического минимума генерирующего оборудования:  , (13)  где  – минимальная мощность фактически включенного генерирующего оборудования (с учетом ограничений, заявленных по режимной генерирующей единице), отнесенного к ГТП генерации, включающей только блочные ГЕМ, включенного по результатам процедуры ВСВГО и (или) при актуализации состава оборудования на этапе формирования ПДГ по требованию СО и (или) по команде диспетчера СО, определенная на основании данных, заявленных участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 10 часов 00 минут хабаровского времени суток *Х*-1), увеличенная на величину минимальной мощности генерирующего оборудования, отключенного по результатам процедуры ВСВГО и включенного по требованию участника оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 10 часов 00 минут хабаровского времени суток *Х*-1).  В качестве величины минимальной мощности генерирующего оборудования, отключенного по результатам процедуры ВСВГО и включенного по требованию участника оптового рынка, используется максимальное значение из величины минимальной мощности, заявленной участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 10 часов 00 минут хабаровского времени суток *Х*-1), и значения нижнего предела регулировочного диапазона, представленного участником оптового рынка Коммерческому оператору 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 перечне паспортных технологических характеристик генерирующего оборудования по форме 12 (приложение 1 к данному Положению).  … | СО на основании данных, заявляемых участником ОРЭМ в уведомлении о составе и параметрах оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток Х-2 (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – до 10 часов хабаровского времени суток Х-1), (уведомлениях РСВ) и разрешенных внеплановых заявках на снижение максимальной мощности определяет  – максимальную мощность генерирующего оборудования, отнесенного к ГТП генерации, и  величину снижения указанной мощности от определенной СО в соответствии с п. 3.4.7 настоящего Регламента.  …  СО на основании данных, заявляемых участником ОРЭМ в указанном в настоящем пункте уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования (уведомлении РСВ), а также разрешенных внеплановых заявок на увеличение минимальной мощности включенного генерирующего оборудования определяет  – минимальную мощность фактически включенного генерирующего оборудования (с учетом ограничений, заявленных по режимным генерирующим единицам), отнесенного к ГТП генерации, включающей только блочные ГЕМ, и  – величину отличия указанной мощности от определенного СО актуального планового технологического минимума генерирующего оборудования:  , (13)  где  – минимальная мощность фактически включенного генерирующего оборудования (с учетом ограничений, заявленных по режимной генерирующей единице), отнесенного к ГТП генерации, включающей только блочные ГЕМ, включенного по результатам процедуры ВСВГО и (или) при актуализации состава оборудования на этапе формирования ПДГ по требованию СО и (или) по команде диспетчера СО, определенная на основании данных, заявленных участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток *Х*-2 (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – до 10 часов 00 минут хабаровского времени суток *Х*-1), увеличенная на величину минимальной мощности генерирующего оборудования, отключенного по результатам процедуры ВСВГО и включенного по требованию участника оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток *Х*-2 (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – до 10 часов 00 минут хабаровского времени суток *Х*-1).  В качестве величины минимальной мощности генерирующего оборудования, отключенного по результатам процедуры ВСВГО и включенного по требованию участника оптового рынка, используется максимальное значение из величины минимальной мощности, заявленной участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток *Х*-2 (входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – до 10 часов 00 минут хабаровского времени суток *Х*-1), и значения нижнего предела регулировочного диапазона, представленного участником оптового рынка Коммерческому оператору 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 перечне паспортных технологических характеристик генерирующего оборудования по форме 12 (приложение 1 к данному Положению).  … |
| **3.4.10** | В случае изменения состава или параметров оборудования, ожидаемого в час *n*, участник ОРЭМ уведомляет в час *h* СО об указанных изменениях в порядке, определенном СО. Системный оператор в случаях, если данное изменение состава или параметров оборудования допустимо для режима в ЕЭС, регистрирует величины:  …  - ― максимальную мощность оборудования, соответствующую составу и параметрам оборудования, измененным в соответствии с уведомлением, принятым в период с 16 часов 30 минут суток, предшествующих торговым, до часа (*n*-4), где *n* ― операционный час (для объектов ВИЭ (солнце / ветер / малые водоточные ГЭС), соответствующая параметрам инсоляции / ветровой нагрузки / напора воды, обеспечивающим выдачу мощности готового к выработке электроэнергии оборудования в полном объеме в соответствии с паспортными характеристиками генерирующего оборудования), и величину :  ,(16.1)  - ― минимальную мощность фактически включенного генерирующего оборудования (с учетом ограничений, заявленных по режимной генерирующей единице), отнесенного к ГТП генерации, включающей только блочные ГЕМ, включенного по результатам процедуры ВСВГО и (или) при актуализации состава оборудования на этапе формирования ПДГ по требованию СО и (или) по команде диспетчера СО, определенную на основании данных, заявленных участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном в период с 16 часов 30 минут московского времени суток, предшествующих торговым (для второй неценовой зоны – с 10 часов 00 минут хабаровского времени суток *Х*-1), до часа (*n*-4), где *n* – операционный час, увеличенную на величину минимальной мощности генерирующего оборудования, учтенного отключенным на этапе формирования ПДГ и включенного по требованию участника оптового рынка в уведомлении, поданном до часа (*n*-4), и величину :  … | В случае изменения состава или параметров оборудования, ожидаемого в час *n*, участник ОРЭМ уведомляет в час *h* СО об указанных изменениях в порядке, определенном СО. Системный оператор в случаях, если данное изменение состава или параметров оборудования допустимо для режима в ЕЭС, регистрирует величины:  …  - ― максимальную мощность оборудования, соответствующую составу и параметрам оборудования, измененным в соответствии с уведомлением, принятым в период с 16 часов 30 минут суток, предшествующих торговым, до часа (*n*-4), где *n* ― операционный час (для объектов ВИЭ (солнце / ветер / малые водоточные ГЭС), соответствующая параметрам инсоляции / ветровой нагрузки / напора воды, обеспечивающим выдачу мощности готового к выработке электроэнергии оборудования в полном объеме в соответствии с паспортными характеристиками генерирующего оборудования), и величину :  ,(16.1)  - ― минимальную мощность фактически включенного генерирующего оборудования (с учетом ограничений, заявленных по режимной генерирующей единице), отнесенного к ГТП генерации, включающей только блочные ГЕМ, включенного по результатам процедуры ВСВГО и (или) при актуализации состава оборудования на этапе формирования ПДГ по требованию СО и (или) по команде диспетчера СО, определенную на основании данных, заявленных участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном в период с 16 часов 30 минут московского времени суток, предшествующих торговым (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – с 10 часов 00 минут хабаровского времени суток *Х*-1), до часа (*n*-4), где *n* – операционный час, увеличенную на величину минимальной мощности генерирующего оборудования, учтенного отключенным на этапе формирования ПДГ и включенного по требованию участника оптового рынка в уведомлении, поданном до часа (*n*-4), и величину :  … |
| **3.4.11.1** | При несоблюдении нормативного времени включения в сеть при плановых пусках, учтенных при актуализации состава оборудования на этапе формирования ПДГ, а также при неплановых пусках по команде диспетчера СО (за исключением команд диспетчера на включение генерирующего оборудования в минимально возможный срок с целью предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима):  …  и  регистрируются с часа, на который в ПДГ запланировано включение в сеть или включение в сеть задано командой диспетчера, до наступления одного из следующих событий:   * времени фактического включения в сеть, но не менее 4 (четырех) часов, в случае наличия уведомления о согласованном отступлении от нормативного времени включения в сеть; * первого часа суток, в отношении которых не позднее 10 часов 00 минут московского времени (для второй неценовой зоны – хабаровского времени) суток *Х*–2 в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не ранее оперативного уведомления об отступлении от нормативного времени включения в сеть или о прекращении пусковых операций и соответствующем диспетчерской заявке, заявлен ремонт (вынужденный простой) или готовность генерирующего оборудования к работе. | При несоблюдении нормативного времени включения в сеть при плановых пусках, учтенных при актуализации состава оборудования на этапе формирования ПДГ, а также при неплановых пусках по команде диспетчера СО (за исключением команд диспетчера на включение генерирующего оборудования в минимально возможный срок с целью предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима):  …  и  регистрируются с часа, на который в ПДГ запланировано включение в сеть или включение в сеть задано командой диспетчера, до наступления одного из следующих событий:   * времени фактического включения в сеть, но не менее 4 (четырех) часов, в случае наличия уведомления о согласованном отступлении от нормативного времени включения в сеть; * первого часа суток, в отношении которых не позднее 10 часов 00 минут московского времени (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – хабаровского времени) суток *Х*–2 в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не ранее оперативного уведомления об отступлении от нормативного времени включения в сеть или о прекращении пусковых операций и соответствующем диспетчерской заявке, заявлен ремонт (вынужденный простой) или готовность генерирующего оборудования к работе. |
| **3.4.11.2** | При несоблюдении нормативного времени включения по команде диспетчера на включение генерирующего оборудования в минимально возможный срок с целью предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима:  …  и  регистрируются с часа отдачи диспетчерской команды на включение в сеть в минимально возможный срок до наступления одного из следующих событий:   * времени фактического включения в сеть генерирующего оборудования, но не менее 4 (четырех) часов, в случае наличия уведомления о согласованном отступлении от нормативного времени включения в сеть;   первого часа суток, в отношении которых не позднее 10 часов 00 минут московского времени (для второй неценовой зоны – хабаровского времени) суток *Х*–2 в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не ранее оперативного уведомления об отступлении от нормативного времени включения в сеть или о прекращении пусковых операций и соответствующем диспетчерской заявке, заявлен ремонт (вынужденный простой) или готовность генерирующего оборудования к работе. | При несоблюдении нормативного времени включения по команде диспетчера на включение генерирующего оборудования в минимально возможный срок с целью предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима:  …  и  регистрируются с часа отдачи диспетчерской команды на включение в сеть в минимально возможный срок до наступления одного из следующих событий:   * времени фактического включения в сеть генерирующего оборудования, но не менее 4 (четырех) часов, в случае наличия уведомления о согласованном отступлении от нормативного времени включения в сеть;   первого часа суток, в отношении которых не позднее 10 часов 00 минут московского времени (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – хабаровского времени) суток *Х*–2 в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не ранее оперативного уведомления об отступлении от нормативного времени включения в сеть или о прекращении пусковых операций и соответствующем диспетчерской заявке, заявлен ремонт (вынужденный простой) или готовность генерирующего оборудования к работе. |
| **3.5** | Порядок определения выполнения технических требований к обмену технологической информацией с автоматизированной системой СО  1. СО по итогам контроля выполнения технических требований к СОТИАССО электростанций, в отношении которых зарегистрированы ГТП генерации, регистрирует по этим ГТП генерации признаки технической неготовности СОТИАССО в отчетном месяце в следующих случаях:   …   1. при отсутствии на 1 (первое) число отчетного месяца введенной в опытную или промышленную эксплуатацию СОТИАССО;   …   1. при выявлении суммарно в течение 48 (сорока восьми) и более часов за отчетный месяц нарушений требований к обмену технологической информацией с автоматизированной системой СО, указанных в приложении 3 к *Регламенту допуска к торговой системе оптового рынка* (Приложение № 1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), обусловленных:  * технической неготовностью голосовых и технологических каналов связи и средств телемеханики; * технической неготовностью к получению ПБР (ППБР, ДДГ – для второй неценовой зоны) и (или) получению/передаче оперативных уведомлений;   … | Порядок определения выполнения технических требований к обмену технологической информацией с автоматизированной системой СО  1. СО по итогам контроля выполнения технических требований к СОТИАССО электростанций, в отношении которых зарегистрированы ГТП генерации, регистрирует по этим ГТП генерации признаки технической неготовности СОТИАССО в отчетном месяце в следующих случаях:   …  1) при отсутствии на 1 (первое) число отчетного месяца введенной в опытную или промышленную эксплуатацию СОТИАССО;  …  5) при выявлении суммарно в течение 48 (сорока восьми) и более часов за отчетный месяц нарушений требований к обмену технологической информацией с автоматизированной системой СО, указанных в приложении 3 к *Регламенту допуска к торговой системе оптового рынка* (Приложение № 1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), обусловленных:   * технической неготовностью голосовых и технологических каналов связи и средств телемеханики; * технической неготовностью к получению ПБР и (или) получению/передаче оперативных уведомлений;   … |
| **3.5.1** | Порядок определения технической неготовности СОТИАССО в части неготовности к получению ПБР (ППБР, ДДГ – для второй неценовой зоны) и (или) получению/передаче оперативных уведомлений.  Техническая неготовность СОТИАССО в части неготовности к получению ПБР (ППБР, ДДГ – для второй неценовой зоны) и (или) получению/передаче оперативных уведомлений – ситуация, при которой на объекте электроэнергетики, в отношении которого сформирована данная ГТП, по техническим причинам не могут формироваться оперативные уведомления и (или) надлежащим образом приниматься данные ПБР (ППБР, ДДГ – для второй неценовой зоны) и результирующая информация о составе, актуальных параметрах и ограничениях режимов работы генерирующего оборудования, публикуемая на Шлюзе СО.  Техническая неготовность СОТИАССО в части неготовности к получению ПБР (ППБР, ДДГ – для второй неценовой зоны) и (или) получению/передаче оперативных уведомлений для ГТП участника оптового рынка устанавливается в случае направления участником оптового рынка в СО соответствующей информации и (или) по результатам осуществления СО мониторинга выполнения участником технических требований в части обмена технологической информацией с автоматизированной системой СО на основании следующей информации:  – уведомления участником оптового рынка СО о временной неготовности к получению данных ПБР (ППБР, ДДГ – для второй неценовой зоны) и (или) получению/передаче оперативных уведомлений, в т. ч. для проведения профилактических и наладочных работ путем передачи соответствующей диспетчерской заявки и (или) с использованием диспетчерской связи при условии указания периода неготовности;  – результатов контроля регулярного обмена (факта отправки и времени доставки сообщений) технологическими уведомлениями, порождаемыми клиентской версией автоматизированной системы подготовки и передачи уведомлений о составе и параметрах оборудования (консоль сбора данных об изменении системных условий – КИСУ) с учетом требований приложения 3 к *Регламенту допуска к торговой системе оптового рынка* (Приложение № 1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). Указанные уведомления формируются в автоматическом режиме КИСУ, в т. ч. по расписанию;  – информации о времени получения подтверждения о доставке (получении) ПБР (ППБР, ДДГ – для второй неценовой зоны) позднее времени начала его действия;  – информации о невозможности формирования и передачи в СО оперативного уведомления с помощью КИСУ, установленной на рабочем месте оператора участника оптового рынка (электростанции). | Порядок определения технической неготовности СОТИАССО в части неготовности к получению ПБР и (или) получению/передаче оперативных уведомлений.  Техническая неготовность СОТИАССО в части неготовности к получению ПБР и (или) получению/передаче оперативных уведомлений – ситуация, при которой на объекте электроэнергетики, в отношении которого сформирована данная ГТП, по техническим причинам не могут формироваться оперативные уведомления и (или) надлежащим образом приниматься данные ПБР и результирующая информация о составе, актуальных параметрах и ограничениях режимов работы генерирующего оборудования, публикуемая на Шлюзе СО.  Техническая неготовность СОТИАССО в части неготовности к получению ПБР и (или) получению/передаче оперативных уведомлений для ГТП участника оптового рынка устанавливается в случае направления участником оптового рынка в СО соответствующей информации и (или) по результатам осуществления СО мониторинга выполнения участником технических требований в части обмена технологической информацией с автоматизированной системой СО на основании следующей информации:  – уведомления участником оптового рынка СО о временной неготовности к получению данных ПБР и (или) получению/передаче оперативных уведомлений, в т. ч. для проведения профилактических и наладочных работ путем передачи соответствующей диспетчерской заявки и (или) с использованием диспетчерской связи при условии указания периода неготовности;  – результатов контроля регулярного обмена (факта отправки и времени доставки сообщений) технологическими уведомлениями, порождаемыми клиентской версией автоматизированной системы подготовки и передачи уведомлений о составе и параметрах оборудования (консоль сбора данных об изменении системных условий – КИСУ) с учетом требований приложения 3 к *Регламенту допуска к торговой системе оптового рынка* (Приложение № 1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). Указанные уведомления формируются в автоматическом режиме КИСУ, в т. ч. по расписанию;  – информации о времени получения подтверждения о доставке (получении) ПБР позднее времени начала его действия;  – информации о невозможности формирования и передачи в СО оперативного уведомления с помощью КИСУ, установленной на рабочем месте оператора участника оптового рынка (электростанции). |
| **3.4.6.1** | 3.4.6.1 К объемам согласованных плановых ремонтных снижений мощности относятся объемы снижений мощности, связанные:  …  – с проведением краткосрочных работ на ГЭС (очистка сороудерживающих решеток, подводящих каналов и (или) водозаборов, в том числе в связи с шугой, замена срезных пальцев) или с заявленными режимами работы ГЭС, связанными с достижением уровнями верхнего и (или) нижнего бьефов установленных максимальных или минимальных значений отметок. Предусмотренная соответствующими диспетчерскими заявками разрешенная и фактическая длительность указанных работ или режимов работы не должна превышать 4 часов подряд в течение следующих периодов:   * не более 16 часов в течение месяца в период с 21 часа по 7 час и (или) в период с 13 часа по 17 час местного времени: с января по март и с июля по декабрь для ГЭС, расположенных в ценовых зонах; с января по апрель и с июля по декабрь для ГЭС, расположенных в неценовых зонах; * не более 32 часов в течение месяца в период с 21 часа по 7 час и (или) в период с 13 часа по 17 час местного времени в период весеннего половодья и паводков: с апреля по июнь для ГЭС, расположенных в ценовых зонах; с мая по июнь для ГЭС, расположенных в неценовых зонах; * не более 32 часов в течение месяца для ГЭС, работающих по водотоку.   …. | 3.4.6.1 К объемам согласованных плановых ремонтных снижений мощности относятся объемы снижений мощности, связанные:  …  – с проведением краткосрочных работ на ГЭС (очистка сороудерживающих решеток, подводящих каналов и (или) водозаборов, в том числе в связи с шугой, замена срезных пальцев) или с заявленными режимами работы ГЭС, связанными с достижением уровнями верхнего и (или) нижнего бьефов установленных максимальных или минимальных значений отметок. Предусмотренная соответствующими диспетчерскими заявками разрешенная и фактическая длительность указанных работ или режимов работы не должна превышать 4 часов подряд в течение следующих периодов:   * не более 16 часов в течение месяца в период с 21 часа по 7 час и (или) в период с 13 часа по 17 час местного времени: с января по март и с июля по декабрь для ГЭС, расположенных в ценовых зонах; с января по апрель и с июля по декабрь для ГЭС, расположенных на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам; * не более 32 часов в течение месяца в период с 21 часа по 7 час и (или) в период с 13 часа по 17 час местного времени в период весеннего половодья и паводков: с апреля по июнь для ГЭС, расположенных в ценовых зонах; с мая по июнь для ГЭС, расположенных на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам; * не более 32 часов в течение месяца для ГЭС, работающих по водотоку.   …. |
| **3′.1.2** | Процесс согласования ремонтов осуществляется при планировании режимов, в том числе долгосрочном. Участник ОРЭМ в соответствии с порядком, установленным СО, может подать СО заявку на вывод в ремонт / из ремонта оборудования. СО определяет почасовые значения максимальной мощности единиц генерирующего оборудования на основании данных о согласованных снижениях установленной мощности и заявок, поданных СО участником ОРЭМ не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 10 часов хабаровского времени суток *Х*-1), и формирует значение по каждой ГТП участника ОРЭМ и на каждый час суток, а также определяет  – величину ремонтного снижения мощности:  … | Процесс согласования ремонтов осуществляется при планировании режимов, в том числе долгосрочном. Участник ОРЭМ в соответствии с порядком, установленным СО, может подать СО заявку на вывод в ремонт / из ремонта оборудования. СО определяет почасовые значения максимальной мощности единиц генерирующего оборудования на основании данных о согласованных снижениях установленной мощности и заявок, поданных СО участником ОРЭМ не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – до 10 часов хабаровского времени суток *Х*-1), и формирует значение по каждой ГТП участника ОРЭМ и на каждый час суток, а также определяет  – величину ремонтного снижения мощности: |
| **4.2.1** | 4.2.1. Проведение плановых специальных испытаний на включенном оборудовании… На проведение испытаний участник ОРЭМ в соответствии с порядком, установленным СО, должен подать в СО соответствующую заявку и уведомление о составе и параметрах генерирующего оборудования для целей ВСВГО не позднее 10 часов 00 минут московского времени для ценовых и неценовых зон (за исключением территории Дальнего Востока) суток Х-2 (для второй неценовой зоны до 10 часов 00 минут хабаровского времени суток Х-1) на сутки X. | 4.2.1. Проведение плановых специальных испытаний на включенном оборудовании… На проведение испытаний участник ОРЭМ в соответствии с порядком, установленным СО, должен подать в СО соответствующую заявку и уведомление о составе и параметрах генерирующего оборудования для целей ВСВГО не позднее 10 часов 00 минут московского времени для ценовых и неценовых зон (за исключением территории Дальнего Востока) суток Х-2 (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, до 10 часов 00 минут хабаровского времени суток Х-1) на сутки X. |
| **4.2.2.2** | 4.2.2.2. для испытаний длительностью, превышающей 12 часов для генерирующего оборудования, выведенного в ремонт (вынужденный простой) по плановым или внеплановым диспетчерским заявкам, или превышающей 6 часов для генерирующего оборудования, выведенного в ремонт (вынужденный простой) по неотложным (аварийным) диспетчерским заявкам, но не более 48 часов, при одновременном выполнении следующих условий:   * диспетчерская заявка на проведение испытаний подана не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток Х-2 (не позднее 10 часов 00 минут хабаровского времени суток Х-1 для второй неценовой зоны) и согласована (разрешена) СО; * на весь период проведения таких испытаний участник оптового рынка заявляет в уведомлении ВСВГО, поданном не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток Х-2 (не позднее 10 часов 00 минут хабаровского времени суток Х-1 для второй неценовой зоны), включенное состояние испытываемого генерирующего оборудования. При этом режим работы (нагрузка) данной ЕГО в каждый час периода проведения испытаний должен быть задан равными значениями максимальной и минимальной мощности (Рмакс=Рмин) с указанием признака вынужденного состояния ЕГО (признак «ВСост»); * испытания заявлены участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования для целей РСВ и учтены на этапе формирования ПДГ; * заявляемая длительность испытаний не превышает срок ремонта (вынужденного простоя) генерирующего оборудования, предусмотренный соответствующей разрешенной диспетчерской заявкой; | 4.2.2.2. для испытаний длительностью, превышающей 12 часов для генерирующего оборудования, выведенного в ремонт (вынужденный простой) по плановым или внеплановым диспетчерским заявкам, или превышающей 6 часов для генерирующего оборудования, выведенного в ремонт (вынужденный простой) по неотложным (аварийным) диспетчерским заявкам, но не более 48 часов, при одновременном выполнении следующих условий:   * диспетчерская заявка на проведение испытаний подана не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток Х-2 (не позднее 10 часов 00 минут хабаровского времени суток Х-1 для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) и согласована (разрешена) СО; * на весь период проведения таких испытаний участник оптового рынка заявляет в уведомлении ВСВГО, поданном не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток Х-2 (не позднее 10 часов 00 минут хабаровского времени суток Х-1 для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам), включенное состояние испытываемого генерирующего оборудования. При этом режим работы (нагрузка) данной ЕГО в каждый час периода проведения испытаний должен быть задан равными значениями максимальной и минимальной мощности (Рмакс=Рмин) с указанием признака вынужденного состояния ЕГО (признак «ВСост»); * испытания заявлены участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования для целей РСВ и учтены на этапе формирования ПДГ; * заявляемая длительность испытаний не превышает срок ремонта (вынужденного простоя) генерирующего оборудования, предусмотренный соответствующей разрешенной диспетчерской заявкой; |
| **4.2.2.3** | **…**  Обязательным условием проведения указанных испытаний является одновременное выполнение следующих условий:   * диспетчерская заявка на проведение испытаний подана не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 (не позднее 10 часов 00 минут хабаровского времени суток *Х*-1 для второй неценовой зоны) и согласована (разрешена) СО. При этом в заявке должна быть указана информация о длительности проведения испытаний, о графиках нагрузки и о возможности аварийного отключения оборудования, а также время, необходимое для прекращения испытаний; * в уведомлении о составе и параметрах оборудования, поданном не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 (не позднее 10 часов 00 минут хабаровского времени суток *Х*-1 для второй неценовой зоны), заявлен режим работы испытываемого генерирующего оборудования в соответствии с диспетчерской заявкой. При этом режим работы (нагрузка) данной ЕГО в каждый час периода проведения испытаний должен быть задан равными значениями максимальной и минимальной мощности (Рмакс=Рмин) с указанием признака вынужденного состояния ЕГО (признак «ВСост»); * испытания заявлены участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования для целей РСВ и учтены на этапе формирования ПДГ.   **…** | **…**  Обязательным условием проведения указанных испытаний является одновременное выполнение следующих условий:   * диспетчерская заявка на проведение испытаний подана не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 (не позднее 10 часов 00 минут хабаровского времени суток *Х*-1 для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) и согласована (разрешена) СО. При этом в заявке должна быть указана информация о длительности проведения испытаний, о графиках нагрузки и о возможности аварийного отключения оборудования, а также время, необходимое для прекращения испытаний; * в уведомлении о составе и параметрах оборудования, поданном не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 (не позднее 10 часов 00 минут хабаровского времени суток *Х*-1 для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам), заявлен режим работы испытываемого генерирующего оборудования в соответствии с диспетчерской заявкой. При этом режим работы (нагрузка) данной ЕГО в каждый час периода проведения испытаний должен быть задан равными значениями максимальной и минимальной мощности (Рмакс=Рмин) с указанием признака вынужденного состояния ЕГО (признак «ВСост»); * испытания заявлены участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования для целей РСВ и учтены на этапе формирования ПДГ.   **…** |
| **4.3** | 4.3. Порядок определения готовности генерирующего оборудования, режим работы которого зависит от наличия теплового потребителя Максимальная мощность единиц генерирующего оборудования тепловых электростанций, состояние которых подлежит оптимизации в рамках ВСВГО и режим работы которых зависит от наличия теплового потребителя (турбины типа «Р» (в том числе «ПР», «ТР» и «ПТР», за исключением турбин типа «Р», имеющих приключенные турбины), ГТУ в составе ГТУ-ТЭЦ и пр.), готовая к выработке электроэнергии, при выводе такого оборудования в резерв или ремонт принимается равной нулю, если иное не подтверждено специализированными расчетами, заключающимися в перераспределении паровой нагрузки между оставшимися турбинами с соответствующим пересчетом ограничений мощности по каждой из них.  Максимальная мощность единиц генерирующего оборудования тепловых электростанций, состояние которых не подлежит оптимизации в рамках процедуры ВСВГО (состояние такого оборудования в уведомлении ВСВГО указано как вынужденно включенное или отключенное) и режим работы которых зависит от наличия теплового потребителя (турбины типа «Р» (в том числе «ПР», «ТР» и «ПТР»), ГТУ в составе ГТУ-ТЭЦ и пр.), при выводе такого оборудования в резерв или ремонт принимается равной нулю.  Снижение максимальной мощности в указанных в настоящем пункте случаях при подаче соответствующего уведомления о составе и параметрах оборудования не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток *Х*-2 (не позднее 10 часов 00 минут хабаровского времени суток *Х*-1 для второй неценовой зоны) подлежит регистрации как , при направлении уведомления после указанного времени или его отсутствии снижение максимальной мощности регистрируется в общем порядке (, ). | 4.3. Порядок определения готовности генерирующего оборудования, режим работы которого зависит от наличия теплового потребителя Максимальная мощность единиц генерирующего оборудования тепловых электростанций, состояние которых подлежит оптимизации в рамках ВСВГО и режим работы которых зависит от наличия теплового потребителя (турбины типа «Р» (в том числе «ПР», «ТР» и «ПТР», за исключением турбин типа «Р», имеющих приключенные турбины), ГТУ в составе ГТУ-ТЭЦ и пр.), готовая к выработке электроэнергии, при выводе такого оборудования в резерв или ремонт принимается равной нулю, если иное не подтверждено специализированными расчетами, заключающимися в перераспределении паровой нагрузки между оставшимися турбинами с соответствующим пересчетом ограничений мощности по каждой из них.  Максимальная мощность единиц генерирующего оборудования тепловых электростанций, состояние которых не подлежит оптимизации в рамках процедуры ВСВГО (состояние такого оборудования в уведомлении ВСВГО указано как вынужденно включенное или отключенное) и режим работы которых зависит от наличия теплового потребителя (турбины типа «Р» (в том числе «ПР», «ТР» и «ПТР»), ГТУ в составе ГТУ-ТЭЦ и пр.), при выводе такого оборудования в резерв или ремонт принимается равной нулю.  Снижение максимальной мощности в указанных в настоящем пункте случаях при подаче соответствующего уведомления о составе и параметрах оборудования не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток *Х*-2 (не позднее 10 часов 00 минут хабаровского времени суток *Х*-1 для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) подлежит регистрации как , при направлении уведомления после указанного времени или его отсутствии снижение максимальной мощности регистрируется в общем порядке (, ). |
| **4.5** | **Порядок учета ограничений (снижений) мощности энергоблоков ПГУ и ГТУ, зависящих от температуры наружного воздуха**  …  При наличии согласованной до начала месяца с СО зависимости ограничений (снижений) максимальной мощности блочных единиц генерирующего оборудования (ГТУ в составе ПГУ, ГТУ) от величины изменения температуры наружного воздуха, участник оптового рынка в составе уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования (и в уведомлениях РСВ, и в оперативных уведомлениях), подаваемых в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), должен заявлять значения прогнозной температуры наружного воздуха, принятые при расчете параметров указанного генерирующего оборудования, и соответствующие им ограничения (снижения) максимальной мощности.  При этом в составе оперативных уведомлений могут быть заявлены дополнительные ограничения (снижения) максимальной мощности, не связанные с ремонтом основного и (или) вспомогательного оборудования и обусловленные изменением ограничений установленной мощности в связи с увеличением прогнозной температуры наружного воздуха, заявленной в составе оперативного уведомления, относительно прогнозной температуры наружного воздуха, заявленной в составе уведомления РСВ, более чем на 5 (пять) градусов по Цельсию. В таких случаях снижение максимальной мощности включенных в работу блочных единиц генерирующего оборудования энергоблоков ПГУ и ГТУ, заявленное в составе уведомления о составе и параметрах генерирующего оборудования в период с 16 часов 30 минут московского времени суток, предшествующих торговым (для второй неценовой зоны – после 10 часов 00 минут хабаровского времени суток *Х*-1), до часа (*n*-4), где *n* – операционный час регистрируется:  … | **Порядок учета ограничений (снижений) мощности энергоблоков ПГУ и ГТУ, зависящих от температуры наружного воздуха**  …  При наличии согласованной до начала месяца с СО зависимости ограничений (снижений) максимальной мощности блочных единиц генерирующего оборудования (ГТУ в составе ПГУ, ГТУ) от величины изменения температуры наружного воздуха, участник оптового рынка в составе уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования (и в уведомлениях РСВ, и в оперативных уведомлениях), подаваемых в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), должен заявлять значения прогнозной температуры наружного воздуха, принятые при расчете параметров указанного генерирующего оборудования, и соответствующие им ограничения (снижения) максимальной мощности.  При этом в составе оперативных уведомлений могут быть заявлены дополнительные ограничения (снижения) максимальной мощности, не связанные с ремонтом основного и (или) вспомогательного оборудования и обусловленные изменением ограничений установленной мощности в связи с увеличением прогнозной температуры наружного воздуха, заявленной в составе оперативного уведомления, относительно прогнозной температуры наружного воздуха, заявленной в составе уведомления РСВ, более чем на 5 (пять) градусов по Цельсию. В таких случаях снижение максимальной мощности включенных в работу блочных единиц генерирующего оборудования энергоблоков ПГУ и ГТУ, заявленное в составе уведомления о составе и параметрах генерирующего оборудования в период с 16 часов 30 минут московского времени суток, предшествующих торговым (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – после 10 часов 00 минут хабаровского времени суток *Х*-1), до часа (*n*-4), где *n* – операционный час регистрируется:  … |
| **4.9** | 4.9. Порядок определения готовности генерирующего оборудования в период снижения максимальной мощности, не связанного с изменением эксплуатационного состояния оборудованияСнижение максимальной мощности, заявленное участником ОРЭМ в уведомлении о составе и параметрах оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 10 часов хабаровского времени суток *Х*-1), и разрешенных внеплановых диспетчерских заявках на снижение максимальной мощности, подлежат регистрации как  в случаях, если указанные снижения обусловлены:  * сезонно действующими факторами (снижение тепловых нагрузок, повышенное потребление тепла, повышение температуры воды на входе в конденсатор, повышение температуры наружного воздуха), отсутствием топлива, недостатком гидроресурсов, наличием ограничений по техническим причинам, носящих временный характер; * неработоспособностью устройств противоаварийной автоматики, наличие которой было предусмотрено техническими условиями на технологическое присоединение генерирующего оборудования.  В случае заявления указанных снижений позже 16 часов 30 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 10 часов хабаровского времени суток *Х*-1) СО осуществляет регистрацию показателей неготовности в общем порядке. | 4.9. Порядок определения готовности генерирующего оборудования в период снижения максимальной мощности, не связанного с изменением эксплуатационного состояния оборудованияСнижение максимальной мощности, заявленное участником ОРЭМ в уведомлении о составе и параметрах оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток *Х*-2 (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – до 10 часов хабаровского времени суток *Х*-1), и разрешенных внеплановых диспетчерских заявках на снижение максимальной мощности, подлежат регистрации как  в случаях, если указанные снижения обусловлены:  * сезонно действующими факторами (снижение тепловых нагрузок, повышенное потребление тепла, повышение температуры воды на входе в конденсатор, повышение температуры наружного воздуха), отсутствием топлива, недостатком гидроресурсов, наличием ограничений по техническим причинам, носящих временный характер; * неработоспособностью устройств противоаварийной автоматики, наличие которой было предусмотрено техническими условиями на технологическое присоединение генерирующего оборудования.  В случае заявления указанных снижений позже 16 часов 30 минут московского времени суток *Х*-2 (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – до 10 часов хабаровского времени суток *Х*-1) СО осуществляет регистрацию показателей неготовности в общем порядке. |

**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) |
| **3.10** | **Объемы покупки мощности по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях**  По итогам расчетного периода *m* покупатель *j* в ценовой зоне *z* (до 31.12.2028 – за исключением покупателей на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории , ранее относившейся к неценовым зонам) в ГТП потребления (экспорта) покупает по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, объем мощности , фактически поставленный в ГТП генерации в расчетном периоде, определенный для пары «ГТП генерации / ГТП потребления (экспорта) », рассчитываемый как:  .  ― доля, которую пиковое потребление ГТП потребления (экспорта) занимает в суммарном значении такого пикового потребления в обеих ценовых зонах *z*, рассчитываемая по формуле:  .  - объем поставки мощности в ГТП генерации *p* по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, определяемый в соответствии с п. 4.10 настоящего Регламента.  Тогда совокупный объем мощности, покупаемый потребителем *j* в ГТП потребления (экспорта) по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, за исключением объемов потребления мощности в ГТП *q*, покрытых мощностью собственных генерирующих объектов, осуществляющих поставку по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, определяется как:  .  Объем потребления мощности в ГТП потребления (экспорта) вценовых зонах *z*, который фактически обеспечен мощностью собственных генерирующих объектов, осуществляющих поставку мощности по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, равен:  .  До 31.12.2028 по итогам расчетного периода *m* покупатель *j* на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории , ранее относившейся к неценовым зонам, в ГТП потребления (экспорта) покупает по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, объем мощности , фактически поставленный в расчетном периоде в ГТП генерации , определенный для пары «ГТП генерации / ГТП потребления (экспорта) », рассчитываемый как:  .  – доля, которую пиковое потребление ГТП потребления (экспорта) занимает в суммарном значении такого пикового потребления на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории , определяемая в соответствии с п. 3.9 настоящего Регламента.  Тогда совокупный объем мощности, покупаемый потребителем *j* в ГТП потребления (экспорта) по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, за исключением объемов потребления мощности в ГТП *q*, покрытых мощностью собственных генерирующих объектов, осуществляющих поставку по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, определяется как:  .  Объем потребления мощности в ГТП потребления (экспорта) вценовых зонах *z*, который фактически обеспечен мощностью собственных генерирующих объектов, осуществляющих поставку мощности по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, равен:  . | **Объемы покупки мощности по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях**  По итогам расчетного периода *m* покупатель *j* в ценовой зоне *z* (до 31.12.2028 – за исключением покупателей на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории , ранее относившейся к неценовым зонам) в ГТП потребления (экспорта) покупает по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, объем мощности , фактически поставленный в ГТП генерации в расчетном периоде, определенный для пары «ГТП генерации / ГТП потребления (экспорта) », рассчитываемый как:  .  ― доля, которую пиковое потребление ГТП потребления (экспорта) занимает в суммарном значении такого пикового потребления в обеих ценовых зонах *z*, рассчитываемая по формуле:  .  - объем поставки мощности в ГТП генерации *p* по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, определяемый в соответствии с п. 4.10 настоящего Регламента.  Тогда совокупный объем мощности, покупаемый потребителем *j* в ГТП потребления (экспорта) по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, за исключением объемов потребления мощности в ГТП *q*, покрытых мощностью собственных генерирующих объектов, осуществляющих поставку по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, определяется как:  .  Объем потребления мощности в ГТП потребления (экспорта) вценовых зонах *z*, который фактически обеспечен мощностью собственных генерирующих объектов, осуществляющих поставку мощности по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, равен:  .  До 31.12.2028 по итогам расчетного периода *m* покупатель *j* на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории , ранее относившейся к неценовым зонам, в ГТП потребления (экспорта) покупает по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, объем мощности , фактически поставленный в расчетном периоде в ГТП генерации , определенный для пары «ГТП генерации / ГТП потребления (экспорта) », рассчитываемый как:  .  – доля, которую пиковое потребление ГТП потребления (экспорта) занимает в суммарном значении такого пикового потребления на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории , определяемая в соответствии с п. 3.9 настоящего Регламента.  Тогда совокупный объем мощности, покупаемый потребителем *j* в ГТП потребления (экспорта) по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, за исключением объемов потребления мощности в ГТП *q*, покрытых мощностью собственных генерирующих объектов, осуществляющих поставку по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, определяется как:  .  Объем потребления мощности в ГТП потребления (экспорта) вценовых зонах *z*, который фактически обеспечен мощностью собственных генерирующих объектов, осуществляющих поставку мощности по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, равен:  . |
| **6.1.8** | Объем мощности для расчета штрафа в случае, если показатель неготовности превышает минимальную величину из предельного объема поставки мощности и объема установленной мощности, в отношении ГТП генерации *p*, поставка мощности которой осуществляется по договорам КОМ/КОМ НГО/ договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме / ДПМ ВИЭ / ДПМ ТБО / договорам на модернизацию, договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, договорам купли-продажи мощности купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, участника оптового рынка *i* в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z*:  . (6.1.8)  Указанный объем для расчета штрафа в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* определяется только в случае, если выполняются следующие условия:   * объем обязательств в отношении такой ГТП генерации *p* в расчетном месяце *m*, указанный в Реестре обязательств по поставке мощности по результатам КОМ, не равен нулю; * предельный объем поставки мощности такой ГТП генерации *p* в расчетном месяце *m* больше нуля (); * в состав такой ГТП генерации не входят образцы инновационного энергетического оборудования.   – показатель неготовности к выработке электроэнергии в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* в расчетном месяце *m* ценовой зоны *z*, определенный СО и переданный в КО в соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  – предельный объем поставки мощности ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* в расчетном месяце *m* ценовой зоны *z*, определенный СО и переданный в КО в Реестре предельных объемов поставки мощности генерирующего оборудования в соответствии с настоящим Регламентом.  – объем установленной мощности ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* в расчетном месяце *m* ценовой зоны *z*, определенный СО и переданный в КО в Реестре предельных объемов поставки мощности генерирующего оборудования в соответствии с настоящим Регламентом.  Если в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, в состав которой входят 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*), в месяце поставки мощности *m* рассчитывается штрафуемый объем мощности за невыполнение требований 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*), то для таких ГТП генерации объем мощности для расчета штрафа в случае, если показатель неготовности превышает минимальную величину из предельного объема поставки мощности и объема установленной мощности, не рассчитывается.  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, используемый для расчета штрафа за неготовность поставить мощность по договору на модернизацию генерирующих объектов, расположенных, отдельных территориях в отношении ГТП генерации участника оптового рынка *i*, приходящийся на ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* *( )* в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z:*   1. Для ГТП потребления (экспорта):   ;   1. Для ГТП потребления (экспорта):   ;  ― доля, которую пиковое потребление ГТП потребления (экспорта) занимает в суммарном значении такого пикового потребления в обеих ценовых зонах *z*, определяемая в соответствии с п. 3.10 настоящего Регламента.  ― доля, которую пиковое потребление ГТП потребления (экспорта) занимает в суммарном значении такого пикового потребления на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории , определяемая в соответствии с п. 3.9 настоящего Регламента. | Объем мощности для расчета штрафа в случае, если показатель неготовности превышает минимальную величину из предельного объема поставки мощности и объема установленной мощности, в отношении ГТП генерации *p*, поставка мощности которой осуществляется по договорам КОМ/КОМ НГО/ договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме / ДПМ ВИЭ / ДПМ ТБО / договорам на модернизацию, договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, договорам купли-продажи мощности купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, участника оптового рынка *i* в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z*:  . (6.1.8)  Указанный объем для расчета штрафа в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* определяется только в случае, если выполняются следующие условия:   * объем обязательств в отношении такой ГТП генерации *p* в расчетном месяце *m*, указанный в Реестре обязательств по поставке мощности по результатам КОМ, не равен нулю; * предельный объем поставки мощности такой ГТП генерации *p* в расчетном месяце *m* больше нуля (); * в состав такой ГТП генерации не входят образцы инновационного энергетического оборудования.   – показатель неготовности к выработке электроэнергии в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* в расчетном месяце *m* ценовой зоны *z*, определенный СО и переданный в КО в соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  – предельный объем поставки мощности ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* в расчетном месяце *m* ценовой зоны *z*, определенный СО и переданный в КО в Реестре предельных объемов поставки мощности генерирующего оборудования в соответствии с настоящим Регламентом.  – объем установленной мощности ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* в расчетном месяце *m* ценовой зоны *z*, определенный СО и переданный в КО в Реестре предельных объемов поставки мощности генерирующего оборудования в соответствии с настоящим Регламентом.  Если в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, в состав которой входят 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*), в месяце поставки мощности *m* рассчитывается штрафуемый объем мощности за невыполнение требований 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*), то для таких ГТП генерации объем мощности для расчета штрафа в случае, если показатель неготовности превышает минимальную величину из предельного объема поставки мощности и объема установленной мощности, не рассчитывается.  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 в отношении ГТП потребления (экспорта) , не расположенных на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории , ранее относившейся к неценовым зонам:   ;  – доля, которую пиковое потребление ГТП потребления (экспорта) занимает в суммарном значении такого пикового потребления в ценовой зоне, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории , ранее относившейся к неценовым зонам, определяемая в соответствии с п. 3.2.1 настоящего Регламента;   * в ГТП генерации в отношении ГТП потребления (экспорта) , расположенных на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории , ранее относившейся к неценовым зонам:   ;  ― доля, которую пиковое потребление ГТП потребления (экспорта) занимает в суммарном значении такого пикового потребления на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории , ранее относившейся к неценовым зонам, определяемая в соответствии с п. 3.9 настоящего Регламента;  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, используемый для расчета штрафа за неготовность поставить мощность по договору на модернизацию генерирующих объектов, расположенных, отдельных территориях в отношении ГТП генерации участника оптового рынка *i*, приходящийся на ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* *( )* в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z:*   1. Для ГТП потребления (экспорта):   ;   1. Для ГТП потребления (экспорта):   ;  ― доля, которую пиковое потребление ГТП потребления (экспорта) занимает в суммарном значении такого пикового потребления в обеих ценовых зонах *z*, определяемая в соответствии с п. 3.10 настоящего Регламента.  ― доля, которую пиковое потребление ГТП потребления (экспорта) занимает в суммарном значении такого пикового потребления на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории , определяемая в соответствии с п. 3.9 настоящего Регламента. |
| **9.2** | Для расчета авансовых требований в месяце *m* участник оптового рынка *i* в ГТП генерации *p* продает следующие объемы мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, мощность которых поставляется в вынужденном режиме с оплатой мощности (кроме генерирующего оборудования, которое отнесено к указанной категории с целью обеспечения теплоснабжения потребителей, необходимого для функционирования систем жизнеобеспечения):  . (9.2.1)  Для расчета авансовых требований в месяце *m* участник оптового рынка *i* в ГТП генерации *p* продает следующие объемы мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, мощность которых поставляется в вынужденном режиме с оплатой мощности, при этом генерирующее оборудование отнесено к указанной категории с целью обеспечения теплоснабжения потребителей, необходимого для функционирования систем жизнеобеспечения:  . (9.2.2)  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*), не рассчитываются объемы и .  В расчетном месяце *m* в отношении участника оптового рынка *i,* продающего объемы мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в ГТП генерации *p,* впервые в данном расчетном месяце *m* включенной КО в Перечень генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, формируемый в соответствии с порядком, установленным в *Регламенте отнесения генерирующих объектов к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме* (Приложение № 19.7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), и в состав которой входит генерирующее оборудование, в отношении которого предъявлено требование уполномоченного органа о приостановлении вывода из эксплуатации, не рассчитываются объемы .  … | Для расчета авансовых требований в месяце *m* участник оптового рынка *i* в ГТП генерации *p* продает следующие объемы мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, мощность которых поставляется в вынужденном режиме с оплатой мощности (кроме генерирующего оборудования, которое отнесено к указанной категории с целью обеспечения теплоснабжения потребителей, необходимого для функционирования систем жизнеобеспечения):  . (9.2.1)  Для расчета авансовых требований в месяце *m* участник оптового рынка *i* в ГТП генерации *p* продает следующие объемы мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, мощность которых поставляется в вынужденном режиме с оплатой мощности, при этом генерирующее оборудование отнесено к указанной категории с целью обеспечения теплоснабжения потребителей, необходимого для функционирования систем жизнеобеспечения:  . (9.2.2)  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*), не рассчитываются объемы и .  В расчетном месяце *m* в отношении участника оптового рынка *i,* продающего объемы мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, мощность которых поставляется в вынужденном режиме в ГТП генерации *p,* впервые в данном расчетном месяце *m* включенной КО в Перечень генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, формируемый в соответствии с порядком, установленным в *Регламенте отнесения генерирующих объектов к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме* (Приложение № 19.7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), не рассчитываются объемы в следующих случаях:  - в состав ГТП генерации *p* входит генерирующее оборудование, в отношении которого предъявлено требование уполномоченного органа о приостановлении вывода из эксплуатации;  - ГТП генерации и *m* = январь 2025 года.  … |
| **10.3** | **Добавить пункт** | **Порядок расчета мощности по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях**  10.3.1. Договорный объем мощности в ГТП генерации в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z* по договору на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, определяется как:  .  ― объем мощности, составляющий обязательства поставщика по поставке мощности по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, указанный в Реестре обязательств по поставке мощности по результатам КОМ за месяц *m*, передаваемом СО в КО согласно п. 16.2 настоящего Регламента.  Договорный объем мощности в ГТП генерации , отнесенный на ГТП потребления (экспорта) , не расположенных на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории , ранее относившейся к неценовым зонам, в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z* по договору на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, определяется как:  .  ― доля, которую пиковое потребление ГТП потребления (экспорта) занимает в суммарном значении такого пикового потребления в ГТП потребления (экспорта) в ценовой зоне *z*, определяемая в соответствии с п. 3.10 настоящего Регламента.  Договорный объем мощности в ГТП генерации , отнесенный на ГТП потребления (экспорта) , расположенных на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории , ранее относившейся к неценовым зонам, в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z* по договору на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, определяется как:  .  – доля, которую пиковое потребление ГТП потребления (экспорта) занимает в суммарном значении такого пикового потребления на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории , определяемая в соответствии с п. 3.9 настоящего Регламента.  Величина предельного объема поставки мощности генерирующих объектов, поставляющих мощность по договорам на модернизацию, в ГТП генерации в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z* определяется как:  .  Величина предельного объема поставки мощности генерирующих объектов в ГТП генерации , отнесенная на ГТП потребления (экспорта) , не расположенных на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории , ранее относившейся к неценовым зонам, в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z* по договору на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, определяется как:  .  Величина предельного объема поставки мощности генерирующих объектов в ГТП генерации , отнесенная на ГТП потребления (экспорта) , расположенных на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории , ранее относившейся к неценовым зонам, в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z* по договору на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, определяется как:  . |

**Предложения по изменениям и дополнениям в** **РЕГЛАМЕНТ** **ПРОВЕДЕНИЯ** **ОТБОРОВ ПРОЕКТОВ МОДЕРНИЗАЦИИ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ (Приложение № 19.3.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

**Действующая редакция**

Приложение 8

*к Регламенту проведения отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций*

**Перечень территорий, по которым определяются значения максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации при проведении отбора проектов модернизации на 2028 год**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № п/п | Территория (ОЭС, энергосистема или энергорайон) | Перечень тепловых электростанций участников оптового рынка электрической энергии и мощности \* |
| 1 | ОЭС Северо-Запада | Все ТЭС, расположенные в ОЭС |
| 1.1 | Центральная часть ОЭС Северо-Запада (энергосистемы Мурманской области, Республики Карелия, Санкт-Петербурга и Ленинградской области, Новгородской области, Псковской области) | |
|  |  | Апатитская ТЭЦ |
|  |  | Новгородская ТЭЦ |
|  |  | Псковская ГРЭС |
|  |  | Правобережная ТЭЦ-5 |
|  |  | Первомайская ТЭЦ-14 |
|  |  | Василеостровская ТЭЦ (ТЭЦ-7) |
|  |  | Автовская ТЭЦ (ТЭЦ-15) |
|  |  | Выборгская ТЭЦ (ТЭЦ-17) |
|  |  | Северная ТЭЦ (ТЭЦ-21) |
|  |  | Южная ТЭЦ (ТЭЦ-22) |
|  |  | Киришская ГРЭС |
|  |  | Северо-Западная ТЭЦ |
|  |  | Юго-Западная ТЭЦ |
|  |  | ТЭЦ ПГУ «ГСР Энерго» |
|  |  | Петрозаводская ТЭЦ |
|  |  | ЭС-1 Центральной ТЭЦ |
| 1.1.1 | Энергорайон северной части энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области ограниченный частичным контролируемым сечением «Невское» и двумя ВЛ 330 кВ Киришская ГРЭС – Восточная 1 и 2 цепь (а также шунтирующими связями 110 кВ) | |
|  |  | Правобережная ТЭЦ-5 |
|  |  | Выборгская ТЭЦ (ТЭЦ-17) |
|  |  | Северная ТЭЦ (ТЭЦ-21) |
|  |  | Северо-Западная ТЭЦ |
|  |  | ТЭЦ ПГУ «ГСР Энерго» |
| 1.1.2 | Энергорайон г. Петрозаводск, ограниченный сечением «Дефицит энергорайона г. Петрозаводск» | |
|  |  | Петрозаводская ТЭЦ |
| 2 | ОЭС Центра | Все ТЭС, расположенные в ОЭС |
| 2.1 | Московский энергорайон | |
|  |  | ТЭС «Международная» |
|  |  | ТЭЦ-11 «Мосэнерго» |
|  |  | ТЭЦ-12 |
|  |  | ТЭЦ-16 ПАО «Мосэнерго» |
|  |  | ТЭЦ-17 «Мосэнерго» |
|  |  | ТЭЦ-20 |
|  |  | ТЭЦ-21 «Мосэнерго» |
|  |  | ТЭЦ-22 ПАО «Мосэнерго» |
|  |  | ТЭЦ-23 |
|  |  | ТЭЦ-25 |
|  |  | ТЭЦ-26 |
|  |  | ТЭЦ-27 «Мосэнерго» |
|  |  | ТЭЦ-30 |
|  |  | ТЭЦ-8 |
|  |  | ТЭЦ-9 |
|  |  | ГЭС-1 им. Смидовича «Мосэнерго» |
|  |  | Шатурская ГРЭС |
| 2.2 | Энергорайон южной части ОЭС Центра (Белгородская ЭС, Курская ЭС, Орловская ЭС) | |
|  |  | Белгородская ТЭЦ |
|  |  | ГТУ ТЭЦ «Луч» |
|  |  | Курская ТЭЦ-1 |
|  |  | Котельная Северо-Западного района г. Курск ПГУ |
|  |  | Орловская ТЭЦ |
|  |  | Ливенская ТЭЦ |
| 2.2.1 | Юго-Западный энергорайон энергосистемы Белгородской области | |
|  |  | Белгородская ТЭЦ |
|  |  | ГТУ ТЭЦ «Луч» |
| 3 | ОЭС Юга | Все ТЭС, расположенные в ОЭС |
| 3.1.1.1.1.1 | ОЭС-Крым | |
|  |  | Симферопольская ТЭЦ |
|  |  | Камыш-Бурунская ТЭЦ |
| 3.1.1.1.1 | Юго-Запад | |
|  |  | Симферопольская ТЭЦ |
|  |  | Камыш-Бурунская ТЭЦ |
| 3.1.1.1 | ОЭС-Кубань | |
|  |  | Краснодарская ТЭЦ |
|  |  | Сочинская ТЭС |
|  |  | Симферопольская ТЭЦ |
|  |  | Камыш-Бурунская ТЭЦ |
| 3.1.1 | Юг |  |
|  |  | Ставропольская ГРЭС |
|  |  | Невинномысская ГРЭС |
|  |  | Краснодарская ТЭЦ |
|  |  | Сочинская ТЭС |
|  |  | Симферопольская ТЭЦ |
|  |  | Камыш-Бурунская ТЭЦ |
| 3.1 | Волгоград-Ростов |  |
|  |  | Ставропольская ГРЭС |
|  |  | Невинномысская ГРЭС |
|  |  | Краснодарская ТЭЦ |
|  |  | Сочинская ТЭС |
|  |  | Симферопольская ТЭЦ |
|  |  | Камыш-Бурунская ТЭЦ |
|  |  | Ростовская ТЭЦ-2 |
|  |  | Волгодонская ТЭЦ-2 |
|  |  | Шахтинская ГТЭС |
|  |  | Новочеркасская ГРЭС |
| 3.2 | Волгоград-Астрахань |  |
|  |  | Астраханская ТЭЦ-2 |
|  |  | Астраханская ГРЭС |
| 3.3 | ЛЭС (г. Волжский) |  |
|  |  | Волжская ТЭЦ |
|  |  | Волжская ТЭЦ-2 |
|  |  | Камышинская ТЭЦ |
| 4 | ОЭС Средней Волги | Все ТЭС, расположенные в ОЭС |
| 4.1 | Северный энергорайон |  |
|  |  | Чебоксарская ТЭЦ-2 |
|  |  | Новочебоксарская ТЭЦ-3 |
|  |  | Йошкар-Олинская ТЭЦ-2 |
|  |  | Казанская ТЭЦ-1 |
|  |  | Казанская ТЭЦ-2 |
|  |  | Казанская ТЭЦ-3 |
| 4.1.1 | Казанский энергорайон | |
|  |  | Казанская ТЭЦ-1 |
|  |  | Казанская ТЭЦ-2 |
|  |  | Казанская ТЭЦ-3 |
| 4.2 | Нижнекамский энергорайон | |
|  |  | Нижнекамская ТЭЦ ПТК-1 |
|  |  | Нижнекамская ТЭЦ ПТК-2 |
|  |  | Набережночелнинская ТЭЦ |
| 4.3 | Энергорайон, ограниченный сечением № 1 МЭС | |
|  |  | Саранская ТЭЦ-2 |
| 4.4 | Энергорайон, ограниченный сечением № 1 НЭС | |
|  |  | Новогорьковская ТЭЦ |
|  |  | Дзержинская ТЭЦ |
|  |  | Сормовская ТЭЦ |
|  |  | Автозаводская ТЭЦ |
| 4.5 | Энергорайон, ограниченный сечением № 2 ЧЭС | |
|  |  | Чебоксарская ТЭЦ-2 |
|  |  | Новочебоксарская ТЭЦ-3 |
| 4.6 | Энергорайон, ограниченный сечением № 1 ЭС Самарской области | |
|  |  | Новокуйбышевская ТЭЦ-2 |
|  |  | Самарская ТЭЦ |
|  |  | Новокуйбышевская ТЭЦ-1 |
| 4.6.1 | Энергорайон, ограниченный сечением «Заречное» | |
|  |  | Сормовская ТЭЦ |
|  |  | Автозаводская ТЭЦ |
| 4.7 | Энергорайон, ограниченный сечением Тольятти | |
|  |  | Тольяттинская ТЭЦ |
|  |  | ТЭЦ Волжского автозавода |
| 5 | ОЭС Урала | Все ТЭС, расположенные в ОЭС |
| 5.1 | группа КС «КС ЛАПНУ 1» (Оренбургская э/с) | |
|  |  | Сакмарская ТЭЦ |
|  |  | Каргалинская ТЭЦ |
| 5.2 | группа КС «Сечение АПНУ ПС 500 кВ Вятка» (Кировская э/с) | |
|  |  | Кировская ТЭЦ-3 |
|  |  | Кировская ТЭЦ-4 |
|  |  | Кировская ТЭЦ-5 |
| 5.3 | КС «КС 3» (Пермская э/с) | |
|  |  | Яйвинская ГРЭС |
|  |  | Березниковская ТЭЦ-2 |
| 5.4 | КС «Сечение 35» (Тюменская э/с, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов) | |
|  |  | Тюменская ТЭЦ-1 |
|  |  | Тюменская ТЭЦ-2 |
|  |  | Тобольская ТЭЦ |
|  |  | Сургутская ГРЭС-1 |
|  |  | Сургутская ГРЭС-2 |
|  |  | Уренгойская ГРЭС |
|  |  | Нижневартовская ГРЭС |
|  |  | Ноябрьская ПГЭ |
|  |  | Няганская ГРЭС |
| 5.5 | КС «ЯНАО» (э/с Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов) | |
|  |  | Уренгойская ГРЭС |
|  |  | Ноябрьская ПГЭ |
|  |  | ПЭС «Уренгой» |
|  |  | ГТЭС «Обдорск» |
|  |  | ТЭС «Салехард» |
| 5.6 | КС «Северный энергорайон» (э/с Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов) | |
|  |  | Уренгойская ГРЭС |
|  |  | ПЭС «Уренгой» |
|  |  | ГТЭС «Обдорск» |
|  |  | ТЭС «Салехард» |
| 5.7 | КС «Баланс ТюЭР, ЮЭР, ИЭР» (э/с Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов) | |
|  |  | Тюменская ТЭЦ-1 |
|  |  | Тюменская ТЭЦ-2 |
| 5.8 | КС «Тобольский энергорайон» (э/с Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов) | |
|  |  | Тобольская ТЭЦ |
| 6 | ОЭС Сибири | Все ТЭС, расположенные в ОЭС |
| 6.1 | ОЭС Сибири без Омской ЭС и Рубцовского энергоузла (за КС Казахстан - Сибирь 1) | |
|  |  | Березовская ГРЭС |
|  |  | Красноярская ГРЭС-2 |
|  |  | Красноярская ТЭЦ-1 |
|  |  | Красноярская ТЭЦ- 2 |
|  |  | Минусинская ТЭЦ |
|  |  | Назаровская ГРЭС |
|  |  | Томь-Усинская ГРЭС |
|  |  | Беловская ГРЭС |
|  |  | Кемеровская ТЭЦ |
|  |  | Ново-Кемеровская ТЭЦ |
|  |  | Кузнецкая ТЭЦ |
|  |  | Кемеровская ГРЭС |
|  |  | Южно-Кузбасская ГРЭС |
|  |  | Абаканская ТЭЦ |
|  |  | Иркутская ТЭЦ-6 |
|  |  | Иркутская ТЭЦ-9 |
|  |  | Иркутская ТЭЦ-10 |
|  |  | Иркутская ТЭЦ-11 |
|  |  | Ново-Иркутская ТЭЦ |
|  |  | Усть-Илимская ТЭЦ |
|  |  | Ново-Зиминская ТЭЦ |
|  |  | Улан-Удэнская ТЭЦ-1 |
|  |  | Гусиноозерская ГРЭС |
|  |  | Харанорская ГРЭС |
|  |  | Читинская ТЭЦ-1 |
|  |  | ТЭЦ ППГХО |
|  |  | Томская ГРЭС-2 |
|  |  | Томская ТЭЦ-3 |
|  |  | ТЭЦ СХК |
|  |  | Новосибирская ТЭЦ-2 |
|  |  | Новосибирская ТЭЦ-3 |
|  |  | Новосибирская ТЭЦ-4 |
|  |  | Новосибирская ТЭЦ-5 |
|  |  | Барабинская ТЭЦ |
|  |  | Барнаульская ТЭЦ-2 |
|  |  | Барнаульская ТЭЦ-3 |
|  |  | Бийская ТЭЦ-1 |
|  |  | ТЭЦ АКХЗ |
| 6.1.1 | Восточная часть ОЭС Сибири (за КС Братск-Иркутск) | |
|  |  | Иркутская ТЭЦ-9 |
|  |  | Иркутская ТЭЦ-10 |
|  |  | Иркутская ТЭЦ-11 |
|  |  | Ново-Иркутская ТЭЦ |
|  |  | Ново-Зиминская ТЭЦ |
|  |  | Улан-Удэнская ТЭЦ-1 |
|  |  | Гусиноозерская ГРЭС |
|  |  | Харанорская ГРЭС |
|  |  | Читинская ТЭЦ-1 |
|  |  | ТЭЦ ППГХО |
| 6.1.2 | Энергорайон Правобережный-2 (Красноярская ЭС) | |
|  |  | Красноярская ТЭЦ-1 |
|  |  | Красноярская ТЭЦ-2 |
| 6.1.3 | Энергорайон Ачинский (Красноярская ЭС) | |
|  |  | Назаровская ГРЭС (Блок1 и Блок 3) |
| 6.1.4 | Энергорайон "Южный" Томской ЭС | |
|  |  | Томская ГРЭС-2 |
|  |  | Томская ТЭЦ-3 |
|  |  | ТЭЦ СХК |
| 6.1.5 | Прием в Новосибирский узел (Новосибирская ЭС) | |
|  |  | Новосибирская ТЭЦ-2 |
|  |  | Новосибирская ТЭЦ-3 |
|  |  | Новосибирская ТЭЦ-4 |
|  |  | Новосибирская ТЭЦ-5 |
|  |  | Барабинская ТЭЦ |
| 6.1.6 | ББУ-1 (Алтайская ЭС) | |
|  |  | Барнаульская ТЭЦ-2 |
|  |  | Барнаульская ТЭЦ-3 |
|  |  | Бийская ТЭЦ-1 |
| 6.1.6.1 | ББУ-3 (Алтайская ЭС) | |
|  |  | Бийская ТЭЦ-1 |
| 6.1.7 | Абакано-Черногорский энергорайон Хакасской ЭС | |
|  |  | Абаканская ТЭЦ |
| 6.2 | Омская ЭС |  |
|  |  | Омская ТЭЦ-3 |
|  |  | Омская ТЭЦ-4 |
|  |  | Омская ТЭЦ-5 |

\* Указан перечень ТЭС с паровыми турбинами участников ОРЭМ, функционирующих на территории ценовых зон, по состоянию на 1 января 2024 года, без учета ТЭС, мощность которых полностью поставляется по ДПМ, договорам купли-продажи (поставки) мощности по результатам КОМ НГО или строительство которых осуществлено в соответствии со специальными решениями Правительства РФ.

**Предлагаемая редакция**

Приложение 8

*к Регламенту проведения отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций*

**Перечень территорий, по которым определяются значения максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации при проведении отбора проектов модернизации на 2029 год**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № п/п | Территория (ОЭС, энергосистема или энергорайон) | Перечень тепловых электростанций участников оптового рынка электрической энергии и мощности \* |
| 1 | ОЭС Северо-Запада | Все ТЭС, расположенные в ОЭС |
| 1.1 | Центральная часть ОЭС Северо-Запада (энергосистемы Мурманской области, Республики Карелия, Санкт-Петербурга и Ленинградской области, Новгородской области, Псковской области) | |
|  |  | Апатитская ТЭЦ |
|  |  | Новгородская ТЭЦ |
|  |  | Псковская ГРЭС |
|  |  | Правобережная ТЭЦ (ТЭЦ-5) |
|  |  | Первомайская ТЭЦ (ТЭЦ-14) |
|  |  | Василеостровская ТЭЦ (ТЭЦ-7) |
|  |  | Автовская ТЭЦ (ТЭЦ-15) |
|  |  | Выборгская ТЭЦ (ТЭЦ-17) |
|  |  | Северная ТЭЦ (ТЭЦ-21) |
|  |  | Южная ТЭЦ (ТЭЦ-22) |
|  |  | Киришская ГРЭС |
|  |  | Северо-Западная ТЭЦ |
|  |  | Юго-Западная ТЭЦ |
|  |  | ТЭЦ ПГУ ГСР Энерго |
|  |  | Петрозаводская ТЭЦ |
|  |  | ГТУ-ТЭЦ ЭС-1 Центральной ТЭЦ |
| 1.1.1 | Энергорайон северной части энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области ограниченный частичным контролируемым сечением «Невское» и двумя ВЛ 330 кВ Киришская ГРЭС – Восточная 1 и 2 цепь (а также шунтирующими связями 110 кВ) | |
|  |  | Правобережная ТЭЦ (ТЭЦ-5) |
|  |  | Выборгская ТЭЦ (ТЭЦ-17) |
|  |  | Северная ТЭЦ (ТЭЦ-21) |
|  |  | Северо-Западная ТЭЦ |
|  |  | ТЭЦ ПГУ ГСР Энерго |
| 1.1.2 | Энергорайон г. Петрозаводск, ограниченный сечением «Дефицит энергорайона г. Петрозаводск» | |
|  |  | Петрозаводская ТЭЦ |
| 1.2 | Архангельский и Плесецкий энергорайоны энергосистемы Архангельской области, ограниченные сечением «Коноша-Няндома» | |
|  |  | Архангельская ТЭЦ |
|  |  | Северодвинская ТЭЦ-1 |
|  |  | Северодвинская ТЭЦ-2 |
| 1.3 | Энергосистема Республики Коми и Котласский энергорайон энергосистемы Архангельской области, ограниченные сечением «Коноша-Вельск» | |
|  |  | Воркутинская ТЭЦ-2 |
|  |  | Сосногорская ТЭЦ |
|  |  | Печорская ГРЭС |
|  |  | Вельская ГТ-ТЭЦ |
| 1.3.1 | Интинский и Воркутинский энергорайоны энергосистемы Республики Коми, ограниченные сечением "Печорская ГРЭС- Инта" | |
|  |  | Воркутинская ТЭЦ-2 |
| 2 | ОЭС Центра | Все ТЭС, расположенные в ОЭС |
| 2.1 | Московский энергорайон | |
|  |  | ТЭС «Международная» |
|  |  | ТЭЦ-11 «Мосэнерго» |
|  |  | ТЭЦ-12 |
|  |  | ТЭЦ-16 |
|  |  | ТЭЦ-17 «Мосэнерго» |
|  |  | ТЭЦ-20 |
|  |  | ТЭЦ-21 Мосэнерго |
|  |  | ТЭЦ-22 ПАО «Мосэнерго» |
|  |  | ТЭЦ-23 |
|  |  | ТЭЦ-25 |
|  |  | ТЭЦ-26 |
|  |  | ТЭЦ-27 «Мосэнерго» |
|  |  | ТЭЦ-30 |
|  |  | ТЭЦ-8 |
|  |  | ТЭЦ-9 |
|  |  | ГЭС-1 им. Смидовича «Мосэнерго» |
|  |  | Шатурская ГРЭС |
| 2.2 | Энергорайон южной части ОЭС Центра (Белгородская ЭС, Курская ЭС, Орловская ЭС) | |
|  |  | Белгородская ТЭЦ |
|  |  | ГТУ ТЭЦ «Луч» |
|  |  | Курская ТЭЦ-1 |
|  |  | Котельная Северо-Западного района г. Курск ПГУ |
|  |  | Орловская ТЭЦ |
|  |  | Ливенская ТЭЦ |
| 2.2.1 | Юго-Западный энергорайон энергосистемы Белгородской области | |
|  |  | Белгородская ТЭЦ |
|  |  | ГТУ ТЭЦ «Луч» |
| 3 | ОЭС Юга | Все ТЭС, расположенные в ОЭС |
| 3.1.1.1.1.1 | ОЭС-Крым | |
|  |  | Симферопольская ТЭЦ |
|  |  | Камыш-Бурунская ТЭЦ |
|  |  | Сакская ПГУ 120 |
|  |  | Симферопольская ТЭЦ |
|  |  | Симферопольская МГТЭС |
|  |  | Севастопольская МГТЭС |
|  |  | Западно-Крымская МГТЭС |
|  |  | Севастопольская ПГУ-ТЭС |
|  |  | Симферопольская ПГУ-ТЭС |
| 3.1.1.1.1 | Юго-Запад | |
|  |  | Симферопольская ТЭЦ |
|  |  | Камыш-Бурунская ТЭЦ |
|  |  | Сакская ПГУ 120 |
|  |  | Симферопольская ТЭЦ |
|  |  | Симферопольская МГТЭС |
|  |  | Севастопольская МГТЭС |
|  |  | Западно-Крымская МГТЭС |
|  |  | Севастопольская ПГУ-ТЭС |
|  |  | Симферопольская ПГУ-ТЭС |
|  |  | Ударная ТЭС |
|  |  | ПС Кирилловская |
| 3.1.1.1 | ОЭС-Кубань | |
|  |  | Краснодарская ТЭЦ |
|  |  | ПС Кирилловская |
|  |  | Джубгинская ТЭС |
|  |  | Сочинская ТЭС |
|  |  | Адлерская ТЭС |
|  |  | Симферопольская ТЭЦ |
|  |  | Камыш-Бурунская ТЭЦ |
|  |  | Сакская ПГУ 120 |
|  |  | Симферопольская ТЭЦ |
|  |  | Симферопольская МГТЭС |
|  |  | Севастопольская МГТЭС |
|  |  | Западно-Крымская МГТЭС |
|  |  | Севастопольская ПГУ-ТЭС |
|  |  | Симферопольская ПГУ-ТЭС |
|  |  | Ударная ТЭС |
| 3.1.1 | Юг |  |
|  |  | Ставропольская ГРЭС |
|  |  | Невинномысская ГРЭС |
|  |  | Краснодарская ТЭЦ |
|  |  | ПС Кирилловская |
|  |  | Джубгинская ТЭС |
|  |  | Сочинская ТЭС |
|  |  | Адлерская ТЭС |
|  |  | Симферопольская ТЭЦ |
|  |  | Камыш-Бурунская ТЭЦ |
|  |  | Сакская ПГУ 120 |
|  |  | Симферопольская ТЭЦ |
|  |  | Симферопольская МГТЭС |
|  |  | Севастопольская МГТЭС |
|  |  | Западно-Крымская МГТЭС |
|  |  | Севастопольская ПГУ-ТЭС |
|  |  | Симферопольская ПГУ-ТЭС |
|  |  | Ударная ТЭС |
|  |  | Грозненская ТЭС |
| 3.1 | Волгоград-Ростов |  |
|  |  | Ставропольская ГРЭС |
|  |  | Невинномысская ГРЭС |
|  |  | Краснодарская ТЭЦ |
|  |  | ПС Кирилловская |
|  |  | Джубгинская ТЭС |
|  |  | Сочинская ТЭС |
|  |  | Адлерская ТЭС |
|  |  | Симферопольская ТЭЦ |
|  |  | Камыш-Бурунская ТЭЦ |
|  |  | Сакская ПГУ 120 |
|  |  | Симферопольская ТЭЦ |
|  |  | Симферопольская МГТЭС |
|  |  | Севастопольская МГТЭС |
|  |  | Западно-Крымская МГТЭС |
|  |  | Севастопольская ПГУ-ТЭС |
|  |  | Симферопольская ПГУ-ТЭС |
|  |  | Ударная ТЭС |
|  |  | Ростовская ТЭЦ-2 |
|  |  | Волгодонская ТЭЦ-2 |
|  |  | Шахтинская ГТЭС |
|  |  | Новочеркасская ГРЭС |
|  |  | Грозненская ТЭС |
| 3.2 | Волгоград-Астрахань |  |
|  |  | Астраханская ТЭЦ-2 |
|  |  | Астраханская ГРЭС |
|  |  | Астраханская ПГУ-235 |
| 3.3 | ЛЭС (г. Волжский) |  |
|  |  | Волжская ТЭЦ |
|  |  | Волжская ТЭЦ-2 |
| 4 | ОЭС Средней Волги | Все ТЭС, расположенные в ОЭС |
| 4.1 | Северный энергорайон |  |
|  |  | Чебоксарская ТЭЦ-2 |
|  |  | Новочебоксарская ТЭЦ-3 |
|  |  | Йошкар-Олинская ТЭЦ-2 |
|  |  | Казанская ТЭЦ-1 |
|  |  | Казанская ТЭЦ-2 |
|  |  | Казанская ТЭЦ-3 |
| 4.1.1 | Казанский энергорайон | |
|  |  | Казанская ТЭЦ-1 |
|  |  | Казанская ТЭЦ-2 |
|  |  | Казанская ТЭЦ-3 |
| 4.2 | Нижнекамский энергорайон | |
|  |  | Нижнекамская ТЭЦ-1 |
|  |  | Нижнекамская ТЭЦ-2 |
|  |  | Набережночелнинская ТЭЦ |
| 4.3 | Энергорайон, ограниченный сечением № 1 МЭС | |
|  |  | Саранская ТЭЦ-2 |
| 4.4 | Энергорайон, ограниченный сечением № 1 НЭС | |
|  |  | Новогорьковская ТЭЦ |
|  |  | Дзержинская ТЭЦ |
|  |  | Сормовская ТЭЦ |
|  |  | Автозаводская ТЭЦ |
| 4.5 | Энергорайон, ограниченный сечением № 2 ЧЭС | |
|  |  | Чебоксарская ТЭЦ-2 |
|  |  | Новочебоксарская ТЭЦ-3 |
| 4.6 | Энергорайон, ограниченный сечением № 1 ЭС Самарской области | |
|  |  | Новокуйбышевская ТЭЦ-2 |
|  |  | Самарская ТЭЦ |
|  |  | Новокуйбышевская ТЭЦ-1 |
| 4.6.1 | Энергорайон, ограниченный сечением «Заречное» | |
|  |  | Сормовская ТЭЦ |
|  |  | Автозаводская ТЭЦ |
| 4.7 | Энергорайон, ограниченный сечением Тольятти | |
|  |  | Тольяттинская ТЭЦ |
|  |  | ТЭЦ ВАЗа |
| 5 | ОЭС Урала | Все ТЭС, расположенные в ОЭС |
| 5.1 | группа КС «КС ЛАПНУ 1» (Оренбургская э/с) | |
|  |  | Сакмарская ТЭЦ |
|  |  | Каргалинская ТЭЦ |
| 5.2 | группа КС «Сечение АПНУ ПС 500 кВ Вятка» (Кировская э/с) | |
|  |  | Кировская ТЭЦ-3 |
|  |  | Кировская ТЭЦ-4 |
|  |  | Кировская ТЭЦ-5 |
| 5.3 | КС «КС 3» (Пермская э/с) | |
|  |  | Яйвинская ГРЭС |
|  |  | Березниковская ТЭЦ-2 |
| 5.4 | КС «Сечение 35» (Тюменская э/с, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов) | |
|  |  | Тюменская ТЭЦ-1 |
|  |  | Тюменская ТЭЦ-2 |
|  |  | Тобольская ТЭЦ |
|  |  | Сургутская ГРЭС-1 |
|  |  | Сургутская ГРЭС-2 |
|  |  | Уренгойская ГРЭС |
|  |  | Нижневартовская ГРЭС |
|  |  | Ноябрьская ПГЭ |
|  |  | Няганская ГРЭС |
|  |  | УГТЭС-72 |
|  |  | КГТЭС-72 |
|  |  | ГТЭС |
|  |  | ТЭС-14 |
| 5.5 | КС «ЯНАО» (э/с Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов) | |
|  |  | Уренгойская ГРЭС |
|  |  | Ноябрьская ПГЭ |
|  |  | УГТЭС-72 |
|  |  | ГТЭС |
|  |  | ТЭС-14 |
| 5.6 | КС «Северный энергорайон» (э/с Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов) | |
|  |  | Уренгойская ГРЭС |
|  |  | УГТЭС-72 |
|  |  | ГТЭС |
|  |  | ТЭС-14 |
| 5.7 | КС «Баланс ТюЭР, ЮЭР, ИЭР» (э/с Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов) | |
|  |  | Тюменская ТЭЦ-1 |
|  |  | Тюменская ТЭЦ-2 |
| 5.8 | КС «Тобольский энергорайон» (э/с Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов) | |
|  |  | Тобольская ТЭЦ |
| 6 | ОЭС Сибири | Все ТЭС, расположенные в ОЭС |
| 6.1 | ОЭС Сибири без Омской ЭС и Рубцовского энергоузла (за КС Казахстан - Сибирь 1) | |
|  |  | Березовская ГРЭС |
|  |  | Красноярская ГРЭС-2 |
|  |  | Красноярская ТЭЦ-1 |
|  |  | Красноярская ТЭЦ- 2 |
|  |  | Красноярская ТЭЦ- 3 |
|  |  | Минусинская ТЭЦ |
|  |  | Назаровская ГРЭС |
|  |  | Томь-Усинская ГРЭС |
|  |  | Беловская ГРЭС |
|  |  | Кемеровская ТЭЦ |
|  |  | Ново-Кемеровская ТЭЦ |
|  |  | Кузнецкая ТЭЦ |
|  |  | ГТЭС Новокузнецкая |
|  |  | Кемеровская ГРЭС |
|  |  | Южно-Кузбасская ГРЭС |
|  |  | Абаканская ТЭЦ |
|  |  | Иркутская ТЭЦ-6 |
|  |  | Иркутская ТЭЦ-9 |
|  |  | Иркутская ТЭЦ-10 |
|  |  | Иркутская ТЭЦ-11 |
|  |  | Ново-Иркутская ТЭЦ |
|  |  | Усть-Илимская ТЭЦ |
|  |  | Ново-Зиминская ТЭЦ |
|  |  | Улан-Удэнская ТЭЦ-1 |
|  |  | Гусиноозерская ГРЭС |
|  |  | Харанорская ГРЭС |
|  |  | Читинская ТЭЦ-1 |
|  |  | ТЭЦ ППГХО |
|  |  | Томская ТЭЦ-1 |
|  |  | Томская ГРЭС-2 |
|  |  | Томская ТЭЦ-3 |
|  |  | ТЭЦ СХК |
|  |  | Новосибирская ТЭЦ-2 |
|  |  | Новосибирская ТЭЦ-3 |
|  |  | Новосибирская ТЭЦ-4 |
|  |  | Новосибирская ТЭЦ-5 |
|  |  | Барабинская ТЭЦ |
|  |  | Барнаульская ГТ-ТЭЦ |
|  |  | Барнаульская ТЭЦ-2 |
|  |  | Барнаульская ТЭЦ-3 |
|  |  | Бийская ТЭЦ-1 |
|  |  | ТЭЦ АКХЗ |
| 6.1.1 | Юго-восточная часть ОЭС Сибири (за КС Братск-Иркутск) | |
|  |  | Иркутская ТЭЦ-9 |
|  |  | Иркутская ТЭЦ-10 |
|  |  | Иркутская ТЭЦ-11 |
|  |  | Ново-Иркутская ТЭЦ |
|  |  | Ново-Зиминская ТЭЦ |
|  |  | Улан-Удэнская ТЭЦ-1 |
|  |  | Гусиноозерская ГРЭС |
|  |  | Харанорская ГРЭС |
|  |  | Читинская ТЭЦ-1 |
|  |  | ТЭЦ ППГХО |
| 6.1.2 | Энергорайон Правобережный-2 (Красноярская ЭС) | |
|  |  | Красноярская ТЭЦ-1 |
|  |  | Красноярская ТЭЦ-2 |
| 6.1.3 | Энергорайон Ачинский (Красноярская ЭС) | |
|  |  | Назаровская ГРЭС (Блок1 и Блок 3) |
| 6.1.4 | Энергорайон "Южный" Томской ЭС | |
|  |  | Томская ТЭЦ-1 |
|  |  | Томская ГРЭС-2 |
|  |  | Томская ТЭЦ-3 |
|  |  | ТЭЦ СХК |
| 6.1.5 | Прием в Новосибирский узел (Новосибирская ЭС) | |
|  |  | Новосибирская ТЭЦ-2 |
|  |  | Новосибирская ТЭЦ-3 |
|  |  | Новосибирская ТЭЦ-4 |
|  |  | Новосибирская ТЭЦ-5 |
|  |  | Барабинская ТЭЦ |
| 6.1.6 | ББУ-1 (Алтайская ЭС) | |
|  |  | Барнаульская ГТ-ТЭЦ |
|  |  | Барнаульская ТЭЦ-2 |
|  |  | Барнаульская ТЭЦ-3 |
|  |  | Бийская ТЭЦ-1 |
| 6.1.6.1 | ББУ-3 (Алтайская ЭС) | |
|  |  | Бийская ТЭЦ-1 |
| 6.1.7 | Абакано-Черногорский энергорайон Хакасской ЭС | |
|  |  | Абаканская ТЭЦ |
| 6.2 | Омская ЭС |  |
|  |  | Омская ТЭЦ-3 |
|  |  | Омская ТЭЦ-4 |
|  |  | Омская ТЭЦ-5 |
| 7. | ОЭС Востока | Все ТЭС, расположенные в ОЭС |
| 7.1 | Энергорайон за КС «Амурэнерго – Хабаровскэнерго» | |
|  |  | Владивостокская ТЭЦ-2 |
|  |  | Восточная ТЭЦ |
|  |  | Артемовская ТЭЦ |
|  |  | Партизанская ГРЭС |
|  |  | Приморская ГРЭС |
|  |  | Хабаровская ТЭЦ-1 |
|  |  | Хабаровская ТЭЦ-3 |
|  |  | Амурская ТЭЦ-1 |
|  |  | Комсомольская ТЭЦ-1 |
|  |  | Комсомольская ТЭЦ-2 |
|  |  | Комсомольская ТЭЦ-3 |
|  |  | Совгаванская ТЭЦ |
| 7.1.1 | Энергорайон за КС «Хабаровск – Комсомольск» | |
|  |  | Амурская ТЭЦ-1 |
|  |  | Комсомольская ТЭЦ-1 |
|  |  | Комсомольская ТЭЦ-2 |
|  |  | Комсомольская ТЭЦ-3 |
|  |  | Совгаванская ТЭЦ |
| 7.1.1.2 | Энергорайон за КС «Селихино – Ванино» | |
|  |  | Совгаванская ТЭЦ |
| 7.2.1 | Энергорайон за КС «Переход через Амур» | |
|  |  | Владивостокская ТЭЦ-2 |
|  |  | Восточная ТЭЦ |
|  |  | Артемовская ТЭЦ |
|  |  | Партизанская ГРЭС |
|  |  | Приморская ГРЭС |
|  |  | Хабаровская ТЭЦ-1 |
|  |  | Хабаровская ТЭЦ-3 |
| 7.2.1.1 | Энергорайон за КС «Хабаровскэнерго – ПримГРЭС» | |
|  |  | Владивостокская ТЭЦ-2 |
|  |  | Восточная ТЭЦ |
|  |  | Артемовская ТЭЦ |
|  |  | Партизанская ГРЭС |
|  |  | Приморская ГРЭС |
| 7.2.1.1.1 | Энергорайон за КС «ПримГРЭС – Юг» | |
|  |  | Владивостокская ТЭЦ-2 |
|  |  | Восточная ТЭЦ |
|  |  | Артемовская ТЭЦ |
|  |  | Партизанская ГРЭС |
| 7.2.1.1.1.1 | Энергорайон за КС «1 сечение г. Владивостока» | |
|  |  | Владивостокская ТЭЦ-2 (ТГ-1,2,3) |
|  |  | Восточная ТЭЦ |
| 7.2 | Энергорайон между КС «Бурейская ГЭС – Амурская» и «Районная – Городская» | |
|  |  | Нерюнгринская ГРЭС |
|  |  | Чульманская ТЭЦ |
|  |  | Якутская ГРЭС |
|  |  | Якутская ГРЭС Новая |
|  |  | Благовещенская ТЭЦ |
|  |  | Свободненская ТЭС |
| 7.2.1 | Энергорайон за КС «ОЭС – Благовещенск» | |
|  |  | Благовещенская ТЭЦ |
| 7.2.2 | Энергорайон за КС «ОЭС - Запад Амурэнерго» и «Районная – Городская» | |
|  |  | Нерюнгринская ГРЭС |
|  |  | Чульманская ТЭЦ |
|  |  | Якутская ГРЭС |
|  |  | Якутская ГРЭС Новая |
| 7.2.2.1 | Энергорайон за КС «Нерюнгринская ГРЭС - НПС-18» и «Районная – Городская» | |
|  |  | Якутская ГРЭС |
|  |  | Якутская ГРЭС Новая |

\* Указан перечень ТЭС, функционирующих на территории ценовых зон, по состоянию на 1 января 2025 года.

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И МОЩНОСТИ (Приложение № 11 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **7.17** | 7.17. Почасовые объемы потребления электрической энергии во внутризональном энергорайоне (далее – ВЭ) формируются на основании величин сальдо перетоков между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам.  7.17.1. Фактическое почасовое потребление, в отношении которого покупка электрической энергии осуществляется на отдельной территории, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам,  определяется для ВЭ на территории ценовой зоны следующим образом:  1) для ВЭ на территории Забайкальского края:   * для внутризонального энергорайона, входящего в ГТП потребления участника оптового рынка *i*2, не являющегося гарантирующим поставщиком:   ;   * для внутризонального энергорайона, входящего в ГТП потребления гарантирующего поставщика *i*1:   ,  где  – часовое значение сальдо перетока между ГТП потребления, включающей ВЭ на территории Южного энергорайона Республики Саха (Якутия), и ГТП потребления, включающей ВЭ на территории ценовой зоны (Забайкальского края), в отношении которого покупка электрической энергии осуществляется на отдельной территории, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам;  – часовое значение сальдо перетока между ГТП потребления, включающей ВЭ на территории Амурской области, и ГТП потребления, включающей ВЭ на территории ценовой зоны (Забайкальского края), в отношении которого покупка электрической энергии осуществляется на отдельной территории, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам;  – часовое значение сальдо перетока из ВЭ на территории Забайкальского края, отнесенного к ГТП потребления гарантирующего поставщика *i*1, в ВЭ на территории Забайкальского края, отнесенный к ГТП потребления участника оптового рынка *i*2, не являющегося гарантирующим поставщиком.  Переменные  при направлении перетоков с отдельной территории, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, в ценовую зону оптового рынка принимают положительные значения, при обратном направлении перетока – отрицательные;  2) для ВЭ на территории Иркутской области:  а) если объем потребления электроэнергии для каждого внутризонального энергорайона на территории Иркутской области определяется отдельно на основании почасовых значений электроэнергии в сечениях коммерческого учета, расположенных между ценовой зоной (территория Иркутской области) и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам (территория Республики Саха (Якутия)), то  ;  б) если объем потребления электроэнергии внутризональных энергорайонов на территории Иркутской области может быть определен на основании почасовых значений электроэнергии в сечениях коммерческого учета, расположенных между ценовой зоной (территория Иркутской области) и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам (территория Республики Саха (Якутия)), только как сумма потреблений ВЭ на территории Иркутской области, то:   * для внутризонального энергорайона, входящего в ГТП потребления участника оптового рынка *i*2, не являющегося гарантирующим поставщиком:   ;   * для внутризонального энергорайона, входящего в ГТП потребления гарантирующего поставщика *i*1:   ;  где  – величина, определяемая в соответствии с пунктом 7.17.2 настоящего Регламента;  – часовое значение сальдо перетока между ГТП потребления гарантирующего поставщика *i*1, включающей внутризональный энергорайон на территории Иркутской области, и ГТП потребления, включающей внутризональный энергорайон на территории Иркутской области, участника оптового рынка *i*2, не являющегося гарантирующим поставщиком. | | 7.17. Почасовые объемы потребления электрической энергии во внутризональном энергорайоне (далее – ВЭ) формируются на основании величин сальдо перетоков между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам.  7.17.1. Фактическое почасовое потребление, в отношении которого покупка электрической энергии осуществляется на отдельной территории, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам,  определяется для ВЭ на территории ценовой зоны следующим образом:  1) для ВЭ на территории Забайкальского края:   * для внутризонального энергорайона, входящего в ГТП потребления участника оптового рынка *i*2, не являющегося гарантирующим поставщиком:   ;   * для внутризонального энергорайона, входящего в ГТП потребления гарантирующего поставщика *i*1:   ,  где  – часовое значение сальдо перетока между ГТП потребления, включающей ВЭ на территории Южного энергорайона Республики Саха (Якутия), и ГТП потребления, включающей ВЭ на территории ценовой зоны (Забайкальского края), в отношении которого покупка электрической энергии осуществляется на отдельной территории, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам;  – часовое значение сальдо перетока между ГТП потребления, включающей ВЭ на территории Амурской области, и ГТП потребления, включающей ВЭ на территории ценовой зоны (Забайкальского края), в отношении которого покупка электрической энергии осуществляется на отдельной территории, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам;  – часовое значение сальдо перетока из ВЭ на территории Забайкальского края, отнесенного к ГТП потребления гарантирующего поставщика *i*1, в ВЭ на территории Забайкальского края, отнесенный к ГТП потребления участника оптового рынка *i*2, не являющегося гарантирующим поставщиком.  Переменные  при направлении перетоков с отдельной территории, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, в ценовую зону оптового рынка принимают положительные значения, при обратном направлении перетока – отрицательные;  2) для ВЭ на территории Иркутской области:   * если , то * для внутризонального энергорайона, входящего в ГТП потребления участника оптового рынка *i*2, не являющегося гарантирующим поставщиком:   ;   * для внутризонального энергорайона, входящего в ГТП потребления гарантирующего поставщика *i*3, имеющего сечение коммерческого учета с ГТП потребления участника оптового рынка *i*2, не являющегося гарантирующим поставщиком:   ;   * для внутризонального энергорайона, входящего в ГТП потребления участника оптового рынка, являющегося гарантирующим поставщиком *i*1:   ;   * иначе * для внутризонального энергорайона, входящего в ГТП потребления участника оптового рынка *i*2, не являющегося гарантирующим поставщиком:   ;   * для внутризонального энергорайона, входящего в ГТП потребления гарантирующего поставщика *i*3, имеющего сечение коммерческого учета с ГТП потребления участника оптового рынка *i*2, не являющегося гарантирующим поставщиком:   ;   * для внутризонального энергорайона, входящего в ГТП потребления участника оптового рынка, являющегося гарантирующим поставщиком *i*1:   ,  где  – величина, определяемая в соответствии с пунктом 7.17.2 настоящего Регламента;  – часовое значение фактического потребления в ГТП потребления участника оптового рынка *i*2, не являющегося гарантирующим поставщиком;  – часовое значение сальдо перетока по сечению коммерческого учета между ГТП потребления гарантирующего поставщика *i*3 и ГТП потребления участника оптового рынка *i*2, не являющегося гарантирующим поставщиком. |
| **8.6.1** | **Добавить пункт** | Если смежными участниками оптового рынка (ФСК), в состав ГТП потребления которых включен внутризональный энергорайон (далее – ВЭ), в случаях, указанных в подп. 2 п. 7.17.1 настоящего Регламента, не сформированы отчетные данные коммерческого учета в порядке, установленном настоящим Регламентом, в отношении сечения коммерческого учета, в котором осуществлялся переток (потребление) электроэнергии только во ВЭ, расчет часовых величин перетоков электроэнергии в вышеуказанном сечении и потребления во ВЭ, включенных в состав ГТП потребления участника оптового рынка, не являющегося гарантирующим поставщиком, а также являющегося гарантирующим поставщиком и имеющего сечение коммерческого учета с участником оптового рынка, не являющимся гарантирующим поставщиком, производится в следующем порядке:  1. Для каждого часа *h* рассчитывается суммарное часовое потребление ВЭ, входящих в состав ГТП потребления вышеуказанных участников оптового рынка, по которым не сформированы отчетные данные коммерческого учета:   где – значение перетока электроэнергии по сечению *f* между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, в час *h*, переданное в КО ФСК либо сформированное смежными участниками оптового рынка (ФСК) в соответствии с требованиями настоящего Регламента (в случае отсутствия указанных данных значение перетока определяется на основании оперативной информации об объемах перетоков электроэнергии в сечениях между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, передаваемой СО в КО в соответствии с требованиями настоящего Регламента). При этом за положительное направление перетока принимается направление перетока в сторону ВЭ;  – часовая величина произведенной электроэнергии в ГТП генерации *k* в час *h*, относящейся к ГТП потребления поставщиков электроэнергии, в состав которых входят сечения коммерческого учета, относящиеся к ВЭ, и по которым поставщики электроэнергии и смежные участники оптового рынка не сформировали отчетные данные коммерческого учета в соответствии с требованиями настоящего Регламента;  – величина суммарного фактического потребления электроэнергии во ВЭ, входящих в состав ГТП потребления *l* вышеуказанных участников оптового рынка, определенная на основании сформированных в соответствии с настоящим Регламентом отчетных данных коммерческого учета по сечениям коммерческого учета между такими смежными участниками оптового рынка (ФСК), относящихся к указанному ВЭ, за час *h*;  – величина потерь ФСК, возникающих при потреблении электроэнергии всеми ВЭ, входящими в состав ГТП потребления участников оптового рынка, за час *h,* принимаемая равной:  ,  где – суммарная месячная величина потерь в сетях ФСК для территории субъекта Российской Федерации, на которой осуществляется потребление во ВЭ, утвержденная федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов;  *H* – число часов в месяце, за который производится расчет;  – значение суммарного потребления территории субъекта Российской Федерации, на которой осуществляется потребление во ВЭ, переданное СО в КО в составе оперативной информации.   1. Для каждого часа *h* рассчитывается часовая величина потребления во ВЭ, входящих в состав ГТП потребления каждого из вышеуказанных участников оптового рынка *j*:     где – суммарное часовое потребление всех ВЭ, входящих в состав ГТП потребления вышеуказанных участников оптового рынка, по которым не сформированы отчетные данные коммерческого учета, за час *h*;  N – число ВЭ, включенных в состав ГТП потребления вышеуказанных участников оптового рынка, по которым не сформированы отчетные данные коммерческого учета.  В случае если суммарная почасовая величина потребления электроэнергии ВЭ, входящих в состав ГТП потребления вышеуказанных участников оптового рынка, по которым не сформированы отчетные данные коммерческого учета (), принимает отрицательное значение, то КО для соответствующего часа принимает величину потребления равной нулю для каждого указанного в настоящем абзаце ВЭ.  Результаты расчетов почасовых значений потребления электроэнергии во ВЭ, относящихся к ГТП потребления вышеуказанных участников оптового рынка, округляются до целых кВт·ч по алгебраическим правилам округления: если десятичная часть больше или равна 5, то результат округляется в большую сторону, если меньше – то в меньшую. Накопленный остаток от округлений относится с учетом знака на каждом часовом интервале на участника оптового рынка с наибольшим потреблением.   1. В случае если во ВЭ включены все сечения коммерческого учета, относящиеся к соответствующей ГТП потребления (в состав которой включен вышеуказанный ВЭ) вышеуказанного участника оптового рынка, при определении объемов потребления электроэнергии такой ГТП могут применяться только замещающие методы расчета, предусмотренные настоящим пунктом. При этом замещающие методы расчета, предусмотренные пп. 8.2, 8.3 настоящего Регламента, в отношении вышеуказанной ГТП не применяются. 2. В случае если во ВЭ включена часть сечений коммерческого учета, относящихся к соответствующей ГТП потребления (в состав которой включен вышеуказанный ВЭ) вышеуказанного участника оптового рынка, и при этом потребление электроэнергии в вышеуказанном ВЭ определено с использованием замещающего метода расчета, предусмотренного настоящим пунктом, потребление электроэнергии в целом по такой ГТП рассчитывается по формуле:   где – потребление электроэнергии по ГТП вышеуказанного участника оптового рынка *j*, не являющегося гарантирующим поставщиком или являющегося гарантирующим поставщиком и имеющего сечение коммерческого учета с участником оптового рынка, не являющимся гарантирующим поставщиком, в час *h*;  – величина потребления электроэнергии во ВЭ, входящем в состав ГТП потребления участника оптового рынка *j*, не являющегося гарантирующим поставщиком или являющегося гарантирующим поставщиком и имеющего сечение коммерческого учета с участником оптового рынка, не являющимся гарантирующим поставщиком, в час *h*;  – отчетные данные коммерческого учета за час *h*, сформированные в соответствии с требованиями настоящего Регламента в отношении всех сечений коммерческого учета, входящих в состав ГТП потребления вышеуказанного участника оптового рынка *j*, не являющегося гарантирующим поставщиком или являющегося гарантирующим поставщиком и имеющего сечение коммерческого учета с участником оптового рынка, не являющимся гарантирующим поставщиком (при условии неприменения в отношении ГТП, в состав которых входят вышеуказанные сечения коммерческого учета, замещающих методов расчета, предусмотренных пп. 8.2, 8.3 настоящего Регламента), за исключением сечений коммерческого учета, относящихся к ВЭ, за час *h*.  Если в указанном в настоящем пункте случае потребление электроэнергии во ВЭ, входящем в состав ГТП потребления вышеуказанного участника оптового рынка, определено с использованием замещающего метода расчета, предусмотренного настоящим пунктом, в связи с отсутствием сформированных отчетных данных коммерческого учета, в порядке, установленном настоящим Регламентом, в отношении сечения коммерческого учета с ФСК, то для целей настоящего Регламента объем перетока электроэнергии в вышеуказанном сечении принимается равным суммарному потреблению ВЭ, входящего в состав ГТП потребления вышеуказанных участников оптового рынка (при условии, если в отношении вышеуказанных ГТП потребления не применялись замещающие методы расчета, предусмотренные пп. 8.2, 8.3 настоящего Регламента).   1. В случае если во ВЭ включена часть сечений коммерческого учета, относящихся к соответствующей ГТП потребления (в состав которой включен вышеуказанный ВЭ) вышеуказанного участника оптового рынка, и при этом в отношении такой ГТП потребления применены замещающие методы расчета, предусмотренные пп. 8.2, 8.3 настоящего Регламента, величина рассчитывается в порядке, предусмотренном пп. 8.2, 8.3 настоящего Регламента. | |

**Приложение № 1.6.2**

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

## Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ 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) |
| **3.2** | 3.2 Регулируемые договоры заключаются в соответствии с принятыми федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов решениями об определении при формировании сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии и (или) мощности в рамках ЕЭС России по субъектам Российской Федерации (далее – Сводный прогнозный баланс) прогнозных объемов продажи (покупки) электрической энергии и (или) мощности по регулируемым ценам (тарифам) в зарегистрированных в соответствии с Правилами оптового рынка группах точек поставки следующими участниками оптового рынка, функционирующими в ценовых зонах оптового рынка:гарантирующими поставщиками (энергоснабжающими, энергосбытовыми организациями, к числу покупателей которых относится население и (или) приравненные к нему категории потребителей);гарантирующими поставщиками, энергосбытовыми и энергоснабжающими организациями – участниками оптового рынка, функционирующими в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, а также организациями – участниками оптового рынка, осуществляющими экспортно-импортные операции в части покупки электрической энергии и мощности на территории Республики Северная Осетия – Алания, для которых Правительством Российской Федерации установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, определенными в п. 5 приложения 3 к настоящему Регламенту (далее по тексту настоящего Регламента – покупатели, функционирующие в отдельных частях ценовых зон).производителями электрической энергии и мощности, владеющими на праве собственности или ином законном основании генерирующими объектами, отнесенными на 1 октября года, предшествующего году, в котором предполагается поставка по регулируемым договорам, к группам точек поставки, в отношении которых получено право участия в торговле электрической энергией или электрической энергией и мощностью. В период до 31 декабря 2028 года включительно поставка (покупка) электрической энергии и мощности по регулируемым договорам для обеспечения электрической энергией (мощностью) населения и (или) приравненных к нему категорий потребителей на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, осуществляется участниками оптового рынка исключительно с использованием ГТП, расположенных на указанной территории. При этом в отношении следующих генерирующих объектов:генерирующих объектов, мощность которых отобрана по результатам конкурентного отбора мощности на календарный год, в котором предполагается поставка по регулируемым договорам;генерирующих объектов, мощность которых была учтена при проведении такого конкурентного отбора мощности как подлежащая оплате по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме (далее – договоры ВР), за исключением таких генерирующих объектов, введенных в эксплуатацию в 2007–2011 годах;генерирующих объектов, решение о поставке мощности которых по договорам ВР было принято в связи с требованием уполномоченного органа о приостановлении вывода из эксплуатации в срок до 15 октября года, предшествующего году, в котором предполагается поставка по регулируемым договорам (за исключением таких генерирующих объектов, введенных в эксплуатацию в 2007–2011 годах), –заключаются регулируемые договоры на поставку электрической энергии и мощности.В отношении генерирующих объектов, для которых одновременно выполняются следующие условия:мощность которых не была учтена при проведении конкурентного отбора мощности на календарный год, в котором предполагается поставка по регулируемым договорам, как подлежащая оплате по договорам ВР;решение о поставке мощности которых по договорам ВР было принято в связи с требованием уполномоченного органа о приостановлении вывода из эксплуатации не ранее 15 октября года, предшествующего году, в котором предполагается поставка по регулируемым договорам;поставка мощности которых по договорам ВР началась не позднее 1 апреля соответствующего периода регулирования, –заключаются регулируемые договоры на поставку электрической энергии и мощности, причем поставка мощности осуществляется только во втором полугодии.В целях соблюдения критериев, установленных абзацем 11 п. 62 Правил оптового рынка, регулируемые договоры не заключаются в отношении:гидроаккумулирующих электростанций;электростанций, установленная мощность которых составляет менее 25 МВт;мобильных (передвижных) генерирующих объектов;генерирующих объектов, мощность которых подлежит оплате по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии.В целях соблюдения критерия, установленного подпунктом 2 настоящего пункта, величина установленной мощности электростанции определяется по состоянию на первое число месяца, в котором Наблюдательным советом Совета рынка утверждается схема прикрепления по регулируемым договорам.В отношении остальных генерирующих объектов заключаются регулируемые договоры на поставку только электрической энергии. | 3.2 Регулируемые договоры заключаются в соответствии с принятыми федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов решениями об определении при формировании сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии и (или) мощности в рамках ЕЭС России по субъектам Российской Федерации (далее – Сводный прогнозный баланс) прогнозных объемов продажи (покупки) электрической энергии и (или) мощности по регулируемым ценам (тарифам) в зарегистрированных в соответствии с Правилами оптового рынка группах точек поставки следующими участниками оптового рынка, функционирующими в ценовых зонах оптового рынка:гарантирующими поставщиками (энергоснабжающими, энергосбытовыми организациями, к числу покупателей которых относится население и (или) приравненные к нему категории потребителей);гарантирующими поставщиками, энергосбытовыми и энергоснабжающими организациями – участниками оптового рынка, функционирующими в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, а также организациями – участниками оптового рынка, осуществляющими экспортно-импортные операции в части покупки электрической энергии и мощности на территории Республики Северная Осетия – Алания, для которых Правительством Российской Федерации установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, определенными в п. 5 приложения 3 к настоящему Регламенту (далее по тексту настоящего Регламента – покупатели, функционирующие в отдельных частях ценовых зон).производителями электрической энергии и мощности, владеющими на праве собственности или ином законном основании генерирующими объектами, отнесенными на 1 октября года, предшествующего году, в котором предполагается поставка по регулируемым договорам, к группам точек поставки, в отношении которых получено право участия в торговле электрической энергией или электрической энергией и мощностью. В период до 31 декабря 2028 года включительно поставка (покупка) электрической энергии и мощности по регулируемым договорам для обеспечения электрической энергией (мощностью) населения и (или) приравненных к нему категорий потребителей на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, осуществляется участниками оптового рынка исключительно с использованием ГТП, расположенных на указанной территории. При этом в отношении следующих генерирующих объектов:генерирующих объектов, мощность которых отобрана по результатам конкурентного отбора мощности на календарный год, в котором предполагается поставка по регулируемым договорам;генерирующих объектов, мощность которых была учтена при проведении такого конкурентного отбора мощности как подлежащая оплате по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме (далее – договоры ВР), за исключением таких генерирующих объектов, введенных в эксплуатацию в 2007–2011 годах;генерирующих объектов, решение о поставке мощности которых по договорам ВР было принято в связи с требованием уполномоченного органа о приостановлении вывода из эксплуатации в срок до 15 октября года, предшествующего году, в котором предполагается поставка по регулируемым договорам (за исключением таких генерирующих объектов, введенных в эксплуатацию в 2007–2011 годах);генерирующих объектов, мощность которых поставляется по договорам купли-продажи (поставки) мощности генерирующих объектов, функционирующих на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам, –заключаются регулируемые договоры на поставку электрической энергии и мощности.В отношении генерирующих объектов, для которых одновременно выполняются следующие условия:мощность которых не была учтена при проведении конкурентного отбора мощности на календарный год, в котором предполагается поставка по регулируемым договорам, как подлежащая оплате по договорам ВР;решение о поставке мощности которых по договорам ВР было принято в связи с требованием уполномоченного органа о приостановлении вывода из эксплуатации не ранее 15 октября года, предшествующего году, в котором предполагается поставка по регулируемым договорам;поставка мощности которых по договорам ВР началась не позднее 1 апреля соответствующего периода регулирования, –заключаются регулируемые договоры на поставку электрической энергии и мощности, причем поставка мощности осуществляется только во втором полугодии.В целях соблюдения критериев, установленных абзацем 11 п. 62 Правил оптового рынка, регулируемые договоры не заключаются в отношении:гидроаккумулирующих электростанций;электростанций, установленная мощность которых составляет менее 25 МВт;мобильных (передвижных) генерирующих объектов;генерирующих объектов, мощность которых подлежит оплате по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии.В целях соблюдения критерия, установленного подпунктом 2 настоящего пункта, величина установленной мощности электростанции определяется по состоянию на первое число месяца, в котором Наблюдательным советом Совета рынка утверждается схема прикрепления по регулируемым договорам.В отношении остальных генерирующих объектов заключаются регулируемые договоры на поставку только электрической энергии. |

**Приложение № 1.6.3**

|  |
| --- |
| **Дата вступления в силу:** с даты вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам установления особенностей функционирования оптового и розничных рынков электрической энергии и мощности на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка», но не ранее 1 апреля 2025 года. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ПРОВЕДЕНИЯ ОТБОРОВ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ (Приложение № 27 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |
| --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент вступления в силу изменений**  (с учетом изменений, принятых на заседании Наблюдательного совета 26.11.2024) |
| **Прил. 31, п. 3** | КО по всем участникам оптового рынка, в отношении которых на оптовом рынке зарегистрированы ГТП генерации, для которых получено право покупки (продажи) электроэнергии и мощности на оптовом рынке электроэнергии и мощности (право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке), за исключением участников оптового рынка, ГТП генерации которых расположены исключительно на территории неценовых зон или на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, определяет величину требований участника оптового рынка по договорам, заключенным им на оптовом рынке,  в соответствии со следующей формулой:  ...  [руб.] – совокупная величина требований, рассчитываемая КО в целях определения достаточности обеспечения за месяц *m* по договорам, заключенным участником оптового рынка *i*, на оптовом рынке электрической энергии и мощности*,* определенная в соответствии со следующей формулой:  ,  ...  где  – стоимость мощности, купленной/проданной участником оптового рынка в месяце *m* в первой ценовой зоне или второй ценовой зоне, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, по договору купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, поставляемой ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* и приобретаемой в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j*, определенная в соответствии с *Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  ...  ,  – стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка по договору купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед за расчетный период *t =* месяц *m* для территории *zd* (за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам), определенная в соответствии с *Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка по договору купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (для участников оптового рынка, признанных банкротами) за расчетный период *t* *=* месяц *m*, определенная в соответствии с *Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  – сезонный коэффициент, отражающий распределение нагрузки потребления по месяцам в течение календарного года, определяемый с точностью до 11 знаков после запятой в соответствии с пунктом 13.1.4.1 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  ... |

|  |  |
| --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Предлагаемая редакция** (изменения выделены цветом) |
| **3** | КО по всем участникам оптового рынка, в отношении которых на оптовом рынке зарегистрированы ГТП генерации, для которых получено право покупки (продажи) электроэнергии и мощности на оптовом рынке электроэнергии и мощности (право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке), за исключением участников оптового рынка, ГТП генерации которых расположены исключительно на территории неценовых зон, определяет величину требований участника оптового рынка по договорам, заключенным им на оптовом рынке,  в соответствии со следующей формулой:  ...  [руб.] – совокупная величина требований, рассчитываемая КО в целях определения достаточности обеспечения за месяц *m* по договорам, заключенным участником оптового рынка *i*, на оптовом рынке электрической энергии и мощности*,* определенная в соответствии со следующей формулой:  ,  ...  где  – стоимость мощности, купленной/проданной участником оптового рынка в месяце *m* по договору купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, поставляемой ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* и приобретаемой в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j*, определенная в соответствии с *Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  ...  – стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка по договору купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед за расчетный период *t =* месяц *m*, определенная в соответствии с *Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка по договору купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (для участников оптового рынка, признанных банкротами) за расчетный период *t* *=* месяц *m* по договору *D*, определенная в соответствии с *Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  – стоимость электрической энергии, купленной участником оптового рынка *j* по договору купли-продажи электрической энергии по регулируемым ценам *D* в ценовой зоне *z (z =*2*)* в месяце *m*, определенная в соответствии с *Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  – стоимость мощности, фактически поставленной поставщиком *i*, покупателю *j* () или ФСК, в месяце *m* по договору *D* купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, заключенному в отношении всех ГТП генерации *p* поставщика *i*, определенная в соответствии с *Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – стоимость мощности, купленной/проданной участником оптового рынка в месяце *m* в ценовой зоне *z* по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, *D*, произведенной ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, покупаемой участником оптового рынка *j* (), определенная в соответствии *с Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 *к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – стоимость мощности, купленной/проданной участником оптового рынка в месяце *m* в ценовой зоне *z* по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам *D*, произведенной участником оптового рынка *i*, покупаемой участником оптового рынка *j* (), определенная в соответствии *с Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 *к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – сезонный коэффициент, отражающий распределение нагрузки потребления по месяцам в течение календарного года, определяемый с точностью до 11 знаков после запятой в соответствии с пунктом 13.1.4.1 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  ... |

**Приложение № 1.6.4**

|  |
| --- |
| **Дата вступления в силу:** 1 января 2025 года. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в СТАНДАРТНУЮ ФОРМУ ДОГОВОРА КУПЛИ-ПРОДАЖИ МОЩНОСТИ НА ОТДЕЛЬНЫХ ТЕРРИТОРИЯХ ЦЕНОВЫХ ЗОН, ДЛЯ КОТОРЫХ УСТАНОВЛЕНЫ ОСОБЕННОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ОПТОВОГО И РОЗНИЧНЫХ РЫНКОВ, В ЦЕЛЯХ ОБЕСПЕЧЕНИЯ МОЩНОСТЬЮ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ, НЕ ОТНОСЯЩИХСЯ К НАСЕЛЕНИЮ И (ИЛИ) ПРИРАВНЕННЫМ К НЕМУ КАТЕГОРИЯМ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ (Приложение № Д 24.3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **10.2** | Настоящий Договор действует до 24:00 часов «\_\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ 20\_\_\_\_\_ года. Истечение срока настоящего Договора не влечет прекращение денежных обязательств Продавца и Покупателя, возникших из настоящего Договора. | Настоящий Договор действует до момента исполнения Сторонами обязательств по настоящему Договору. |

**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) |
| **13.1.6** | …  23) Для целей формирования аналитического отчета, направляемого в СР в соответствии с приложением 154.3 к настоящему регламенту, КО для каждой ценовой зоны *z* за расчетный месяц *m* рассчитывает величину *,* отражающую стоимость мощности, поставленной по договорам КОМ и договорам КОМ НГО, по формуле:  **,**  где  – стоимость мощности, фактически поставленной поставщиком *i* покупателю *j* или ФСК в месяце *m* по договору *D*, заключенному в отношении всех ГТП генерации *p* поставщика *i*, для которых выполняется условие: ;  – стоимость мощности, фактически поставленной поставщиком *i* покупателю *j* или ФСК в месяце *m* по договору *D*, заключенному в отношении ГТП генерации  поставщика *i*;  – стоимость мощности, фактически поставленной поставщиком *i* покупателю *j* или ФСК в месяце *m* по договору *D*, заключенному в отношении ГТП генерации  поставщика *i*;  – стоимость мощности, фактически поставленной поставщиком *i* покупателю *j* или ФСК в месяце *m* по договору *D*, заключенному в отношении ГТП генерации  поставщика *i*.  При расчете величин  округление производится методом математического округления с точностью до 2 знаков после запятой. | …  23) Для целей формирования аналитического отчета, направляемого в СР в соответствии с приложением 154.3 к настоящему регламенту, КО для каждой ценовой зоны *z* за расчетный месяц *m* рассчитывает величину *,* отражающую стоимость мощности, поставленной по договорам КОМ и договорам КОМ НГО, по формуле:  **,**  где  – стоимость мощности, фактически поставленной поставщиком *i* покупателю *j*, где *i* ≠ *j* или ФСК в месяце *m* по договору *D*, заключенному в отношении всех ГТП генерации *p* поставщика *i*, для которых выполняется условие: ;  – стоимость мощности, фактически поставленной поставщиком *i* покупателю *j*, где *i* ≠ *j* или ФСК в месяце *m* по договору *D*, заключенному в отношении ГТП генерации  поставщика *i*;  – стоимость мощности, фактически поставленной поставщиком *i*  покупателю *j*, где *i* ≠ *j* или ФСК в месяце *m* по договору *D*, заключенному в отношении ГТП генерации  поставщика *i*;  – стоимость мощности, фактически поставленной поставщиком *i* покупателю *j*, где *i* ≠ *j* или ФСК в месяце *m* по договору *D*, заключенному в отношении ГТП генерации  поставщика *i*.  При расчете величин  округление производится методом математического округления с точностью до 2 знаков после запятой. |

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

**Действующая редакция 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 | ПО отображения и изготовления бумажных копий | Срок хранения в архиве | Срок доступа через интерфейс сайта |
| FINRES\_SR\_ANALIT\_REPORT\_CAP\_ZONE\_154\_3 | Аналитический отчет о составляющих фактической стоимости мощности | Регламент № 16, пп. 3.3.1, 3.3.2, 6.1.4, 13.1.6, 13.1.7, 15.4, 20.5, 26.5, приложение 154.3 | xls | АТС | Совет рынка | электронная почта (ASPMailer) | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Excel | 5 лет |  |
| FRSRMN\_SR\_KOM\_FACT\_REPORT\_NADB | Аналитический отчет о величинах, определенных по ценовой зоне, обусловленных применением надбавок к цене на мощность, продаваемую по договорам КОМ (в том числе по договорам КОМ в целях компенсации потерь), и оплатой мощности, поставляемой по договорам КОМ НГО (в том числе по договорам КОМ НГО в целях компенсации потерь) | Регламент № 16, п. 13.1.7 | xls | АТС | Совет рынка | электронная почта (ASPMailer) | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Excel | 5 лет |  |

**Предлагаемая редакция 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 | ПО отображения и изготовления бумажных копий  *столбец исключается с 01.02.25)* | Адрес электронной почты  *(столбец добавляется с 01.02.25)* | Срок хранения ЭД в архиве | Срок доступа через интерфейс сайта |
| FINRES\_SR\_ANALIT\_REPORT\_CAP\_ZONE\_154\_3 | Аналитический отчет о составляющих фактической стоимости мощности | Регламент № 16, пп. 13.1.8, приложение 154.3 | xls | АТС | Совет рынка | электронная почта (ASPMailer) | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Excel |  | 5 лет |  |
| FRSRMN\_SR\_KOM\_FACT\_REPORT\_NADB | Аналитический отчет о величинах, определенных по ценовой зоне, обусловленных применением надбавок к цене на мощность, продаваемую по договорам КОМ (в том числе по договорам КОМ в целях компенсации потерь), оплатой мощности, поставляемой по договорам КОМ НГО (в том числе по договорам КОМ НГО в целях компенсации потерь), и величине, отражающей стоимость мощности, поставленной по свободным договорам | Регламент № 16, п. 13.1.8 | xls | АТС | Совет рынка | электронная почта (ASPMailer) | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.7 | Excel |  | 5 лет |  |