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

**Приложение № 1.2**

|  |
| --- |
| **Инициатор:** Ассоциация «НП Совет рынка».  **Обоснование:** необходимо предусмотреть в регламентах оптового рынка особенности проведения финансовых расчетов в случае установления особенностей функционирования оптового и розничных рынков электрической энергии и мощности на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка.  **Дата вступления в силу:** с даты вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам установления особенностей функционирования оптового и розничных рынков электрической энергии и мощности на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка», но не ранее 1 января 2025 года. |

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

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **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 мощность по договорам купли-продажи (поставки) мощности модернизированных генерирующих объектов (далее – договоры на модернизацию);  за электрическую энергию по регулируемым договорам;  … | | **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 мощность по договорам купли-продажи (поставки) мощности модернизированных генерирующих объектов (далее – договоры на модернизацию);  за электрическую энергию по договорам купли-продажи электрической энергии на отдельных территориях ценовых зон, для которых установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, в целях обеспечения электрической энергией потребителей, не относящихся к населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей (далее – договоры купли-продажи электрической энергии по регулируемым ценам);  за электрическую энергию по договорам комиссии на продажу электрической энергии по договорам купли-продажи электрической энергии на отдельных территориях ценовых зон, для которых установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, в целях обеспечения электрической энергией потребителей, не относящихся к населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей (далее – договоры комиссии на продажу электрической энергии по регулируемым ценам);  за мощность 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 (далее – договоры купли-продажи мощности по регулируемым ценам);  за мощность по договорам купли-продажи (поставки) мощности генерирующих объектов, модернизированных (реконструированных) или построенных на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам (далее – договоры на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях);  за мощность по договорам купли-продажи (поставки) мощности генерирующих объектов, функционирующих на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам (далее в настоящем разделе – договоры купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам);  за электрическую энергию по регулируемым договорам;  … |
| **2.3.1** | **2.3.1 Календарная очередность**  Обязательства, дата платежа по которым наступила в более раннюю дату, оплачиваются вперед обязательств, дата платежа по которым наступила в более позднюю календарную дату.  Обязательства, дата платежа по которым наступила в более позднюю календарную дату, исполняются только после того, как полностью исполнены обязательства, дата платежа по которым наступила в более раннюю календарную дату.  Обязательства за расчетные периоды до 1 июля 2013 года и неустойка за нарушение сроков исполнения обязательств за расчетные периоды до 1 июля 2013 года погашаются в порядке календарной очередности, предусмотренной настоящим Регламентом, после исполнения всех обязательств участника оптового рынка независимо от сроков их оплаты за расчетные периоды начиная с 1 июля 2013 года и неустойки за нарушение сроков исполнения обязательств за расчетные периоды начиная с 1 июля 2013 года, подлежащих исполнению путем оплаты денежных средств с торгового счета участника оптового рынка в соответствии с календарной очередностью, предусмотренной настоящим Регламентом.  Положения пп. 2.3.1, 2.3.2, 2.3.3 не распространяются на обязательства по возврату денежных средств, в частности:  − по возврату излишне уплаченных авансовых платежей по договору комиссии на РСВ;  − по возврату денежных средств по договору комиссии на БР;  – по возврату излишне уплаченных авансовых платежей по договору комиссии НЦЗ;  − по возврату излишне уплаченных авансовых платежей по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности;  − по возврату излишне уплаченных авансовых платежей по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности в целях компенсации потерь в электрических сетях;  − по возврату излишне уплаченных авансовых платежей по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов;  − по возврату излишне уплаченных авансовых платежей по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов в целях компенсации потерь в электрических сетях;  – по возврату излишне уплаченных денежных средств по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности в целях обеспечения поставки мощности между ценовыми зонами;  − по возврату излишне уплаченных авансовых платежей по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности в целях компенсации потерь в электрических сетях;  – по возврату денежных средств за услугу по ОДУ в части обеспечения надежности функционирования электроэнергетики при наличии у СО таких обязательств либо при проведении СО корректировок расчетов за определенный расчетный период.  Вышеуказанные обязательства по возврату денежных средств исполняются в первую очередь, до исполнения всех прочих обязательств независимо от сроков их оплаты.  Очередность погашения обязательств, предусмотренная настоящим пунктом, применяется с учетом особенностей, установленных подпунктом «в» пункта 2.3.2 настоящего Регламента для участников оптового рынка с низкой платежной дисциплиной.  При недостаточности денежных средств на торговом счете участника оптового рынка для исполнения обязательств, отнесенных к одной очереди, оплата этих обязательств производится в размере, определенном путем распределения денежных средств на торговом счете участника оптового рынка пропорционально величине указанных обязательств, с учетом очередностей, установленных пп. 2.3.2 и 2.3.3 настоящего Регламента. | | * + 1. **Календарная очередность**   Обязательства, дата платежа по которым наступила в более раннюю дату, оплачиваются вперед обязательств, дата платежа по которым наступила в более позднюю календарную дату.  Обязательства, дата платежа по которым наступила в более позднюю календарную дату, исполняются только после того, как полностью исполнены обязательства, дата платежа по которым наступила в более раннюю календарную дату.  Обязательства за расчетные периоды до 1 июля 2013 года и неустойка за нарушение сроков исполнения обязательств за расчетные периоды до 1 июля 2013 года погашаются в порядке календарной очередности, предусмотренной настоящим Регламентом, после исполнения всех обязательств участника оптового рынка независимо от сроков их оплаты за расчетные периоды начиная с 1 июля 2013 года и неустойки за нарушение сроков исполнения обязательств за расчетные периоды начиная с 1 июля 2013 года, подлежащих исполнению путем оплаты денежных средств с торгового счета участника оптового рынка в соответствии с календарной очередностью, предусмотренной настоящим Регламентом.  Положения пп. 2.3.1, 2.3.2, 2.3.3 не распространяются на обязательства по возврату денежных средств, в частности:  − по возврату излишне уплаченных авансовых платежей по договору комиссии на РСВ;  − по возврату денежных средств по договору комиссии на БР;  – по возврату излишне уплаченных авансовых платежей по договору комиссии НЦЗ;  – по возврату излишне уплаченных авансовых платежей по договору комиссии на продажу электрической энергии по регулируемым ценам;  − по возврату излишне уплаченных авансовых платежей по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности;  − по возврату излишне уплаченных авансовых платежей по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности в целях компенсации потерь в электрических сетях;  − по возврату излишне уплаченных авансовых платежей по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов;  − по возврату излишне уплаченных авансовых платежей по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов в целях компенсации потерь в электрических сетях;  – по возврату излишне уплаченных денежных средств по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности в целях обеспечения поставки мощности между ценовыми зонами;  − по возврату излишне уплаченных авансовых платежей по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности в целях компенсации потерь в электрических сетях;  – по возврату излишне уплаченных авансовых платежей по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам;  – по возврату денежных средств за услугу по ОДУ в части обеспечения надежности функционирования электроэнергетики при наличии у СО таких обязательств либо при проведении СО корректировок расчетов за определенный расчетный период.  Вышеуказанные обязательства по возврату денежных средств исполняются в первую очередь, до исполнения всех прочих обязательств независимо от сроков их оплаты.  Очередность погашения обязательств, предусмотренная настоящим пунктом, применяется с учетом особенностей, установленных подпунктом «в» пункта 2.3.2 настоящего Регламента для участников оптового рынка с низкой платежной дисциплиной.  При недостаточности денежных средств на торговом счете участника оптового рынка для исполнения обязательств, отнесенных к одной очереди, оплата этих обязательств производится в размере, определенном путем распределения денежных средств на торговом счете участника оптового рынка пропорционально величине указанных обязательств, с учетом очередностей, установленных пп. 2.3.2 и 2.3.3 настоящего Регламента. |
| **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 1-ю очередь погашаются обязательства:  – по возврату излишне уплаченных авансовых платежей по договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ, по четырехсторонним договорам купли-продажи мощности;  − по возврату излишне уплаченных авансовых платежей по договорам о предоставлении мощности (ДПМ);  − по возврату излишне уплаченных авансовых платежей по договорам купли-продажи мощности новых атомных станций и гидроэлектростанций;  − по возврату излишне уплаченных авансовых платежей по ДПМ ВИЭ / ДПМ ТБО;  − по возврату излишне уплаченных авансовых платежей по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме;  – по возврату излишне уплаченных авансовых платежей по договорам купли-продажи мощности модернизированных генерирующих объектов.  В 2-ю очередь погашаются обязательства по оплате штрафов по ДПМ.  В 3-ю очередь погашаются обязательства по оплате штрафов:  – по договорам купли-продажи (поставки) мощности новых гидроэлектростанций (в том числе гидроаккумулирующих электростанций);  – договорам купли-продажи (поставки) мощности новых атомных станций.  В 4-ю очередь погашаются обязательства по оплате штрафов:  – по ДПМ ВИЭ (в том числе обязательства поручителя по оплате штрафов по ДПМ ВИЭ);  – ДПМ ТБО (в том числе обязательства поручителя по оплате штрафов по ДПМ ТБО).  В 5-ю очередь погашаются обязательства по оплате штрафов по агентскому договору (АД):   * + неустойка (штраф) за несвоевременное предоставление, отказ, уклонение от предоставления заключения Главгосэкспертизы на проектную документацию;   + неустойка (штраф) за несвоевременное предоставление, нарушение формы и (или) непредоставление отчетности по АД;   + неустойка (штраф) за бездействие или действия, означающие фактический отказ от исполнения договора (АД) в целом.   В 6-ю очередь погашаются обязательства:  – по перечислению денежной суммы, обусловленной отказом поставщика от исполнения обязательств по договору на модернизацию;  – по перечислению денежной суммы, обусловленной уменьшением поставщиком периода поставки мощности по договору на модернизацию;  – по оплате штрафов по договорам на модернизацию;  – по перечислению суммы процентов за пользование денежными средствами по соглашению о реструктуризации задолженности и соглашению о реструктуризации задолженности по цессии, заключаемым в соответствии с разделом 18´ настоящего Регламента.  В 7-ю очередь погашаются обязательства:  – по оплате штрафов по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности (в том числе обязательства поручителя);  – по перечислению денежной суммы, выплачиваемой покупателю в случае полного (частичного) отказа поставщика от исполнения обязательств по поставке мощности по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности (в том числе обязательства поручителя, далее – денежная сумма, обусловленная отказом поставщика от исполнения обязательств по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности);  – по перечислению денежной суммы, выплачиваемой поставщику в случае полного (частичного) отказа покупателя от исполнения обязательств по обеспечению готовности к осуществлению ценозависимого снижения объема покупки электрической энергии (в том числе обязательства поручителя, далее – денежная сумма, обусловленная отказом покупателя от исполнения обязательств по обеспечению готовности к осуществлению ценозависимого снижения объема покупки электрической энергии);  – по оплате штрафов по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов (в том числе обязательства поручителя);  – по перечислению денежной суммы, выплачиваемой покупателю в случае полного (частичного) отказа поставщика от исполнения обязательств по поставке мощности по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов и по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов, проведенного не ранее 2021 года (в том числе обязательства поручителя, далее – денежная сумма, обусловленная отказом поставщика от исполнения обязательств по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов);  – по оплате штрафов по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме;  – по перечислению денежной суммы, выплачиваемой покупателю в случае полного (частичного) отказа поставщика от исполнения обязательств по поставке мощности по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме (далее – денежная сумма, обусловленная отказом поставщика от исполнения обязательств по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме).  В 8-ю очередь погашаются обязательства:  – по оплате штрафов по договорам оказания услуг по управлению изменением режима потребления (в том числе обязательства поручителя по оплате штрафов по договорам оказания услуг по управлению изменением режима потребления);  – по перечислению денежной суммы, обусловленной полным (частичным) отказом исполнителя услуг от исполнения обязательств по договорам оказания услуг по управлению изменением режима потребления.  В 9-ю очередь погашаются обязательства по оплате штрафа на основании вступившего в силу решения дисциплинарной комиссии СР о применении штрафа.  В 10-ю очередь погашаются обязательства по оплате штрафа за нарушение комитентом сроков и порядка предоставления счетов-фактур, информации о показателях счетов-фактур и копий счетов-фактур:  – по договорам комиссии на РСВ;  – договорам комиссии на БР;  – договорам комиссии НЦЗ.  В 11-ю очередь погашаются обязательства по оплате услуг СО по договорам возмездного оказания услуг по ОДУ в части обеспечения надежности функционирования электроэнергетики.  В 12-ю очередь погашаются обязательства по оплате услуг инфраструктурных организаций: КО.  В 13-ю очередь погашаются обязательства по оплате агентского вознаграждения инфраструктурных организаций: ЦФР.  В 14-ю очередь погашаются обязательства по оплате услуг инфраструктурных организаций: ЦФР.  В 15-ю очередь погашаются обязательства по оплате услуг комиссионера – ЦФР.  В 16-ю очередь погашаются обязательства по оплате услуг поверенного по договорам коммерческого представительства.  В 17-ю очередь погашаются обязательства по договорам о предоставлении мощности (ДПМ), по соглашениям об изменении сроков оплаты по договорам о предоставлении мощности.  В 18-ю очередь погашаются обязательства по договорам купли-продажи (поставки) мощности новых гидроэлектростанций (в том числе гидроаккумулирующих электростанций) и договорам купли-продажи (поставки) мощности новых атомных станций, по соглашениям об изменении сроков оплаты по договорам купли-продажи (поставки) мощности новых гидроэлектростанций (в том числе гидроаккумулирующих электростанций) и договорам купли-продажи (поставки) мощности новых атомных станций.  В 19-ю очередь погашаются обязательства по ДПМ ВИЭ / ДПМ ТБО.  В 20-ю очередь погашаются обязательства по договорам на модернизацию.  В 21-ю очередь погашаются обязательства по договорам:  – купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности, по соглашениям об изменении сроков оплаты по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности;  – купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности в целях компенсации потерь в электрических сетях;  − купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов;  − купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов в целях компенсации потерь в электрических сетях;  – купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности в целях обеспечения поставки мощности между ценовыми зонами;  – купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, по соглашениям об изменении сроков оплаты по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме.  В 22-ю очередь погашаются обязательства по договорам оказания услуг по управлению изменением режима потребления.  В 23-ю очередь погашаются обязательства за электрическую энергию и мощность по регулируемым договорам, по соглашениям об изменении сроков оплаты по регулируемым договорам, по соглашениям о переносе измененных сроков оплаты по регулируемым договорам, заключенным в соответствии с *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка*.  В 24-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).  В 25-ю очередь погашаются обязательства за электрическую энергию по двусторонним договорам купли-продажи электрической энергии на территориях субъектов Российской Федерации, не объединенных в ценовые зоны оптового рынка.  В 26-ю очередь погашаются неисполненные обязательства по соглашениям о реструктуризации задолженности по договорам на поставку, получение и оплату электрической энергии и мощности и оказание услуг на оптовом рынке.  В 27-ю очередь погашаются обязательства за электрическую энергию по договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ и обязательства за мощность по четырехсторонним договорам купли-продажи мощности.  В 28-ю очередь погашаются обязательства за электрическую энергию по договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ.  В 29-ю очередь погашаются обязательства за электрическую энергию по соглашениям о реструктуризации задолженности по цессии.  В 30-ю очередь погашаются обязательства по договорам купли-продажи на РСВ (за исключением обязательств за электрическую энергию по соглашениям о реструктуризации задолженности по цессии).  В 31-ю очередь погашаются обязательства по договорам купли-продажи на БР (за исключением обязательств за электрическую энергию по соглашениям о реструктуризации задолженности по цессии).  Обязательства следующей очереди исполняются только после того, как полностью исполнены обязательства, отнесенные к предыдущей очереди.  б) Среди обязательств по оплате неустойки (пени), дата платежа по которым наступила в одну календарную дату, устанавливается следующая очередность погашения:  В 1-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по оплате услуг СО по договорам возмездного оказания услуг по ОДУ в части обеспечения надежности функционирования электроэнергетики.  В 2-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по оплате услуг инфраструктурных организаций: КО.  В 3-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по оплате агентского вознаграждения инфраструктурных организаций: ЦФР.  В 4-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по оплате услуг инфраструктурных организаций: ЦФР.  В 5-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа за услуги комиссионера – ЦФР.  В 6-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа за услуги поверенного по договорам коммерческого представительства.  В 7-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по договорам о предоставлении мощности (ДПМ), по соглашениям об изменении сроков оплаты по договорам о предоставлении мощности.  В 8-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по договорам купли-продажи (поставки) мощности новых гидроэлектростанций (в том числе гидроаккумулирующих электростанций) и договорам купли-продажи (поставки) мощности новых атомных станций, по соглашениям об изменении сроков оплаты по договорам купли-продажи (поставки) мощности новых гидроэлектростанций (в том числе гидроаккумулирующих электростанций) и договорам купли-продажи (поставки) мощности новых атомных станций.  В 9-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по ДПМ ВИЭ.  В 10-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по договорам на модернизацию.  В 11-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за нарушение сроков исполнения обязательств по оплате электрической энергии по договорам купли-продажи электрической энергии, права требования по которым переданы по договорам уступки прав (цессии) в соответствии с порядком, установленным настоящим Регламентом, в отношении которых были прекращены соглашения о реструктуризации задолженности по цессии, в соответствии с п. 18´.17 настоящего Регламента.  В 12-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по договорам купли-продажи на РСВ.  В 13-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по договорам купли-продажи на БР.  В 14-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по договорам:  – купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности, по соглашениям об изменении сроков оплаты по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности;  – купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности в целях компенсации потерь в электрических сетях;  − купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов;  − купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов в целях компенсации потерь в электрических сетях;  – купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности в целях обеспечения поставки мощности между ценовыми зонами;  – купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, по соглашениям об изменении сроков оплаты по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме.  В 15-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по возврату излишне уплаченных авансовых платежей по ДПМ.  В 16-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по возврату излишне уплаченных авансовых платежей по договорам купли-продажи (поставки) мощности новых гидроэлектростанций (в том числе гидроаккумулирующих электростанций) и договорам купли-продажи (поставки) мощности новых атомных станций.  В 17-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по возврату излишне уплаченных авансовых платежей по ДПМ ВИЭ / ДПМ ТБО.  В 18-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по возврату излишне уплаченных авансовых платежей по договорам:  – купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности;  – купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности в целях компенсации потерь в электрических сетях;  − купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов;  − купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов в целях компенсации потерь в электрических сетях;  – купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме.  В 19-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по договорам оказания услуг по управлению изменением режима потребления.  В 20-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа за электрическую энергию и мощность по регулируемым договорам, по соглашениям об изменении сроков оплаты по регулируемым договорам, по соглашениям о переносе измененных сроков оплаты по регулируемым договорам, заключенным в соответствии с *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка*.  В 21-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).  В 22-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по двусторонним договорам купли-продажи электрической энергии на территориях субъектов Российской Федерации, не объединенных в ценовые зоны оптового рынка.  В 23-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по соглашению о реструктуризации задолженности по договору на поставку, получение и оплату электрической энергии и мощности и оказание услуг на оптовом рынке.  В 24-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ и по четырехсторонним договорам купли-продажи мощности.  В 25-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ.  Обязательства следующей очереди исполняются только после того, как полностью исполнены обязательства, отнесенные к предыдущей очереди. | | **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 1-ю очередь погашаются обязательства:  – по возврату излишне уплаченных авансовых платежей по договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ, по четырехсторонним договорам купли-продажи мощности;  − по возврату излишне уплаченных авансовых платежей по договорам о предоставлении мощности (ДПМ);  − по возврату излишне уплаченных авансовых платежей по договорам купли-продажи мощности новых атомных станций и гидроэлектростанций;  − по возврату излишне уплаченных авансовых платежей по ДПМ ВИЭ / ДПМ ТБО;  − по возврату излишне уплаченных авансовых платежей по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме;  – по возврату излишне уплаченных авансовых платежей по договорам купли-продажи мощности модернизированных генерирующих объектов;  – по возврату излишне уплаченных авансовых платежей по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам;  – по возврату излишне уплаченных авансовых платежей по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях.  В 2-ю очередь погашаются обязательства по оплате штрафов по ДПМ.  В 3-ю очередь погашаются обязательства по оплате штрафов:  – по договорам купли-продажи (поставки) мощности новых гидроэлектростанций (в том числе гидроаккумулирующих электростанций);  – договорам купли-продажи (поставки) мощности новых атомных станций.  В 4-ю очередь погашаются обязательства по оплате штрафов:  – по ДПМ ВИЭ (в том числе обязательства поручителя по оплате штрафов по ДПМ ВИЭ);  – ДПМ ТБО (в том числе обязательства поручителя по оплате штрафов по ДПМ ТБО).  В 5-ю очередь погашаются обязательства по оплате штрафов по агентскому договору (АД):   * + неустойка (штраф) за несвоевременное предоставление, отказ, уклонение от предоставления заключения Главгосэкспертизы на проектную документацию;   + неустойка (штраф) за несвоевременное предоставление, нарушение формы и (или) непредоставление отчетности по АД;   + неустойка (штраф) за бездействие или действия, означающие фактический отказ от исполнения договора (АД) в целом.   В 6-ю очередь погашаются обязательства:  – по перечислению денежной суммы, обусловленной отказом поставщика от исполнения обязательств по договору на модернизацию;  – по перечислению денежной суммы, обусловленной уменьшением поставщиком периода поставки мощности по договору на модернизацию;  – по уплате штрафов по договорам на модернизацию;  – по уплате штрафов по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях;  – по перечислению суммы процентов за пользование денежными средствами по соглашению о реструктуризации задолженности и соглашению о реструктуризации задолженности по цессии, заключаемым в соответствии с разделом 18´ настоящего Регламента.  В 7-ю очередь погашаются обязательства:  – по оплате штрафов по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности (в том числе обязательства поручителя);  – по перечислению денежной суммы, выплачиваемой покупателю в случае полного (частичного) отказа поставщика от исполнения обязательств по поставке мощности по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности (в том числе обязательства поручителя, далее – денежная сумма, обусловленная отказом поставщика от исполнения обязательств по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности);  – по перечислению денежной суммы, выплачиваемой поставщику в случае полного (частичного) отказа покупателя от исполнения обязательств по обеспечению готовности к осуществлению ценозависимого снижения объема покупки электрической энергии (в том числе обязательства поручителя, далее – денежная сумма, обусловленная отказом покупателя от исполнения обязательств по обеспечению готовности к осуществлению ценозависимого снижения объема покупки электрической энергии);  – по оплате штрафов по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов (в том числе обязательства поручителя);  – по перечислению денежной суммы, выплачиваемой покупателю в случае полного (частичного) отказа поставщика от исполнения обязательств по поставке мощности по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов и по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов, проведенного не ранее 2021 года (в том числе обязательства поручителя, далее – денежная сумма, обусловленная отказом поставщика от исполнения обязательств по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов);  – по оплате штрафов по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме;  – по перечислению денежной суммы, выплачиваемой покупателю в случае полного (частичного) отказа поставщика от исполнения обязательств по поставке мощности по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме (далее – денежная сумма, обусловленная отказом поставщика от исполнения обязательств по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме);  – по уплате штрафа по договорам по купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам.  В 8-ю очередь погашаются обязательства:  – по оплате штрафов по договорам оказания услуг по управлению изменением режима потребления (в том числе обязательства поручителя по оплате штрафов по договорам оказания услуг по управлению изменением режима потребления);  – по перечислению денежной суммы, обусловленной полным (частичным) отказом исполнителя услуг от исполнения обязательств по договорам оказания услуг по управлению изменением режима потребления.  В 9-ю очередь погашаются обязательства по оплате штрафа на основании вступившего в силу решения дисциплинарной комиссии СР о применении штрафа.  В 10-ю очередь погашаются обязательства по оплате штрафа за нарушение комитентом сроков и порядка предоставления счетов-фактур, информации о показателях счетов-фактур и копий счетов-фактур:  – по договорам комиссии на РСВ;  – договорам комиссии на БР;  – договорам комиссии НЦЗ;  – договорам комиссии на продажу электрической энергии по регулируемым ценам.  В 11-ю очередь погашаются обязательства по оплате услуг СО по договорам возмездного оказания услуг по ОДУ в части обеспечения надежности функционирования электроэнергетики.  В 12-ю очередь погашаются обязательства по оплате услуг инфраструктурных организаций: КО.  В 13-ю очередь погашаются обязательства по оплате агентского вознаграждения инфраструктурных организаций: ЦФР.  В 14-ю очередь погашаются обязательства по оплате услуг инфраструктурных организаций: ЦФР.  В 15-ю очередь погашаются обязательства по оплате услуг комиссионера – ЦФР.  В 16-ю очередь погашаются обязательства по оплате услуг поверенного по договорам коммерческого представительства.  В 17-ю очередь погашаются обязательства по договорам о предоставлении мощности (ДПМ), по соглашениям об изменении сроков оплаты по договорам о предоставлении мощности.  В 18-ю очередь погашаются обязательства по договорам купли-продажи (поставки) мощности новых гидроэлектростанций (в том числе гидроаккумулирующих электростанций) и договорам купли-продажи (поставки) мощности новых атомных станций, по соглашениям об изменении сроков оплаты по договорам купли-продажи (поставки) мощности новых гидроэлектростанций (в том числе гидроаккумулирующих электростанций) и договорам купли-продажи (поставки) мощности новых атомных станций.  В 19-ю очередь погашаются обязательства по ДПМ ВИЭ / ДПМ ТБО.  В 20-ю очередь погашаются обязательства:  – по договорам на модернизацию;  – по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях.  В 21-ю очередь погашаются обязательства по договорам:  – купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности, по соглашениям об изменении сроков оплаты по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности;  – купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам;  – купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности в целях компенсации потерь в электрических сетях;  − купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов;  − купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов в целях компенсации потерь в электрических сетях;  – купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности в целях обеспечения поставки мощности между ценовыми зонами;  – купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, по соглашениям об изменении сроков оплаты по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме.  В 22-ю очередь погашаются обязательства по договорам оказания услуг по управлению изменением режима потребления.  В 23-ю очередь погашаются обязательства за электрическую энергию и мощность по регулируемым договорам, по соглашениям об изменении сроков оплаты по регулируемым договорам, по соглашениям о переносе измененных сроков оплаты по регулируемым договорам, заключенным в соответствии с *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка*.  В 24-ю очередь погашаются обязательства по договорам купли-продажи электрической энергии по регулируемым ценам;  В 25-ю очередь погашаются обязательства по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам;  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).  В 27-ю очередь погашаются обязательства за электрическую энергию по двусторонним договорам купли-продажи электрической энергии на территориях субъектов Российской Федерации, не объединенных в ценовые зоны оптового рынка.  В 28-ю очередь погашаются неисполненные обязательства по соглашениям о реструктуризации задолженности по договорам на поставку, получение и оплату электрической энергии и мощности и оказание услуг на оптовом рынке.  В 29-ю очередь погашаются обязательства за электрическую энергию по договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ и обязательства за мощность по четырехсторонним договорам купли-продажи мощности.  В 30-ю очередь погашаются обязательства за электрическую энергию по договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ.  В 31-ю очередь погашаются обязательства за электрическую энергию по соглашениям о реструктуризации задолженности по цессии.  В 32-ю очередь погашаются обязательства по договорам купли-продажи на РСВ (за исключением обязательств за электрическую энергию по соглашениям о реструктуризации задолженности по цессии).  В 33-ю очередь погашаются обязательства по договорам купли-продажи на БР (за исключением обязательств за электрическую энергию по соглашениям о реструктуризации задолженности по цессии).  Обязательства следующей очереди исполняются только после того, как полностью исполнены обязательства, отнесенные к предыдущей очереди.  б) Среди обязательств по оплате неустойки (пени), дата платежа по которым наступила в одну календарную дату, устанавливается следующая очередность погашения:  В 1-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по оплате услуг СО по договорам возмездного оказания услуг по ОДУ в части обеспечения надежности функционирования электроэнергетики.  В 2-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по оплате услуг инфраструктурных организаций: КО.  В 3-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по оплате агентского вознаграждения инфраструктурных организаций: ЦФР.  В 4-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по оплате услуг инфраструктурных организаций: ЦФР.  В 5-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа за услуги комиссионера – ЦФР.  В 6-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа за услуги поверенного по договорам коммерческого представительства.  В 7-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по договорам о предоставлении мощности (ДПМ), по соглашениям об изменении сроков оплаты по договорам о предоставлении мощности.  В 8-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по договорам купли-продажи (поставки) мощности новых гидроэлектростанций (в том числе гидроаккумулирующих электростанций) и договорам купли-продажи (поставки) мощности новых атомных станций, по соглашениям об изменении сроков оплаты по договорам купли-продажи (поставки) мощности новых гидроэлектростанций (в том числе гидроаккумулирующих электростанций) и договорам купли-продажи (поставки) мощности новых атомных станций.  В 9-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по ДПМ ВИЭ.  В 10-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа:  – по договорам на модернизацию;  – договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях.  В 11-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за нарушение сроков исполнения обязательств по оплате электрической энергии по договорам купли-продажи электрической энергии, права требования по которым переданы по договорам уступки прав (цессии) в соответствии с порядком, установленным настоящим Регламентом, в отношении которых были прекращены соглашения о реструктуризации задолженности по цессии, в соответствии с п. 18´.17 настоящего Регламента.  В 12-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по договорам купли-продажи на РСВ.  В 13-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по договорам купли-продажи на БР.  В 14-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по договорам:  – купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности, по соглашениям об изменении сроков оплаты по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности;  – купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам;  – купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности в целях компенсации потерь в электрических сетях;  − купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов;  − купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов в целях компенсации потерь в электрических сетях;  – купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности в целях обеспечения поставки мощности между ценовыми зонами;  – купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, по соглашениям об изменении сроков оплаты по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме.  В 15-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по возврату излишне уплаченных авансовых платежей по ДПМ.  В 16-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по возврату излишне уплаченных авансовых платежей по договорам купли-продажи (поставки) мощности новых гидроэлектростанций (в том числе гидроаккумулирующих электростанций) и договорам купли-продажи (поставки) мощности новых атомных станций.  В 17-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по возврату излишне уплаченных авансовых платежей по ДПМ ВИЭ / ДПМ ТБО.  В 18-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по возврату излишне уплаченных авансовых платежей по договорам:  – купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности;  – купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам;  – купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности в целях компенсации потерь в электрических сетях;  − купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов;  − купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов в целях компенсации потерь в электрических сетях;  – купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме.  В 19-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по возврату излишне уплаченных авансовых платежей:  – по договорам на модернизацию;  – договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях.  В 20-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по договорам оказания услуг по управлению изменением режима потребления.  В 21-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа за электрическую энергию и мощность по регулируемым договорам, по соглашениям об изменении сроков оплаты по регулируемым договорам, по соглашениям о переносе измененных сроков оплаты по регулируемым договорам, заключенным в соответствии с *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка*.  В 22-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по договорам купли-продажи электрической энергии по регулируемым ценам.  В 23-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам.  В 24-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по возврату излишне уплаченных авансовых платежей по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам.  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).  В 26-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по двусторонним договорам купли-продажи электрической энергии на территориях субъектов Российской Федерации, не объединенных в ценовые зоны оптового рынка.  В 27-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по соглашению о реструктуризации задолженности по договору на поставку, получение и оплату электрической энергии и мощности и оказание услуг на оптовом рынке.  В 28-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ и по четырехсторонним договорам купли-продажи мощности.  В 29-ю очередь погашается неустойка (пени), рассчитанная за просрочку платежа по договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ.  Обязательства следующей очереди исполняются только после того, как полностью исполнены обязательства, отнесенные к предыдущей очереди. |
| **7.2** | **7.2 Порядок расчета обязательств/требований**  Расчет итоговых финансовых обязательств/требований по оплате электрической энергии (мощности), купленной/проданной по договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ, договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ, договорам комиссии НЦЗ, четырехсторонним договорам купли-продажи мощности, проводится после получения информации о скорректированном фактическом объеме потребления электроэнергии (мощности) участниками оптового рынка, расположенными на территории соответствующей неценовой зоны *z*, согласно Правилам оптового рынка электрической энергии и мощности, настоящему Регламенту, *Регламенту функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  Для расчета фактических обязательств/требований по соответствующим договорам в отношении расчетного месяца *m* = январь КО применяет регулируемые цены (тарифы) и иные параметры, установленные соответствующими актами уполномоченного органа государственной власти, вступившими в силу не позднее 31 января.  **Индексные характеристики**   |  |  | | --- | --- | | **Индекс** | **Расшифровка** | | *z* | зона | | *z = 1* | территория неценовой зоны Архангельской области | | *z = 2* | объединение территорий неценовой зоны Дальнего Востока (Амурская область, Приморский край, Хабаровский край, Еврейская автономная область, Республика Саха (Якутия), за исключением территорий, технологически не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами) | | *z = 3* | территория неценовой зоны Калининградской области | | *z = 4* | территория неценовой зоны Республики Коми | | *m* | расчетный период | | *i* | участник ОРЭМ или ФСК | | *q* | ГТП генерации участника ОРЭМ | | *q(имп)* | ГТП импорта участника ОРЭМ | | *s* | станция участника ОРЭМ | | *p* | ГТП потребления участника ОРЭМ, ГТП потребления поставщика, относящаяся к станции *s* | | *p(эксп)* | ГТП экспорта участника ОРЭМ | | *k* | сечение экспорта-импорта участника ОРЭМ | | *b* | блок-станция, соответствующая ГТП потребления *p*, согласно п. 3.3 *Положения о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) | | *h* | операционный час в расчетном периоде *m* | | *F* | субъект РФ (или совокупность субъектов РФ) | | *D* | договор купли-продажи (ДД – двусторонний договор) | | | **7.2 Порядок расчета обязательств/требований**  Расчет итоговых финансовых обязательств/требований по оплате электрической энергии (мощности), купленной/проданной по договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ, договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ, договорам комиссии НЦЗ, четырехсторонним договорам купли-продажи мощности, проводится после получения информации о скорректированном фактическом объеме потребления электроэнергии (мощности) участниками оптового рынка, расположенными на территории соответствующей неценовой зоны *z*, согласно Правилам оптового рынка электрической энергии и мощности, настоящему Регламенту, *Регламенту функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  Расчет финансовых обязательств/требований по указанным договорам, предусматривающим куплю-продажу электрической энергии и мощности на территориях неценовых зон Архангельской области, Республики Коми и в объединении территорий неценовой зоны Дальнего Востока, а также формирование платежных обязательств производится в отношении расчетных периодов до декабря 2024 года включительно.  Для расчета фактических обязательств/требований по соответствующим договорам в отношении расчетного месяца *m* = январь КО применяет регулируемые цены (тарифы) и иные параметры, установленные соответствующими актами уполномоченного органа государственной власти, вступившими в силу не позднее 31 января.  **Индексные характеристики**   |  |  | | --- | --- | | **Индекс** | **Расшифровка** | | *z* | зона | | *z = 3* | территория неценовой зоны Калининградской области | | *m* | расчетный период | | *i* | участник ОРЭМ или ФСК | | *q* | ГТП генерации участника ОРЭМ | | *q(имп)* | ГТП импорта участника ОРЭМ | | *s* | станция участника ОРЭМ | | *p* | ГТП потребления участника ОРЭМ, ГТП потребления поставщика, относящаяся к станции *s* | | *p(эксп)* | ГТП экспорта участника ОРЭМ | | *k* | сечение экспорта-импорта участника ОРЭМ | | *b* | блок-станция, соответствующая ГТП потребления *p*, согласно п. 3.3 *Положения о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) | | *h* | операционный час в расчетном периоде *m* | | *F* | субъект РФ (или совокупность субъектов РФ) | | *D* | договор купли-продажи (ДД – двусторонний договор) | |
| **7.3** | **7.3 Расчет предварительных авансовых обязательств/требований за электрическую энергию (мощность) на территориях субъектов Российской Федерации, объединенных в неценовые зоны оптового рынка**  Авансовые платежи за электрическую энергию и мощность определяются исходя из стоимости объемов поставки (покупки) электрической энергии и мощности, учтенных в соответствующем расчетном месяце в Сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической энергии и мощности в рамках единой энергетической системы России (далее – сводный прогнозный баланс):  …  Цены (тарифы) , ,  определяются в соответствии с п. 9 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). В отношении расчетного месяца *m* = январь при расчете авансовых обязательств/требований применяются соответствующие тарифы / индикативные цены, цены (тарифы) на электрическую энергию (мощность) в неценовых зонах оптового рынка, поставляемую в электроэнергетические системы иностранных государств и приобретаемую у них в целях экспорта или импорта, действующие в отношении месяца *m*–1 = декабрь предшествующего года*.*  Для *z* = 1 и *z* = 4:  .  Для *z =* 2:  .  Для *z* = 3:  ,  ,  .  При этом в отношении участников оптового рынка, генерирующие объекты которых включены в перечень генерирующих объектов тепловых электростанций, подлежащих модернизации (реконструкции) или строительству в неценовых зонах оптового рынка, утвержденный распоряжением Правительства Российской Федерации в соответствии с пунктом 170(1) Правил оптового рынка (далее – перечень генерирующих объектов в неценовых зонах), и срок поставки мощности хотя бы одного включенного в данный перечень генерирующего объекта данного участника оптового рынка не превышает 180 месяцев с даты начала поставки мощности, указанной в перечне генерирующих объектов в неценовых зонах, величина определяется по формуле:  где – ГТП генерации станции *s*, не включающая в себя генерирующее оборудование, включенное в перечень генерирующих объектов в неценовых зонах, срок поставки мощности которого не превышает 180 месяцев с даты, указанной в перечне генерирующих объектов в неценовых зонах;  – регулируемая цена (тариф) на мощность для ГТП генерации *q*, которая соответствует генерирующему объекту, включенному в перечень генерирующих объектов в неценовых зонах, определяемая в соответствии с приложением 163 к настоящему Регламенту. При этом, если для ГТП генерации *q* в отношении месяца поставки *m* не наступил первый месяц фактической поставки мощности *ms*,определенный в соответствии с пунктом 1 приложения 163 к настоящему Регламенту, или месяц *ms* наступил в месяце *m*, то величина применяется в значении, равном 0 (нулю).  При этом в отношении участников оптового рынка, включенных в реестр участников оптового рынка, в отношении которых не формируются авансовые требования за расчетный период, направляемый ЦФР в соответствии с п 7.6 к настоящему Регламенту, =0.  () – объем продажи мощности для определения авансовых требований в отношении ГТП генерации (ГТП импорта) в расчетном периоде *m*, определенный в соответствии с разделом 15 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  ― коэффициент резервирования в неценовой зоне *z* в месяце *m*, определяемый в соответствии с разделом 15 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – коэффициент резервирования для определения авансовых обязательств для организаций, осуществляющих экспортно-импортные операции, в неценовой зоне *z* в месяце *m* определяемый в соответствии с разделом 15 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  …  В случае если приказ ФАС России, утверждающий цены (тарифы) на электрическую энергию (мощность), поставляемую в неценовых зонах оптового рынка, в отношении временного периода, включающего рассматриваемый расчетный месяц m, вступает в силу в течение расчетного месяца m или после его окончания, перерасчет определенных в соответствии с настоящим пунктом авансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи / комиссии электрической энергии в НЦЗ, договорам купли-продажи мощности в НЦЗ, договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ в отношении рассматриваемого расчетного месяца m не производится.  В отношении ГТП генерирующих объектов тепловых электростанций, построенных и введенных в эксплуатацию на территории субъекта Российской Федерации, не имеющего административных границ с другими субъектами Российской Федерации и не относящегося к территориям островов, – Калининградской области, после 1 января 2016 года, предусмотренных перечнем генерирующих объектов тепловых электростанций, подлежащих строительству на территории субъекта Российской Федерации, не имеющего административных границ с другими субъектами Российской Федерации и не относящегося к территориям островов, – Калининградской области, утвержденным распоряжением Правительства Российской Федерации от 20 октября 2015 г. № 2098-р, а также в отношении ГТП генерации генерирующих объектов, включенных в перечень генерирующих объектов в неценовых зонах, расчет авансовых платежей в отношении первого месяца поставки не производится. Для последующих расчетных месяцев *m* расчет авансовых платежей за электрическую энергию и мощность производится исходя из цен (тарифов), рассчитанных в отношении расчетного месяца *m*–1. | | **7.3 Расчет предварительных авансовых обязательств/требований за электрическую энергию (мощность) на территориях субъектов Российской Федерации, объединенных в неценовые зоны оптового рынка**  Авансовые платежи за электрическую энергию и мощность определяются исходя из стоимости объемов поставки (покупки) электрической энергии и мощности, учтенных в соответствующем расчетном месяце в Сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической энергии и мощности в рамках единой энергетической системы России (далее – сводный прогнозный баланс):  …  Цены (тарифы) , ,  определяются в соответствии с п. 9 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). В отношении расчетного месяца *m* = январь при расчете авансовых обязательств/требований применяются соответствующие тарифы / индикативные цены, цены (тарифы) на электрическую энергию (мощность) в неценовых зонах оптового рынка, поставляемую в электроэнергетические системы иностранных государств и приобретаемую у них в целях экспорта или импорта, действующие в отношении месяца *m*–1 = декабрь предшествующего года*.*    Для *z* = 3:  ,  ,  .  При этом в отношении участников оптового рынка, включенных в реестр участников оптового рынка, в отношении которых не формируются авансовые требования за расчетный период, направляемый ЦФР в соответствии с п 7.6 к настоящему Регламенту, =0.  () – объем продажи мощности для определения авансовых требований в отношении ГТП генерации (ГТП импорта) в расчетном периоде *m*, определенный в соответствии с разделом 15 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  ― коэффициент резервирования в неценовой зоне *z* в месяце *m*, определяемый в соответствии с разделом 15 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  …  В случае если приказ ФАС России, утверждающий цены (тарифы) на электрическую энергию (мощность), поставляемую в неценовых зонах оптового рынка, в отношении временного периода, включающего рассматриваемый расчетный месяц m, вступает в силу в течение расчетного месяца m или после его окончания, перерасчет определенных в соответствии с настоящим пунктом авансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи / комиссии электрической энергии в НЦЗ, договорам купли-продажи мощности в НЦЗ в отношении рассматриваемого расчетного месяца m не производится.  В отношении ГТП генерирующих объектов тепловых электростанций, построенных и введенных в эксплуатацию на территории субъекта Российской Федерации, не имеющего административных границ с другими субъектами Российской Федерации и не относящегося к территориям островов, – Калининградской области, после 1 января 2016 года, предусмотренных перечнем генерирующих объектов тепловых электростанций, подлежащих строительству на территории субъекта Российской Федерации, не имеющего административных границ с другими субъектами Российской Федерации и не относящегося к территориям островов, – Калининградской области, утвержденным распоряжением Правительства Российской Федерации от 20 октября 2015 г. № 2098-р, расчет авансовых платежей в отношении первого месяца поставки не производится. Для последующих расчетных месяцев *m* расчет авансовых платежей за электрическую энергию и мощность производится исходя из цен (тарифов), рассчитанных в отношении расчетного месяца *m*–1. |
| **7.4.1.3** | 7.4.1.3. Плановая почасовая стоимость электрической энергии, купленной участником оптового рынка *i* в отношении ГТП экспорта, расположенной на территории неценовой зоны *z* = 2 или *z* = 3, определяется по формуле:  ,  где  – стоимость единицы электрической энергии за каждый час *h* в расчетном периоде *m* для участника оптового рынка *i*, чьи ГТП экспорта расположены на территории субъекта *F* неценовой зоны *z*, определенная в соответствии с разделом 9 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – предварительная плановая почасовая величина объема покупки электрической энергии в отношении ГТП экспорта *p*, расположенной в неценовой зоне *z* = 2 или *z* = 3, определенный в соответствии с разделом 8 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | | 7.4.1.3. Плановая почасовая стоимость электрической энергии, купленной участником оптового рынка *i* в отношении ГТП экспорта, расположенной на территории неценовой зоны *z* = 3, определяется по формуле:  ,  где  – стоимость единицы электрической энергии за каждый час *h* в расчетном периоде *m* для участника оптового рынка *i*, чьи ГТП экспорта расположены на территории субъекта *F* неценовой зоны *z*, определенная в соответствии с разделом 9 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – предварительная плановая почасовая величина объема покупки электрической энергии в отношении ГТП экспорта *p*, расположенной в неценовой зоне *z* = 3, определенный в соответствии с разделом 8 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |
| **7.4.2** | **Удалить пункт 7.4.2 (включая подпункты 7.4.2.1, 7.4.2.2, 7.4.2.3)** | |  |
| **7.4.3** | **Удалить пункт 7.4.3 (включая подпункты 7.4.3.1, 7.4.3.2, 7.4.3.3, 7.4.3.4)** | |  |
| **7.4.4** | **Удалить пункт, включая подпункты** | |  |
| **7.4.5** | **7.4.5 Расчет плановых финансовых обязательств/требований за электрическую энергию без учета разницы предварительных обязательств и требований, с учетом отклонений для покупателей электрической энергии и мощности на территории неценовой зоны Архангельской области, неценовой зоны Калининградской области и неценовой зоны Республики Коми**  7.4.5.1.1. Плановая почасовая стоимость покупки/продажи электрической энергии без учета разницы предварительных обязательств и требований участника оптового рынка *i*, расположенного на территории неценовой зоны *z*, в отношении ГТП потребления *p*, с учетом отклонений рассчитывается по формуле:  ,  где  ― величина предварительных обязательств/требований по оплате отклонений покупки электрической энергии без учета разницы предварительных обязательств и требований участника оптового рынка *i* в отношении ГТП потребления *p*, расположенной на территории неценовой зоны *z*, в часе *h*, определенная в соответствии с разделом 11 *Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*.  Причем   * в случае если , у участника оптового рынка в отношении ГТП потребления *p* возникает плановое финансовое обязательство за электрическую энергию без учета разницы предварительных обязательств и требований, с учетом отклонений; * в случае если , у участника оптового рынка в отношении ГТП потребления *p* возникает плановое финансовое требование за электрическую энергию без учета разницы предварительных обязательств и требований, с учетом отклонений.   *Примечание*. Для распределения величины разницы суммарных обязательств и суммарных требований, описанного в п. 7.4.6 настоящего регламента, для участников оптового рынка, у которых есть только ГТП потребления, расположенные на территории неценовой зоны *z*:   * в случае если , у участника оптового рынка в отношении ГТП потребления *p* возникает плановое финансовое обязательство за электрическую энергию без учета разницы предварительных обязательств и требований, с учетом отклонений:   ;   * в случае если , у участника оптового рынка в отношении ГТП потребления *p* возникает плановое финансовое требование за электрическую энергию без учета разницы предварительных обязательств и требований, с учетом отклонений:   ;   * в случае если , тогда ,   где  – фактический почасовой объем покупки электрической энергии по договору купли-продажи электрической энергии в НЦЗ в отношении ГТП потребления *р*, определенный в соответствии с разделом 14 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  *–* фактический почасовой объем продажи электрической энергии по договору комиссии НЦЗ в отношении ГТП потребления *р*, определенный в соответствии с разделом 14 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*.  **7.4.5.2. Расчет плановой почасовой стоимости электрической энергии, проданной/купленной поставщиками электрической энергии и мощности на территории неценовой зоны Архангельской области, неценовой зоны Калининградской области и неценовой зоны Республики Коми**  7.4.5.2.1. Плановая почасовая стоимость электрической энергии, проданной участником оптового рынка *i* в отношении станции *s*, расположенной на территории *z* = 1, *z* = 3, *z* = 4, определяется по формуле:  ,  где  – тариф, определенный в соответствии с разделом 9 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – плановый почасовой объем продажи по договору комиссии НЦЗ, продаваемый участником оптового рынка *i*, отнесенный на ГТП генерации *q* в неценовой зоне *z*, определенный в соответствии с разделом 8 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  7.4.5.2.2. Плановая почасовая стоимость электрической энергии, проданной участником оптового рынка *i* в отношении ГТП импорта *q(имп)*, расположенной на территории *z* = 3, определяется по формуле:  ,  где  – тариф, определенный в соответствии с разделом 9 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  ― плановый почасовой объем продажи электрической энергии по договору комиссии НЦЗ, по договору купли-продажи электрической энергии для ЕЗ в ГТП импорта *q*, определенный в соответствии с разделом 8 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  7.4.5.2.3. Плановая почасовая стоимость электрической энергии, купленной участником оптового рынка *i* в отношении ГТП потребления поставщика, расположенной на территории неценовой зоны *z*, определяется по формуле:  ,  где  ― стоимость единицы электрической энергии за каждый час *h* для участника оптового рынка *i*, чья ГТП потребления *p* расположена в неценовой зоне *z*, определенная в соответствии с разделом 9 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  ― плановый почасовой объем электрической энергии, покупаемый участником оптового рынка *i* в отношении ГТП потребления поставщика *р*, отнесенной к неценовой зоне *z*, определенный в соответствии с разделом 8 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  **7.4.5.3. Плановый расчет финансовых требований/обязательств за электрическую энергию без учета разницы предварительных обязательств и требований, с учетом отклонений для поставщиков электрической энергии и мощности на территории неценовой зоны Архангельской области, неценовой зоны Калининградской области и неценовой зоны Республики Коми**  7.4.5.3.1. Плановая почасовая стоимость продажи/покупки электрической энергии без учета разницы предварительных обязательств и требований участника оптового рынка *i* в отношении станции *s*, расположенной на территории неценовой зоны *z*, с учетом отклонений рассчитывается по формуле:    …  **7.4.5.4. Плановый расчет финансовых обязательств/требований за электрическую энергию без учета разницы предварительных обязательств и требований, с учетом отклонений суммарно по участнику на территории неценовой зоны Архангельской области, неценовой зоны Калининградской области и неценовой зоны Республики Коми**  7.4.5.4.1. В случае если фактический почасовой объем покупки электрической энергии по договору купли-продажи электрической энергии в НЦЗ, по договору купли-продажи электрической энергии для ЕЗ, определенный в соответствии с разделом 14 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), , то плановая почасовая стоимость покупки электрической энергии без учета разницы предварительных обязательств и требований участника оптового рынка *i*, расположенного на территории неценовой зоны *z*, с учетом отклонений рассчитывается по формуле:  .  7.4.5.4.2. В случае если фактический почасовой объем продажи электрической энергии по договору комиссии НЦЗ, договору купли-продажи электрической энергии для ЕЗ, определенный в соответствии с разделом 14 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), , то плановая почасовая стоимость поставки электрической энергии без учета разницы предварительных обязательств и требований участника оптового рынка *i*, расположенного на территории неценовой зоны *z*, с учетом отклонений рассчитывается по формуле:  .  7.4.5.4.3. Если , то плановая почасовая стоимость покупки электрической энергии без учета разницы предварительных обязательств и требований участника оптового рынка *i*, расположенного на территории неценовой зоны *z*, с учетом отклонений и плановая почасовая стоимость поставки электрической энергии без учета разницы предварительных обязательств и требований участника оптового рынка *i*, расположенного на территории неценовой зоны *z*, с учетом отклонений полагаются равными нулю:  . | | **7.4.5 Расчет плановых финансовых обязательств/требований за электрическую энергию без учета разницы предварительных обязательств и требований, с учетом отклонений для покупателей электрической энергии и мощности на территории неценовой зоны Калининградской области**  7.4.5.1.1. Плановая почасовая стоимость покупки/продажи электрической энергии без учета разницы предварительных обязательств и требований участника оптового рынка *i*, расположенного на территории неценовой зоны *z*, в отношении ГТП потребления *p*, с учетом отклонений рассчитывается по формуле:  ,  где  ― величина предварительных обязательств/требований по оплате отклонений покупки электрической энергии без учета разницы предварительных обязательств и требований участника оптового рынка *i* в отношении ГТП потребления *p*, расположенной на территории неценовой зоны *z*, в часе *h*, определенная в соответствии с разделом 11 *Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*.  Причем  Причем   * в случае если , у участника оптового рынка в отношении ГТП потребления *p* возникает плановое финансовое обязательство за электрическую энергию без учета разницы предварительных обязательств и требований, с учетом отклонений; * в случае если , у участника оптового рынка в отношении ГТП потребления *p* возникает плановое финансовое требование за электрическую энергию без учета разницы предварительных обязательств и требований, с учетом отклонений.   *Примечание*. Для распределения величины разницы суммарных обязательств и суммарных требований, описанного в п. 7.4.6.3.1.1 настоящего регламента, для участников оптового рынка, у которых есть только ГТП потребления, расположенные на территории неценовой зоны *z*:   * в случае если , у участника оптового рынка в отношении ГТП потребления *p* возникает плановое финансовое обязательство за электрическую энергию без учета разницы предварительных обязательств и требований, с учетом отклонений:   ;   * в случае если , у участника оптового рынка в отношении ГТП потребления *p* возникает плановое финансовое требование за электрическую энергию без учета разницы предварительных обязательств и требований, с учетом отклонений:   ;   * в случае если , тогда ,   где  – фактический почасовой объем покупки электрической энергии по договору купли-продажи электрической энергии в НЦЗ в отношении ГТП потребления *р*, определенный в соответствии с разделом 14 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  *–* фактический почасовой объем продажи электрической энергии по договору комиссии НЦЗ в отношении ГТП потребления *р*, определенный в соответствии с разделом 14 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*.  **7.4.5.2. Расчет плановой почасовой стоимости электрической энергии, проданной/купленной поставщиками электрической энергии и мощности на территории неценовой зоны Калининградской области**  7.4.5.2.1. Плановая почасовая стоимость электрической энергии, проданной участником оптового рынка *i* в отношении станции *s*, расположенной на территории *z* = 3, определяется по формуле:  ,  где  – тариф, определенный в соответствии с разделом 9 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – плановый почасовой объем продажи по договору комиссии НЦЗ, продаваемый участником оптового рынка *i*, отнесенный на ГТП генерации *q* в неценовой зоне *z*, определенный в соответствии с разделом 8 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  7.4.5.2.2. Плановая почасовая стоимость электрической энергии, проданной участником оптового рынка *i* в отношении ГТП импорта *q(имп)*, расположенной на территории *z* = 3, определяется по формуле:  ,  где  – тариф, определенный в соответствии с разделом 9 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  ― плановый почасовой объем продажи электрической энергии по договору комиссии НЦЗ в ГТП импорта *q*, определенный в соответствии с разделом 8 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  7.4.5.2.3. Плановая почасовая стоимость электрической энергии, купленной участником оптового рынка *i* в отношении ГТП потребления поставщика, расположенной на территории неценовой зоны *z*, определяется по формуле:  ,  где  ― стоимость единицы электрической энергии за каждый час *h* для участника оптового рынка *i*, чья ГТП потребления *p* расположена в неценовой зоне *z*, определенная в соответствии с разделом 9 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  ― плановый почасовой объем электрической энергии, покупаемый участником оптового рынка *i* в отношении ГТП потребления поставщика *р*, отнесенной к неценовой зоне *z*, определенный в соответствии с разделом 8 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  **7.4.5.3. Плановый расчет финансовых требований/обязательств за электрическую энергию без учета разницы предварительных обязательств и требований, с учетом отклонений для поставщиков электрической энергии и мощности на территории неценовой зоны Калининградской области**  7.4.5.3.1. Плановая почасовая стоимость продажи/покупки электрической энергии без учета разницы предварительных обязательств и требований участника оптового рынка *i* в отношении станции *s*, расположенной на территории неценовой зоны *z*, с учетом отклонений рассчитывается по формуле:    …  **7.4.5.4. Плановый расчет финансовых обязательств/требований за электрическую энергию без учета разницы предварительных обязательств и требований, с учетом отклонений суммарно по участнику на территории неценовой зоны Калининградской области**  7.4.5.4.1. В случае если фактический почасовой объем покупки электрической энергии по договору купли-продажи электрической энергии в НЦЗ, определенный в соответствии с разделом 14 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), , то плановая почасовая стоимость покупки электрической энергии без учета разницы предварительных обязательств и требований участника оптового рынка *i*, расположенного на территории неценовой зоны *z*, с учетом отклонений рассчитывается по формуле:  .  7.4.5.4.2. В случае если фактический почасовой объем продажи электрической энергии по договору комиссии НЦЗ, определенный в соответствии с разделом 14 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), , то плановая почасовая стоимость поставки электрической энергии без учета разницы предварительных обязательств и требований участника оптового рынка *i*, расположенного на территории неценовой зоны *z*, с учетом отклонений рассчитывается по формуле:  .  7.4.5.4.3. Если , то плановая почасовая стоимость покупки электрической энергии без учета разницы предварительных обязательств и требований участника оптового рынка *i*, расположенного на территории неценовой зоны *z*, с учетом отклонений и плановая почасовая стоимость поставки электрической энергии без учета разницы предварительных обязательств и требований участника оптового рынка *i*, расположенного на территории неценовой зоны *z*, с учетом отклонений полагаются равными нулю:  . |
| **7.4.6** | **Удалить пункт 7.4.6 (включая подпункты 7.4.6.1, 7.4.6.1.1, 7.4.6.2, 7.4.6.3)** | |  |
| **7.4.6.3.1** | **7.4.6.3.1. Расчет фактических финансовых обязательств/требований за электрическую энергию в неценовых зонах Архангельской области, Калининградской области и Республики Коми в месяце *m***  7.4.6.3.1.1. Расчет величины фактических обязательств и требований по оплате электрической энергии участников оптового рынка в часе *h* производится в следующем порядке.  …  7.4.6.3.1.2.В целях расчета в соответствии с разделом 19 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)* составляющих конечных регулируемых цен для участников оптового рынка, функционирующих на территории неценовых зон Архангельской области, Калининградской области и Республики Коми, исполняющих функции гарантирующего поставщика и (или) энергосбытовой (энергоснабжающей) организации и имеющих зарегистрированные на оптовом рынке ГТП генерации и ГТП потребления в той же неценовой зоне оптового рынка, КО рассчитывает величины  и  по формуле: … | | **7.4.6.3.1. Расчет фактических финансовых обязательств/требований за электрическую энергию в неценовой зоне Калининградской области в месяце *m***  7.4.6.3.1.1. Расчет величины фактических обязательств и требований по оплате электрической энергии участников оптового рынка в часе *h* производится в следующем порядке.  …  7.4.6.3.1.2.В целях расчета в соответствии с разделом 19 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)* составляющих конечных регулируемых цен для участников оптового рынка, функционирующих на территории неценовой зоны Калининградской области, исполняющих функции гарантирующего поставщика и (или) энергосбытовой (энергоснабжающей) организации и имеющих зарегистрированные на оптовом рынке ГТП генерации и ГТП потребления в той же неценовой зоне оптового рынка, КО рассчитывает величины  и  по формуле: … |
| **7.4.7** | 7.4.7. Плановый расчет финансовых требований за мощность Плановая стоимость поставки мощности станцией *s* (ГТП импорта) участника оптового рынка *i*, расположенного на территории неценовой зоны *z*, в месяце *m* (за исключением станций *s* на территории Калининградской области участника оптового рынка *–* производителя электрической энергии (мощности), предусмотренного пунктом 2 распоряжения Правительства Российской Федерации от 20 октября 2015 г. № 2098-р, и станций *s*, генерирующие объекты которых включены в перечень генерирующих объектов в неценовых зонах) рассчитывается по формуле:  .  Плановая стоимость поставки мощности в отношении станции *s* на территории Калининградской области участника оптового рынка – производителя электрической энергии (мощности), предусмотренного пунктом 2 распоряжения Правительства Российской Федерации от 20 октября 2015 г. № 2098-р:  .  Плановая стоимость мощности для станций, генерирующие объекты которых включены в перечень генерирующих объектов в неценовых зонах и срок поставки мощности хотя бы одного включенного в данный перечень генерирующего объекта данной станции не превышает 180 месяцев с даты начала поставки мощности, указанной в перечне генерирующих объектов в неценовых зонах, определяется по формуле:  где – плановая стоимость поставки мощности для генерирующих объектов, отнесенных к ГТП генерации *q(мод)* тепловой электростанции *s*, включенных в перечень генерирующих объектов в неценовых зонах:  где – множество ГТП генерации, зарегистрированных в отношении генерирующего оборудования, включенного в перечень генерирующих объектов в неценовых зонах, срок поставки мощности которого не превышает 180 месяцев с даты, указанной в перечне генерирующих объектов в неценовых зонах, с использованием которых у поставщика возникло право участия в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке с учетом особенностей, предусмотренных п. 4.1.6 *Положения о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  Величина принимается равной 0 (нулю) для месяцев, предшествующих определенному в соответствии с п. 1 приложения 163 к настоящему Регламенту месяцу начала фактической поставки мощности *ms* генерирующим объектом, отнесенным к ГТП генерации *q(мод)* тепловой электростанции *s*, включенным в перечень генерирующих объектов в неценовых зонах.  Плановая стоимость поставки мощности в отношении ГТП импорта:  ,  где  – плановый объем мощности, продаваемый участником оптового рынка *i* по ГТП генерации *q* электростанции *s* (в расчетном периоде *m* по четырехстороннему договору. Определяется в соответствии с п. 15.3 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – плановый объем мощности, продаваемый участником оптового рынка *i* по ГТП импорта в расчетном периоде *m* по четырехстороннему договору. Определяется в соответствии с п. 15 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  () ― тарифна поставку мощности, определенный в соответствии с п. 9 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  ― коэффициент сезонности, определяемый федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов. До утверждения федеральным органом исполнительной власти коэффициентов сезонности величина  принимается равной единице;  – коэффициент снижения в отношении расположенных на территории Калининградской области генерирующих объектов субъекта оптового рынка – производителя электрической энергии (мощности), в отношении которого по решению Правительства Российской Федерации предусматривается частичная компенсация стоимости мощности и (или) электрической энергии, определяемый в соответствии с *Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – регулируемая цена (тариф) на мощность для ГТП генерации *q(мод)*, определяемая в соответствии с приложением 163 к настоящему Регламенту;  – значение удельных затрат на эксплуатацию генерирующего объекта в месяце *m* для ГТП генерации *q(мод)*, определяемое в соответствии с приложением 163 к настоящему Регламенту;  – коэффициент снижения в отношении неценовой зоны *z*, в которой осуществляется поставка мощности генерирующим объектом, включенным в перечень генерирующих объектов в неценовых зонах, для месяца *m*, определяемый в соответствии с пунктом 15.6.6 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – коэффициент снижения стоимости мощности, применяемый при просрочке исполнения обязательства по поставке мощности генерирующим объектом, включенным в перечень генерирующих объектов в неценовых зонах, для месяца *m* в отношении ГТП генерации *q*, соответствующей данному генерирующему объекту, и определяемый в соответствии с пунктом 15.6.7 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – коэффициент снижения стоимости мощности, применяемый в случае, если предельный объем поставки мощности в ГТП генерации *q*, соответствующейгенерирующему объекту, включенному в [перечень](consultantplus://offline/ref=5AAD9E3DCF65C33F0AFC7AE155664054FAC8F8AF4DEF856593136656B6C247093C559BA5CFC04AEDD3757D7A0DD2380E34A6D94289271DCE32N6I) генерирующих объектов в неценовых зонах, в месяце *m* более нуля, но менее объема, равного 90 процентам объема установленной мощности, указанного для данного генерирующего объекта в перечне генерирующих объектов в неценовых зонах, определяемый в соответствии с пунктом 15.6.8 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | | 7.4.7. Плановый расчет финансовых требований за мощность Плановая стоимость поставки мощности станцией *s* (ГТП импорта) участника оптового рынка *i*, расположенного на территории неценовой зоны *z*, в месяце *m* (за исключением станций *s* на территории Калининградской области участника оптового рынка *–* производителя электрической энергии (мощности), предусмотренного пунктом 2 распоряжения Правительства Российской Федерации от 20 октября 2015 г. № 2098-р, и станций *s*, генерирующие объекты которых включены в перечень генерирующих объектов в неценовых зонах) рассчитывается по формуле:  .  Плановая стоимость поставки мощности в отношении станции *s* на территории Калининградской области участника оптового рынка – производителя электрической энергии (мощности), предусмотренного пунктом 2 распоряжения Правительства Российской Федерации от 20 октября 2015 г. № 2098-р:  .  Плановая стоимость поставки мощности в отношении ГТП импорта:  ,  где  – плановый объем мощности, продаваемый участником оптового рынка *i* по ГТП генерации *q* электростанции *s* (в расчетном периоде *m* по четырехстороннему договору. Определяется в соответствии с п. 15.3 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – плановый объем мощности, продаваемый участником оптового рынка *i* по ГТП импорта в расчетном периоде *m* по четырехстороннему договору. Определяется в соответствии с п. 15 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  () ― тарифна поставку мощности, определенный в соответствии с п. 9 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  ― коэффициент сезонности, определяемый федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов. До утверждения федеральным органом исполнительной власти коэффициентов сезонности величина  принимается равной единице;  – коэффициент снижения в отношении расположенных на территории Калининградской области генерирующих объектов субъекта оптового рынка – производителя электрической энергии (мощности), в отношении которого по решению Правительства Российской Федерации предусматривается частичная компенсация стоимости мощности и (или) электрической энергии, определяемый в соответствии с *Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |
| **7.4.13.1** | **Удалить пункт** | |  |
| **7.4.13.2** | **Удалить пункт** | |  |
| **7.4.15** | 7.4.15. В случае если приказ ФАС России, утверждающий цены (тарифы) на электрическую энергию (мощность), поставляемую в неценовых зонах оптового рынка, в отношении временного периода, включающего рассматриваемый расчетный месяц *m*, вступает в силу с момента его официального опубликования и не позднее 12-го числа месяца *m*+1 (не позднее 14-го числа месяца *m*+1, если указанный приказ вступает в силу в ином порядке), то итоговые обязательства/требования участников оптового рынка за рассматриваемый расчетный период по договорам купли-продажи / комиссии электрической энергии в НЦЗ, договорам купли-продажи мощности в НЦЗ, договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ, договорам купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы и договорам комиссии на продажу электрической энергии по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы, а также значения составляющих регулируемых цен на электрическую энергию (мощность), поставляемую на розничных рынках, за рассматриваемый расчетный период, рассчитанные в соответствии с разделом 19 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), определяются исходя из указанных цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность). | | 7.4.15. В случае если приказ ФАС России, утверждающий цены (тарифы) на электрическую энергию (мощность), поставляемую в неценовых зонах оптового рынка, в отношении временного периода, включающего рассматриваемый расчетный месяц *m*, вступает в силу с момента его официального опубликования и не позднее 12-го числа месяца *m*+1 (не позднее 14-го числа месяца *m*+1, если указанный приказ вступает в силу в ином порядке), то итоговые обязательства/требования участников оптового рынка за рассматриваемый расчетный период по договорам купли-продажи / комиссии электрической энергии в НЦЗ, договорам купли-продажи мощности в НЦЗ, а также значения составляющих регулируемых цен на электрическую энергию (мощность), поставляемую на розничных рынках, за рассматриваемый расчетный период, рассчитанные в соответствии с разделом 19 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), определяются исходя из указанных цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность). |
| **7.6** | **7.6 Порядок взаимодействия КО и ЦФР при проведении расчетов по обязательствам/требованиям на территории неценовых зон**  Не позднее третьего числа расчетного месяца *m* ЦФР в соответствии с порядком, указанным в приложении 46а к настоящему Регламенту, формирует Реестр участников оптового рынка, в отношении которых не формируются авансовые требования за расчетный период *m*, и направляет указанный реестр в КО на бумажном носителе с подписью уполномоченного лица.  Не позднее 8-го числа расчетного периода (в отношении расчетного периода = январь не позднее 1 (первого) рабочего дня года) КО в соответствии с п. 7.3 настоящего Регламента определяет авансовую стоимость электрической энергии и мощности, купленной/проданной участниками для формирования авансовых обязательств по совокупности договоров купли-продажи электрической энергии для ЕЗ, четырехсторонних договоров купли-продажи мощности.  КО формирует и передает в ЦФР не позднее указанной даты в электронном виде в соответствии с приложением 2 к Правилам электронного документооборота системы электронного документооборота Коммерческого оператора авансовые обязательства за электроэнергию/мощность по участникам оптового рынка (приложения 38.12, 38.14 к настоящему Регламенту).  С учетом полученных от КО авансовых обязательств за электроэнергию/мощность по формам приложений 38.12 и 38.14 к настоящему Регламенту ЦФР формирует платежные авансовые обязательства/требования по договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ, четырехсторонним договорам купли-продажи мощности в соответствии с Методикой построения схемы платежей в неценовых зонах оптового рынка (приложение 56 к настоящему Регламенту).  Не позднее 14-го числа месяца, следующего за расчетным, КО определяет в целом за расчетный период и передает в ЦФР в электронном виде в соответствии с приложением 2 к Правилам электронного документооборота системы электронного документооборота Коммерческого оператора:   * итоговые реестры обязательств по договорам купли-продажи в НЦЗ (приложение 38.13а к настоящему Регламенту); * итоговые реестры требований по договорам комиссии НЦЗ (приложение 38.13а к настоящему Регламенту); * фактические обязательства за электроэнергию (приложение 38.13 к настоящему Регламенту); * фактическую стоимость покупки/продажи мощности (приложение 38.15 к настоящему Регламенту).   … | | **7.6 Порядок взаимодействия КО и ЦФР при проведении расчетов по обязательствам/требованиям на территории неценовых зон**  Не позднее третьего числа расчетного месяца *m* ЦФР в соответствии с порядком, указанным в приложении 46а к настоящему Регламенту, формирует Реестр участников оптового рынка, в отношении которых не формируются авансовые требования за расчетный период *m*, и направляет указанный реестр в КО на бумажном носителе с подписью уполномоченного лица.  Не позднее 8-го числа расчетного периода (в отношении расчетного периода = январь не позднее 1 (первого) рабочего дня года) КО в соответствии с п. 7.3 настоящего Регламента определяет авансовую стоимость электрической энергии и мощности, купленной/проданной участниками для формирования авансовых обязательств по совокупности четырехсторонних договоров купли-продажи мощности.  КО формирует и передает в ЦФР не позднее указанной даты в электронном виде в соответствии с приложением 2 к Правилам электронного документооборота системы электронного документооборота Коммерческого оператора авансовые обязательства за электроэнергию/мощность по участникам оптового рынка (приложения 38.12, 38.14 к настоящему Регламенту).  С учетом полученных от КО авансовых обязательств за электроэнергию/мощность по формам приложений 38.12 и 38.14 к настоящему Регламенту ЦФР формирует платежные авансовые обязательства/требования по договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ, четырехсторонним договорам купли-продажи мощности в соответствии с Методикой построения схемы платежей в неценовых зонах оптового рынка (приложение 56 к настоящему Регламенту).  Не позднее 14-го числа месяца, следующего за расчетным, КО определяет в целом за расчетный период и передает в ЦФР в электронном виде в соответствии с приложением 2 к Правилам электронного документооборота системы электронного документооборота Коммерческого оператора:   * итоговые реестры обязательств по договорам купли-продажи в НЦЗ (приложение 38.13а к настоящему Регламенту); * итоговые реестры требований по договорам комиссии НЦЗ (приложение 38.13а к настоящему Регламенту); * фактические обязательства за электроэнергию (приложение 38.13 к настоящему Регламенту); * фактическую стоимость покупки/продажи мощности (приложение 38.15 к настоящему Регламенту).   … |
| **7.10** | 7.10. Порядок взаимодействия КО и участников оптового рынка при проведении итоговых расчетов по обязательствам/требованиям за электроэнергию и мощность По окончании расчетного периода КО формирует и публикует для участников оптового рынка на территориях субъектов Российской Федерации, не объединенных в ценовые зоны оптового рынка, в электронном виде с применением ЭП на своем официальном сайте, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом Отчет о результатах расчетов объемов и стоимости электроэнергии и мощности на оптовом рынке по форме приложения 38.11 к настоящему Регламентуне позднее 17-го числа месяца, следующего за расчетным.  Не позднее 17-го числа месяца, следующего за расчетным, КО публикует 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 информацию по форме приложения 38.19 к настоящему Регламенту в отношении двусторонних договоров купли-продажи электрической энергии.  КО не позднее 8-го числа расчетного месяца (в отношении расчетного месяца = январь не позднее 1 (первого) рабочего дня года) публикует для участников оптового рынка и ФСК в электронном виде с применением ЭП на своем официальном сайте, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом, информацию по форме приложений 38.1 (в отношении договоров купли-продажи электрической энергии для ЕЗ), 38.1а (в отношении договоров купли-продажи электрической энергии в НЦЗ, договоров комиссии НЦЗ) и 38.5 (в отношении четырехсторонних договоров купли-продажи мощности) к настоящему Регламенту, а также электронное сообщение без ЭП в соответствии с формами приложений 38.2, 38.6 к настоящему Регламенту*.* В случае если стоимость по договору купли-продажи/комиссии электрической энергии в НЦЗ равна нулю или не определена, такой договор не включается в передаваемые по форме 38.1а реестры.  КО не позднее 14-го числа месяца, следующего за расчетным, публикует для участников оптового рынка и ФСК в электронном виде с применением ЭП на своем официальном сайте, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом, информацию по форме приложений 38.3 (в отношении договоров купли-продажи электрической энергии для ЕЗ), 38.3а (в отношении договоров купли-продажи электрической энергии в НЦЗ, договоров комиссии НЦЗ) и 38.7 (в отношении четырехсторонних договоров купли-продажи мощности) к настоящему Регламенту. В случае если объем и стоимость по договору купли-продажи/комиссии электрической энергии в НЦЗ равны нулю или не определены, такой договор не включается в передаваемые по форме 38.3а реестры.  КО не позднее 17-го числа месяца, следующего за расчетным, публикует для участников оптового рынка и ФСК на своем официальном сайте, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом, электронное сообщение, содержащее информацию по форме приложений 38.8, 38.9 к настоящему Регламенту*.*  КО не позднее 17-го числа месяца, следующего за расчетным, публикует для участников оптового рынка и ФСК в электронном виде с применением ЭП на своем официальном сайте, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом, в отношении участников оптового рынка, расположенных на территории неценовой зоны Дальнего Востока, информацию по форме приложений 38.4, 38.10, 38.16, а также в отношении участников оптового рынка, расположенных на территориях неценовых зон Архангельской области, Республики Коми, Калининградской области, информацию по форме приложений 38.4.1, 38.10.1, 38.16.1, 38.16а к настоящему Регламенту. | | 7.10. Порядок взаимодействия КО и участников оптового рынка при проведении итоговых расчетов по обязательствам/требованиям за электроэнергию и мощность По окончании расчетного периода КО формирует и публикует для участников оптового рынка на территориях субъектов Российской Федерации, не объединенных в ценовые зоны оптового рынка, в электронном виде с применением ЭП на своем официальном сайте, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом Отчет о результатах расчетов объемов и стоимости электроэнергии и мощности на оптовом рынке по форме приложения 38.11 к настоящему Регламентуне позднее 17-го числа месяца, следующего за расчетным.  Не позднее 17-го числа месяца, следующего за расчетным, КО публикует 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 информацию по форме приложения 38.19 к настоящему Регламенту в отношении двусторонних договоров купли-продажи электрической энергии.  КО не позднее 8-го числа расчетного месяца (в отношении расчетного месяца = январь не позднее 1 (первого) рабочего дня года) публикует для участников оптового рынка и ФСК в электронном виде с применением ЭП на своем официальном сайте, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом, информацию по форме приложений 38.1а (в отношении договоров купли-продажи электрической энергии в НЦЗ, договоров комиссии НЦЗ) и 38.5 (в отношении четырехсторонних договоров купли-продажи мощности) к настоящему Регламенту, а также электронное сообщение без ЭП в соответствии с формами приложений 38.2, 38.6 к настоящему Регламенту*.* В случае если стоимость по договору купли-продажи/комиссии электрической энергии в НЦЗ равна нулю или не определена, такой договор не включается в передаваемые по форме 38.1а реестры.  КО не позднее 14-го числа месяца, следующего за расчетным, публикует для участников оптового рынка и ФСК в электронном виде с применением ЭП на своем официальном сайте, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом, информацию по форме приложений 38.3а (в отношении договоров купли-продажи электрической энергии в НЦЗ, договоров комиссии НЦЗ) и 38.7 (в отношении четырехсторонних договоров купли-продажи мощности) к настоящему Регламенту. В случае если объем и стоимость по договору купли-продажи/комиссии электрической энергии в НЦЗ равны нулю или не определены, такой договор не включается в передаваемые по форме 38.3а реестры.  КО не позднее 17-го числа месяца, следующего за расчетным, публикует для участников оптового рынка и ФСК на своем официальном сайте, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом, электронное сообщение, содержащее информацию по форме приложений 38.8, 38.9 к настоящему Регламенту*.*  КО не позднее 17-го числа месяца, следующего за расчетным, публикует для участников оптового рынка и ФСК в электронном виде с применением ЭП на своем официальном сайте, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом, в отношении участников оптового рынка, расположенных на территории неценовой зоны Калининградской области, информацию по форме приложений 38.4.1, 38.10.1, 38.16.1, 38.16а к настоящему Регламенту. |
| **7.11** | **Порядок предоставления информации гарантирующими поставщиками (энергосбытовыми, энергоснабжающими организациями), функционирующими в неценовых зонах оптового рынка, в Коммерческий оператор и Совет рынка**  … | | **Порядок предоставления в Совет рынка информации гарантирующими поставщиками (энергосбытовыми, энергоснабжающими организациями), функционирующими в неценовых зонах оптового рынка**  … |
| **7.11.1** | **…**  в) Участники оптового рынка – гарантирующие поставщики (энергосбытовые, энергоснабжающие организации), группы точек поставки которых расположены на территориях субъектов Российской Федерации, входящих в состав второй неценовой зоны оптового рынка, для которых распоряжением Правительства Российской Федерации установлена положительная величина размера средств, используемых в целях достижения на территориях Дальневосточного федерального округа базовых уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), ежемесячно в срок не позднее 18 календарных дней с даты окончания расчетного периода направляют в Совет рынка по электронной почте на адрес spd-npsr@atsenergo.ru в формате xml в соответствии с приложением 141б к настоящему Регламенту с ЭП следующую информацию по субъекту РФ в отношении его зоны деятельности:  – составляющие конечных регулируемых цен (составляющая доведения цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) до базового уровня), использованные гарантирующим поставщиком (ЭСО, ЭСК) при расчете конечных регулируемых цен за расчетный период, в соответствии с приложением 99б к настоящему Регламенту;  – ставки конечных регулируемых цен по третьей – шестой ценовой категории за расчетный период в соответствии с приложением 100в к настоящему Регламенту.  Участники оптового рынка – гарантирующие поставщики (ЭСО, ЭСК) направляют информацию в формате xml в отношении расчетного периода в соответствии с приложением 141б к настоящему Регламенту, действующим на 1-е число месяца соответствующего расчетного периода, если в разделе 7 настоящего Регламента не указано иное. | | **Исключить подпункт «в» пункта 7.11.1** |
| **7.11.2** | **…**  Участники оптового рынка – гарантирующие поставщики (ЭСО, ЭСК) могут направлять информацию, указанную в подпунктах «а» и «в» п. 7.11.1 настоящего Регламента, за расчетный период неоднократно, но не позднее 18 календарных дней с даты окончания расчетного периода, если в разделе 7 настоящего Регламента не указано иное. При этом последняя полученная информация, соответствующая требованиям настоящего Регламента, считается предоставленной в Совет рынка.  **…** | | **…**  Участники оптового рынка – гарантирующие поставщики (ЭСО, ЭСК) могут направлять информацию, указанную в подпункте «а» п. 7.11.1 настоящего Регламента, за расчетный период неоднократно, но не позднее 18 календарных дней с даты окончания расчетного периода, если в разделе 7 настоящего Регламента не указано иное. При этом последняя полученная информация, соответствующая требованиям настоящего Регламента, считается предоставленной в Совет рынка.  **…** |
| **7.11.3** | Участники оптового рынка – гарантирующие поставщики (ЭСО, ЭСК) направляют информацию по электронной почте отдельным письмом в отношении каждого расчетного периода c одним файлом в формате xml, согласно приложениям 141, 141б и 104 к настоящему Регламенту, в отношении субъекта РФ и в отношении расчетного периода. | | Участники оптового рынка – гарантирующие поставщики (ЭСО, ЭСК) направляют информацию по электронной почте отдельным письмом в отношении каждого расчетного периода c одним файлом в формате xml, согласно приложениям 141 и 104 к настоящему Регламенту, в отношении субъекта РФ и в отношении расчетного периода. |
| **7.11.5** | **Удалить пункт** | |  |
| **7.11.6** | **Удалить пункт** | |  |
| **9.1** | ….  ЦФР не позднее 20-го числа месяца, следующего за отчетным, публикует для каждого субъекта оптового рынка на сайте КО расширенный отчет, являющийся приложением к Отчету комиссионера, по форме, приложенной к соответствующему договору комиссии на продажу электрической энергии. Приложения к отчетам комиссионера строятся на основании матрицы прикреплений, методика построения которой приведена в приложении 53 к настоящему Регламенту. Расчет матрицы прикреплений производится после предоставления КО в ЦФР итоговых обязательств за отчетный период.  ЦФР не позднее 21-го числа месяца, следующего за отчетным, публикует для каждого субъекта оптового рынка, ФСК на сайте КО по форме, установленной приложением 66 к настоящему Регламенту, отчеты об объеме и стоимости купленной электроэнергии по договорам купли-продажи на РСВ, договорам купли-продажи на БР, договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ. Отчеты об объеме и стоимости купленной электроэнергии строятся на основании матриц прикреплений, методики построения которых приведены в приложениях 53 и 53.3 к настоящему Регламенту. Расчет матриц прикреплений производится после предоставления КО в ЦФР итоговых обязательств за отчетный период.  ЦФР не позднее 20-го числа месяца, следующего за отчетным, публикует для каждого субъекта оптового рынка на сайте КО расширенный отчет, являющийся приложением к Отчету комиссионера, по форме, приложенной к соответствующему договору комиссии НЦЗ. Приложения к отчетам комиссионера строятся на основании матрицы прикреплений, методика построения которой приведена в приложении 53.3 к настоящему Регламенту. Расчет матрицы прикреплений производится после предоставления КО в ЦФР итоговых обязательств за отчетный период.  … | | ….  ЦФР не позднее 20-го числа месяца, следующего за отчетным, публикует для каждого субъекта оптового рынка на сайте КО расширенный отчет, являющийся приложением к Отчету комиссионера, по форме, приложенной к соответствующему договору комиссии на продажу электрической энергии. Приложения к отчетам комиссионера строятся на основании матрицы прикреплений, методика построения которой приведена в приложении 53 к настоящему Регламенту. Расчет матрицы прикреплений производится после предоставления КО в ЦФР итоговых обязательств за отчетный период.  ЦФР не позднее 21-го числа месяца, следующего за отчетным, публикует для каждого субъекта оптового рынка, ФСК на сайте КО по форме, установленной приложением 66 к настоящему Регламенту, отчеты об объеме и стоимости купленной электроэнергии по договорам купли-продажи на РСВ, договорам купли-продажи на БР, договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ, по договорам купли-продажи электрической энергии по регулируемым ценам. Отчеты об объеме и стоимости купленной электроэнергии строятся на основании матриц прикреплений, методики построения которых приведены в приложениях 53 и 53.3 к настоящему Регламенту. Расчет матриц прикреплений производится после предоставления КО в ЦФР итоговых обязательств за отчетный период.  ЦФР не позднее 20-го числа месяца, следующего за отчетным, публикует для каждого субъекта оптового рынка на сайте КО расширенный отчет, являющийся приложением к Отчету комиссионера, по форме, приложенной к соответствующему договору комиссии НЦЗ, договору комиссии на продажу электрической энергии по регулируемым ценам. Приложения к отчетам комиссионера строятся на основании матрицы прикреплений, методика построения которой приведена в приложении 53.3 к настоящему Регламенту. Расчет матрицы прикреплений производится после предоставления КО в ЦФР итоговых обязательств за отчетный период.  … |
| **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;   … | | …  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;   … |
| **10** | **10. ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОСТАВЛЯЮЩИХ ПРЕДЕЛЬНЫХ УРОВНЕЙ НЕРЕГУЛИРУЕМЫХ ЦЕН** | | **10. ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ СОСТАВЛЯЮЩИХ ПРЕДЕЛЬНЫХ УРОВНЕЙ НЕРЕГУЛИРУЕМЫХ ЦЕН** |
| **10.1** | * 1. Общие принципы расчета составляющих предельных уровней нерегулируемых цен   Гарантирующие поставщики и КО выполняют предусмотренные настоящим Регламентом действия в сроки, установленные настоящим Регламентом.  В разделе 10 настоящего регламента используются следующие обозначения:   |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | | **Обозначение согласно Правилам определения нерегулируемых цен** | **Обозначение, используемое в 10-м разделе настоящего регламента** | | **Определение согласно Правилам определения нерегулируемых цен** | | … |  | |  | | , руб. | , руб. | | приходящаяся на группу точек поставки гарантирующего поставщика разница предварительных требований и обязательств по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы для расчетного периода m–1 | | , МВт∙ч | , кВт∙ч | | плановое почасовое потребление электрической энергии гарантирующим поставщиком для часа h расчетного периода m, сформированное Коммерческим оператором оптового рынка в соответствии с Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка | | … |  | |  | | , руб. | , руб. | | рассчитываемая Коммерческим оператором оптового рынка для расчетного периода m плановая стоимость покупки мощности за расчетный период m по всем договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности и обеспечивающим приобретение мощности, за исключением регулируемых договоров, заключенных гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей | | , руб./МВт | , руб./кВт | | корректировка цены мощности, рассчитываемая Коммерческим оператором оптового рынка для расчетного периода m-1 в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка | | , руб. | , руб. | | рассчитываемая коммерческим оператором в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка для расчетного периода m–1 фактическая стоимость покупки мощности по всем договорам, заключенным в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности и обеспечивающим приобретение мощности, исходя из фактической стоимости покупки мощности по результатам конкурентного отбора мощности без учета величины, распределяемой на стороны свободных договоров купли-продажи мощности, свободных договоров купли-продажи электрической энергии и мощности, заключенных в отношении мощности генерирующего оборудования гидроэлектростанций, расположенных во второй ценовой зоне, и генерирующих объектов, в отношении которых были указаны наиболее высокие цены в ценовых заявках на конкурентный отбор, определяемой в соответствии с [Правилам](consultantplus://offline/ref=591411F5D34C4E227F523159E92B6824D612FBA7C36668D49AC06B6A1660F0C1E67F60E40E7A38B1k7EER)и оптового рынка, и иных договоров, заключенных гарантирующим поставщиком в соответствии с Правилами оптового рынка и обеспечивающих приобретение мощности, за исключением регулируемых договоров, заключенных гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, а также с учетом величин штрафов, рассчитанных по договорам купли-продажи (поставки) мощности | | …. | |  |  |   …  Для целей расчетов в пункте 10 настоящего Регламента *q* – группа точек поставки участника оптового рынка, располагающаяся в ценовой зоне оптового рынка и имеющая статус гарантирующего поставщика. | | * 1. Общие принципы расчета составляющих предельных уровней нерегулируемых цен   Гарантирующие поставщики и КО выполняют предусмотренные настоящим Регламентом действия в сроки, установленные настоящим Регламентом.  В разделе 10 настоящего регламента используются следующие обозначения:   |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | | **Обозначение согласно Правилам определения нерегулируемых цен** | **Обозначение, используемое в 10-м разделе настоящего регламента** | | **Определение согласно Правилам определения нерегулируемых цен** | | | … |  | |  | | | , руб. | , руб. | | приходящаяся на группу точек поставки гарантирующего поставщика разница предварительных требований и обязательств по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы для расчетного периода m–1 | | | , МВт∙ч | , кВт∙ч | | плановое почасовое потребление электрической энергии гарантирующим поставщиком для часа h расчетного периода m, сформированное Коммерческим оператором оптового рынка в соответствии с Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка | | | … |  | |  | | | , руб. | , руб. | | рассчитываемая коммерческим оператором оптового рынка для расчетного периода m плановая стоимость покупки мощности за расчетный период m, за исключением стоимости покупки мощности по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей | | | , руб./МВт | , руб./кВт | | корректировка цены мощности, рассчитываемая Коммерческим оператором оптового рынка для расчетного периода m–1 в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка | | | , руб. | , руб. | | рассчитываемая коммерческим оператором в соответствии с договором о присоединении к торговой системе оптового рынка для расчетного периода m–1 фактическая стоимость покупки мощности исходя из фактической стоимости покупки мощности по результатам конкурентного отбора мощности (без учета определяемой в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности величины, распределяемой на стороны свободных договоров купли-продажи мощности, свободных договоров купли-продажи электрической энергии и мощности, заключенных в отношении мощности генерирующего оборудования гидроэлектростанций, расположенных во второй ценовой зоне, и генерирующих объектов, в отношении которых были указаны наиболее высокие цены в ценовых заявках на конкурентный отбор) и на основании иных договоров, заключенных гарантирующим поставщиком в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности и обеспечивающих приобретение мощности, за исключением регулируемых договоров, заключенных гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей | | | …. | |  |  | | ,  руб./МВт·ч | | , руб./кВт∙ч | цена на электрическую энергию, определяемая в соответствии с Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка в отношении часа h расчетного периода m для покупки по договорам, с использованием которых осуществляется торговля электрической энергией по регулируемым ценам (тарифам) на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам, а также на территориях, объемы потребления электрической энергии в которых обеспечиваются в том числе перетоками электрической энергии между входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, и остальной частью второй ценовой зоны оптового рынка, в целях обеспечения электрической энергией и мощностью потребителей, не относящихся к населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей | | , МВт∙ч | | , кВт∙ч | объем электрической энергии, купленный гарантирующим поставщиком по договорам, с использованием которых осуществляется торговля электрической энергией по регулируемым ценам (тарифам) на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам, а также на территориях, объемы потребления электрической энергии в которых обеспечиваются в том числе перетоками электрической энергии между входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, и остальной частью второй ценовой зоны оптового рынка, в целях обеспечения электрической энергией и мощностью потребителей, не относящихся к населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей, в час h расчетного периода m | |  | |  | коэффициент соотношения совокупного объема продажи электрической энергии по всем договорам, с использованием которых осуществляется торговля электрической энергией по регулируемым ценам (тарифам) на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам, 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 |   …  **Перечень обозначений**   |  |  | | --- | --- | | **Обозначение** | **Определение** | | *q* | группа точек поставки участника оптового рынка, располагающаяся в ценовой зоне оптового рынка и имеющая статус гарантирующего поставщика | |  | отдельные территории ценовых зон, ранее относившиеся к неценовым зонам оптового рынка (НЦЗ):  для территории Республики Коми, за исключением территорий, технологически не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами;  для территории Архангельской области, за исключением территорий, технологически не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами;  для территории Дальнего Востока, в которую объединены Республика Саха (Якутия), Приморский край, Хабаровский край, Амурская область, Еврейская автономная область, за исключением территорий, технологически не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами | | *Z* | входящая в состав Дальневосточного федерального округа (ДФО) отдельная территория, ранее относившаяся к неценовым зонам | |  | множество субъектов Российской Федерации, которые относятся к отдельным территориям ценовых зон, ранее относившимся к неценовым зонам оптового рынка | |  | множество ГТП, в которое на период с 01.01.2025 до 31.12.2027 (в отношении входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, до 31.12.2028) включаются ГТП генерации *p* в расчетном месяце *m,* зарегистрированные в отношении отдельных территорий , ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка | |  | множество ГТП, в которое на период с 01.01.2025 до 31.12.2027 (в отношении входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, до 31.12.2028) включаются ГТП потребления (экспорта) *q* в расчетном месяце *m,* зарегистрированные в отношении отдельных территорий , ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка | |
| **10.2** | * 1. Определение ценовых и объемных переменных, необходимых для расчета составляющих предельных уровней нерегулируемых цен   10.2.1. Плановый объем потребления электрической энергии гарантирующим поставщиком без учета объема покупки по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, в час *h* расчетного периода *m*, определяемый по формуле:  ,  где  – плановый объем потребления в ГТП потребления *q* для участника оптового рынка *j* в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с п. 2.3.7 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – объемы покупки электрической энергии участником оптового рынка *j* в ГТП *q* по регулируемым договорам, определенные в соответствии с подпунктом 10.2.2 настоящего Регламента; | | * 1. Определение ценовых и объемных переменных, необходимых для расчета составляющих предельных уровней нерегулируемых цен   10.2.1. Плановый объем потребления электрической энергии гарантирующим поставщиком без учета объема покупки по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, в час *h* расчетного периода *m*, определяемый по формуле:  ,  где – плановый объем потребления электрической энергии гарантирующим поставщиком *j* в ГТП потребления *q* в час *h* расчетного периода *m*, определяемый в соответствии с формулой:  – плановый объем потребления в ГТП потребления *q* для участника оптового рынка *j* в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с п. 2.3.7 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  ― плановый объем потребления электрической энергии во внутризональном энергорайоне, работающем изолированно (несинхронно) с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией ценовой зоны, ранее относившейся к неценовым зонам оптового рынка, но отнесенной к данной территории, в ГТП потребления *q* участника оптового рынка *j* в час операционных суток *h,* определенный в соответствии с п. 2.5 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  ― плановый объем потребления электрической энергии во внутризональном энергорайоне, работающем синхронно с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам оптового рынка, но не отнесенном к данной территории, в ГТП потребления *q* участника оптового рынка *j* в час операционных суток *h,* определенный в соответствии с п. 2.5 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – объемы покупки электрической энергии участником оптового рынка *j* в ГТП *q* по регулируемым договорам, определенные в соответствии с подпунктом 10.2.2 настоящего Регламента; |
| **10.5** | 10.5. Определение средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в отношении расчетного периода *m* Средневзвешенная нерегулируемая цена на мощность на оптовом рынке в отношении расчетного периода *m* рассчитывается следующим образом:  ,  при этом, если знаменатель меньше или равен нулю, то ;  – рассчитываемая КО для расчетного периода *m* плановая стоимость покупки мощности за расчетный период *m* по всем договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в соответствии с [Правилами](consultantplus://offline/ref=2E306D2A01C37830040235EC3229DD5710F35F61BAAD404AAC790A69F9890A2EA0EE70E5D9657C9722w9S) оптового рынка электрической энергии и мощности и обеспечивающим приобретение мощности, за исключением регулируемых договоров, заключенных гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, по формуле:  – составляющая плановой стоимости покупки мощности по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности и договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов, соответствующая плановой стоимости покупки мощности в отношении ГТП потребления *q* в расчетном месяце *m* по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности и договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов, определяется по формуле:  …  При расчете учитываются ГТП потребления (экспорта) *q,* с использованием которых осуществлялась торговля электрической энергией и мощностью в расчетном периоде *m*–1.  При расчете величины округление производится методом математического округления с точностью до двух знаков после запятой. Пропорциональное распределение величины осуществляется в соответствии с алгоритмом, прописанным в приложении 90 к настоящему Регламенту. При этом округляется с точность до двух знаков после запятой.  …  При расчете величины округление производится методом математического округления с точностью до двух знаков после запятой.  – составляющая плановой стоимости покупки мощности по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности и договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов, соответствующая объему средств, учитываемых при определении цены покупки мощности в отношении ГТП потребления *q* в расчетном месяце *m* по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности участников оптового рынка – производителей электрической энергии (мощности), в отношении которых Правительством Российской Федерации принято решение о применении надбавки к цене на мощность в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с использованием генерирующих объектов, включенных в перечень генерирующих объектов в неценовых зонах, определяемая по формуле:  где – плановый размер средств, учитываемых в отношении всех участников оптового рынка – производителей электрической энергии (мощности), в отношении которых Правительством Российской Федерации принято решение о применении надбавки к цене на мощность в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с использованием генерирующих объектов, включенных в перечень генерирующих объектов в неценовых зонах, для ценовой зоны *z* и месяца *m*, определяемый по формуле:  где – регулируемая цена (тариф) на мощность для ГТП генерации *p* в месяце *m,* определяемая в соответствии с приложением 163 к настоящему Регламенту;  – значение удельных затрат на эксплуатацию генерирующего объекта в месяце *m* для ГТП генерации *q*, определяемое в соответствии с приложением 163 к настоящему Регламенту;  – множество ГТП генерации, зарегистрированных в отношении генерирующего оборудования, включенного в перечень генерирующих объектов в неценовых зонах, срок поставки мощности которого не превышает 180 месяцев с даты, указанной в перечне генерирующих объектов в неценовых зонах, с использованием которых у поставщика возникло право участия в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке с учетом особенностей, установленных п. 4.1.6 *Положения о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). При этом если в отношении соответствующего ГТП генерации *p* генерирующего объекта, включенного в перечень генерирующих объектов в неценовых зонах, Правительством Российской Федерации не определен участник оптового рынка, в отношении которого применяется надбавка к цене на мощность в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с использованием генерирующих объектов, включенных в перечень генерирующих объектов в неценовых зонах, то такая ГТП генерации *p* не включается в множество и не учитывается при определении величины . В случае отсутствия решения Правительства Российской Федерации о применении указанной надбавки в отношении хотя бы одного участника оптового рынка, множество определяется пустым и величина не определяется;  – плановый объем продажи мощности в неценовой зоне *nz* в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, используемый для расчета средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в расчетном периоде *m*, определенный как величина (плановый объем продажи мощности в неценовой зоне *z* в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*) в соответствии с разделом 17 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – коэффициент снижения в отношении неценовой зоны *nz*, в которой осуществляется поставка мощности генерирующим объектом, включенным в перечень генерирующих объектов в неценовых зонах, для месяца *m–*1, определяемый в соответствии с пунктом 15.6.6 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – коэффициент снижения стоимости мощности, применяемый при просрочке исполнения обязательства по поставке мощности генерирующим объектом, включенным в перечень генерирующих объектов в неценовых зонах, для месяца *m* в отношении ГТП генерации *p*, соответствующей данному генерирующему объекту, и определяемый в соответствии с пунктом 15.6.7 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – коэффициент снижения стоимости мощности, применяемый в случае, если предельный объем поставки мощности в ГТП генерации *p*, соответствующейгенерирующему объекту, включенному в [перечень](consultantplus://offline/ref=5AAD9E3DCF65C33F0AFC7AE155664054FAC8F8AF4DEF856593136656B6C247093C559BA5CFC04AEDD3757D7A0DD2380E34A6D94289271DCE32N6I) генерирующих объектов в неценовых зонах, в месяце *m* более нуля, но менее объема, равного 90 процентам объема установленной генерирующей мощности, указанного для данного генерирующего объекта в перечне генерирующих объектов в неценовых зонах, определяемый в соответствии с пунктом 15.6.8 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  –коэффициент сезонности для неценовой зоны *nz*, определенный в соответствии с разделом 7 настоящего Регламента;  – сумма объемов фактического пикового потребления покупателей в ценовой зоне оптового рынка *z* в месяце *m–1*, уменьшенных на объемы пикового потребления электрической энергии, обеспечиваемые покупкой мощности по регулируемым договорам, определяемая в соответствии с пунктом 15.6.6 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  Величина определяется начиная с самого раннего месяца *m*, в отношении которого началась поставка мощности хотя бы одним генерирующим объектом, включенным в перечень генерирующих объектов в неценовых зонах. Под месяцем начала поставки понимается месяц *ms*, определенный в соответствии с пунктом 1 приложения 163 к настоящему Регламенту.  При расчете величин и округление производится методом математического округления с точностью до двух знаков после запятой.  – плановая стоимость покупки мощности в отношении ГТП потребления *q* в расчетном месяце *m* по договорам на модернизацию, определяемая по формуле:  …  При расчете величины округление производится методом математического округления с точностью до двух знаков после запятой.  – плановая стоимость мощности, соответствующая составляющей покупки мощности в отношении ГТП потребления *q* в расчетном месяце *m* по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, определяется по формуле:  ,  где  – доля, которую пиковое потребление ГТП потребления (экспорта) *q* занимает в суммарном значении такого пикового потребления ГТП потребления (экспорта) в субъекте Российской Федерации *f*, определенная в соответствии с разделом 17 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – доля, которую пиковое потребление ГТП потребления (экспорта) *q* занимает в суммарном значении такого пикового потребления ГТП потребления (экспорта) в ценовой зоне *z*, без учета пикового потребления, рассчитываемого для целей покупки мощности ФСК на оптовом рынке в целях компенсации потерь, определенная в соответствии с разделом 17 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – плановая стоимость мощности, соответствующая покупке мощности в субъекте Российской Федерации в расчетном месяце по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, определяется по формуле:  ,  где *f* – субъект Российской Федерации, при этом в целях расчета в качестве *f* учитывается:   1. Московская область как совокупность двух субъектов Российской Федерации – г. Москвы и Московской области; 2. Ленинградская область как совокупность двух субъектов Российской Федерации – г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области.   ;  – плановый объем продажи мощности генерирующих объектов, осуществляющих поставку мощности в вынужденном режиме с целью надежного теплоснабжения потребителей в субъекте Российской Федерации, в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, используемый для расчета средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в расчетном периоде *m*, определенный в соответствии с разделом 17 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – плановая стоимость мощности, соответствующая покупке мощности в ценовой зоне в расчетном месяце по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, определяется по формуле:  ;  – для ГТП генерации :  ;  – для остальных ГТП генерации *p* ():  ,  где – множество ГТП генерации, в отношении всех единиц генерирующего оборудования (ЕГО) которых 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»;  – плановый объем продажи мощности генерирующих объектов, осуществляющих поставку мощности в вынужденном режиме с целью надежного электроснабжения потребителей в ценовой зоне, в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, используемый для расчета средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в расчетном периоде *m*, определенный в соответствии с разделом 17 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – цена на мощность, производимую с использованием генерирующего объекта, поставляющего мощность в вынужденном режиме, в ГТП генерации, определяемая в соответствии с пунктом 6.1.4 настоящего Регламента.  При расчете величин и округление производится методом математического округления с точностью до двух знаков после запятой.  **…**  – рассчитываемая коммерческим оператором в соответствии с *договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* для расчетного периода *m*–1 фактическая стоимость покупки мощности по всем договорам, заключенным в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности и обеспечивающим приобретение мощности, исходя из фактической стоимости покупки мощности по результатам конкурентного отбора мощности без учета величины, распределяемой на стороны свободных договоров купли-продажи мощности, свободных договоров купли-продажи электрической энергии и мощности, заключенных в отношении мощности генерирующего оборудования гидроэлектростанций, расположенных во второй ценовой зоне, и генерирующих объектов, в отношении которых были указаны наиболее высокие цены в ценовых заявках на конкурентный отбор, определяемой в соответствии с [Правилам](consultantplus://offline/ref=591411F5D34C4E227F523159E92B6824D612FBA7C36668D49AC06B6A1660F0C1E67F60E40E7A38B1k7EER)и оптового рынка электрической энергии и мощности, и иных договоров, заключенных участником оптового рынка *j* в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности и обеспечивающих приобретение мощности, за исключением регулируемых договоров, заключенных гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, а также с учетом величин штрафов, рассчитанных по договорам купли-продажи (поставки) мощности, по формуле:  .  …  .  – корректировка стоимости мощности, рассчитываемая для расчетного периода m следующим образом:  .  Если в отношении ГТП участника оптового рынка расчет составляющих предельных уровней нерегулируемых цен в месяце m-1 не производился, то .  – плановая стоимость покупки мощности гарантирующим поставщиком, использовавшаяся при расчете средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в отношении расчетного периода m–1, определяемая по формуле, соответствующей расчету .  Расчет параметров и производится согласно редакции раздела 10.5 настоящего регламента, действующей на месяц m–1.  – цена мощности, определенная по итогам КОМ в ценовой зоне *z*, определяемая в соответствии с п. 13.1.4.2 настоящего Регламента;  – стоимость мощности генерирующего объекта g, купленной участником оптового рынка j в месяце m–1 в соответствии с ДПМ в ГТП потребления (экспорта) q, определяемая в соответствии с п. 20.5 настоящего регламента;  …  – размер штрафа за неготовность поставить мощность по договору на модернизацию, заключенному в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка i, приходящийся на ГТП потребления (экспорта) q участника оптового рынка j в расчетном месяце m–1 в ценовой зоне *z*, определяемый в соответствии с п. 28.2.3.2 настоящего Регламента;  – собственный максимум потребления ненаселения в отношении ГТП q в месяце m–1, определенный в соответствии с приложением 3 Регламента регистрации регулируемых договоров купли-продажи электроэнергии и мощности (Приложение № 6.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  … | | 10.5. Определение средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в отношении расчетного периода *m* Средневзвешенная нерегулируемая цена на мощность на оптовом рынке в отношении расчетного периода *m* рассчитывается следующим образом:  ,  при этом, если знаменатель меньше или равен нулю, то ;  – рассчитываемая КО для расчетного периода *m* плановая стоимость покупки мощности за расчетный период *m* по всем договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в соответствии с [Правилами](consultantplus://offline/ref=2E306D2A01C37830040235EC3229DD5710F35F61BAAD404AAC790A69F9890A2EA0EE70E5D9657C9722w9S) оптового рынка электрической энергии и мощности и обеспечивающим приобретение мощности, за исключением стоимости покупки мощности по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, по формуле:  – составляющая плановой стоимости покупки мощности по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности и договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов, соответствующая плановой стоимости покупки мощности в отношении ГТП потребления *q* в расчетном месяце *m* по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности и договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов, определяется по формуле:  …  При расчете учитываются ГТП потребления (экспорта) *q,* с использованием которых осуществлялась торговля электрической энергией и мощностью в расчетном периоде *m*–1.  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).  При расчете величины округление производится методом математического округления с точностью до двух знаков после запятой. Пропорциональное распределение величины осуществляется в соответствии с алгоритмом, прописанным в приложении 90 к настоящему Регламенту. При этом округляется с точность до двух знаков после запятой.  …  При расчете величины округление производится методом математического округления с точностью до двух знаков после запятой.  – составляющая плановой стоимости покупки мощности по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности и договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов, соответствующая объему средств, учитываемых при определении цены покупки мощности в отношении ГТП потребления в расчетном месяце *m* по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности участников оптового рынка – производителей электрической энергии (мощности), в отношении которых Правительством Российской Федерации принято решение о применении надбавки к цене на мощность в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с использованием генерирующих объектов, включенных в перечень генерирующих объектов на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, определяемая по формуле:  где – плановый размер средств, учитываемых в отношении всех участников оптового рынка – производителей электрической энергии (мощности), в отношении которых Правительством Российской Федерации принято решение о применении надбавки к цене на мощность в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с использованием генерирующих объектов, включенных в перечень генерирующих объектов на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, для ценовой зоны *z* и месяца *m*, определяемый по формуле:  где – цена на мощность для ГТП генерации *p* в месяце *m*, определяемая в соответствии с приложением 163 к настоящему Регламенту;  – значение удельных затрат на эксплуатацию генерирующего объекта в месяце *m* для ГТП генерации *q*, определяемое в соответствии с приложением 163 к настоящему Регламенту;  – множество ГТП генерации, соответствующих генерирующим объектам, включенным в Перечень генерирующих объектов на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка. При этом если в отношении соответствующего ГТП генерации *p* генерирующего объекта, включенного в перечень генерирующих объектов на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, Правительством Российской Федерации не определен участник оптового рынка, в отношении которого применяется надбавка к цене на мощность в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с использованием генерирующих объектов, включенных в перечень генерирующих объектов на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, то такая ГТП генерации *p* не включается в множество и не учитывается при определении величины .  В случае отсутствия решения Правительства Российской Федерации о применении указанной надбавки в отношении хотя бы одного участника оптового рынка, множество определяется пустым и величина не определяется;  – коэффициент, отражающий потребление электрической энергии и мощности на собственные и (или) хозяйственные нужды электростанций, определяемый для соответствующей ГТП генерации *p* генерирующего объекта согласно приложению 163 к настоящему Регламенту;  – плановый объем продажи мощности по договорам на модернизацию на отдельных территориях 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 разделом 17 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – коэффициент снижения для входящей в состав ДФО отдельной территории ценовых зон, ранее относившейся к НЦЗ, для месяца *m–*1, определяемый в соответствии с пунктом 31.1.5.1 настоящего Регламента;  – коэффициент снижения стоимости мощности, применяемый при просрочке исполнения обязательства по поставке мощности генерирующим объектом, включенным в перечень генерирующих объектов на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, для месяца *m* в отношении ГТП генерации *p*, соответствующей данному генерирующему объекту, и определяемый согласно пункту 31.1.5.2 настоящего Регламента;  – коэффициент снижения стоимости мощности, применяемый в случае, если предельный объем поставки мощности в ГТП генерации *p*, соответствующейгенерирующему объекту, включенному в [перечень](consultantplus://offline/ref=5AAD9E3DCF65C33F0AFC7AE155664054FAC8F8AF4DEF856593136656B6C247093C559BA5CFC04AEDD3757D7A0DD2380E34A6D94289271DCE32N6I) генерирующих объектов на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, в месяце *m* более нуля, но менее объема, равного 90 процентам объема установленной генерирующей мощности, указанного для данного генерирующего объекта в перечне генерирующих объектов на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, определяемый в соответствии с пунктом 31.1.5.3 настоящего Регламента;  – сумма объемов фактического пикового потребления покупателей в ценовой зоне оптового рынка *z* в месяце *m–*1, за исключением покупателей на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, уменьшенных на объемы пикового потребления электрической энергии, обеспечиваемые покупкой мощности по регулируемым договорам, определяемая в соответствии с п. 21 приложения 163 к настоящему Регламенту.  Величина определяется начиная с самого раннего месяца *m*, в отношении которого началась поставка мощности хотя бы одним генерирующим объектом, включенным в перечень генерирующих объектов на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам. Под месяцем начала поставки понимается месяц *ms*, определенный в соответствии с пунктом 1 приложения 163 к настоящему Регламенту.  При расчете величин и округление производится методом математического округления с точностью до двух знаков после запятой.  – плановая стоимость покупки мощности, поставленной в отношении ГТП потребления *q ,* по договорам, заключенным гарантирующим поставщиком *j* по всем генерирующим объектам, функционирующим на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, определяемая КО в отношении расчетного периода *m* по формуле:  ,  где – плановая стоимость мощности, приобретаемой в месяце *m* участником оптового рынка *j* в отношении ГТП потребления (экспорта) *q* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам*,* рассчитываемая по формуле (с точностью до копеек с учетом правил математического округления):  если *z* = 1, то ,  если *z* = 2 и , то ;  – доля, которую пиковое потребление ГТП потребления (экспорта) *q* занимает в суммарном значении такого пикового потребления ГТП потребления (экспорта) в ценовой зоне *z* с учетом пикового потребления, рассчитываемого для целей покупки мощности ФСК на оптовом рынке в целях компенсации потерь для , определяемая в соответствии с п. 17.1.2 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  если *z* = 2 и, то = 0;  – плановая стоимость продажи мощности в месяце *m* в ценовой зоне *z* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, определяемая по формуле:  где  *–* плановый объем продажи мощности по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, заключенным в отношении ГТП генерации , расположенной на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, участника оптового рынка *i*, используемый для расчета средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в расчетном периоде *m*, определенный в соответствии с п. 17.11 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – 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;  – размер средств, отражающий отличие фактически понесенных поставщиком затрат на производство электрической энергии и мощности от плановых значений, учтенных при установлении тарифов на продажу электрической энергии и мощности на предшествующие периоды регулирования, утвержденный решением Правительства Российской Федерации не позднее последнего числа месяца *m* в отношении поставщика мощности *i* в расчетном месяце *m* для ценовой зоны *z* (для *z* = первая ценовая зона, где *sz* = 1 или *sz =* 2; для *z* = вторая ценовая зона , где *sz =* 3);  – плановая стоимость мощности, произведенной в ГТП генерации, расположенных на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, и поставленной в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* в месяце *m* в ценовой зоне и по договорам на модернизацию на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, рассчитываемая по формуле:  ― доля, которую пиковое потребление ГТП потребления (экспорта) занимает в суммарном значении такого пикового потребления ГТП потребления (экспорта) на отдельных территориях ценовых зон, ранее отнесенных к неценовым зонам, без учета пикового потребления, рассчитываемого для целей покупки мощности ФСК на оптовом рынке в целях компенсации потерь для , рассчитываемая в соответствии с п. 17.1.2 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  *–* плановая стоимость мощности в месяце *m* в ценовой зоне *z* по договорам на модернизацию на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, определяемая по формуле:  .  При расчете величин и округление производится методом математического округления с точностью до двух знаков после запятой.  – плановая стоимость мощности, приобретаемой в месяце *m* участником оптового рынка *j* в отношении ГТП потребления (экспорта) ценовой зоны *z* по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам, рассчитываемая по формуле:  где – плановая стоимость мощности в месяце *m* в ценовой зоне *z* по договору купли-продажи электрической энергии по регулируемым ценам, определяемая по формуле:  – плановая стоимость мощности в месяце *m*, произведенной в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, поставляемой по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, рассчитываемая по формуле (с точностью до копеек с учетом правил математического округления):  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*.  При расчете величин и округление производится методом математического округления с точностью до двух знаков после запятой;  – плановая стоимость покупки мощности в отношении ГТП потребления *q* в расчетном месяце *m* по договорам на модернизацию, определяемая по формуле:  …  При расчете величины округление производится методом математического округления с точностью до двух знаков после запятой.  – плановая стоимость мощности, соответствующая составляющей покупки мощности в отношении ГТП потребления в расчетном месяце *m* по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, определяется формуле:  ,  где  – доля, которую пиковое потребление ГТП потребления (экспорта) *q* занимает в суммарном значении такого пикового потребления ГТП потребления (экспорта) в субъекте Российской Федерации *f*, определенная в соответствии с разделом 17 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – доля, которую пиковое потребление ГТП потребления (экспорта) *q* занимает в суммарном значении такого пикового потребления ГТП потребления (экспорта) в ценовой зоне *z*, без учета пикового потребления, рассчитываемого для целей покупки мощности ФСК на оптовом рынке в целях компенсации потерь, определенная в соответствии с разделом 17 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – плановая стоимость мощности, соответствующая покупке мощности в субъекте Российской Федерации в расчетном месяце по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, определяется по формуле:  ,  где *f* – субъект Российской Федерации, при этом в целях расчета в качестве *f* учитывается:   1. Московская область как совокупность двух субъектов Российской Федерации – г. Москвы и Московской области; 2. Ленинградская область как совокупность двух субъектов Российской Федерации – г. Санкт-Петербурга и Ленинградской области.   ;  – плановый объем продажи мощности генерирующих объектов, осуществляющих поставку мощности в вынужденном режиме с целью надежного теплоснабжения потребителей в субъекте Российской Федерации, в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, используемый для расчета средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в расчетном периоде *m*, определенный в соответствии с разделом 17 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – плановая стоимость мощности, соответствующая покупке мощности в ценовой зоне в расчетном месяце по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, определяется по формуле:  ,  если *z* = 2, то при расчете не учитываются ГТП генерации на территории *sz =* 3;  – плановая стоимость мощности, соответствующая покупке мощности на территории ДФО в расчетном месяце по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, определяется по формуле:  ;  при расчете учитываются только ГТП генерации на территории *sz =* 3;  определяется по формуле:  – для ГТП генерации :  ;  – для остальных ГТП генерации *p* ():  ,  где – множество ГТП генерации, в отношении всех единиц генерирующего оборудования (ЕГО) которых 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»;  – плановый объем продажи мощности генерирующих объектов, осуществляющих поставку мощности в вынужденном режиме с целью надежного электроснабжения потребителей в ценовой зоне, в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, используемый для расчета средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в расчетном периоде *m*, определенный в соответствии с разделом 17 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – цена на мощность, производимую с использованием генерирующего объекта, поставляющего мощность в вынужденном режиме, в ГТП генерации, определяемая в соответствии с пунктом 6.1.4 настоящего Регламента.  При расчете величин и округление производится методом математического округления с точностью до двух знаков после запятой.  **…**  рассчитываемая коммерческим оператором в соответствии с *договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* для расчетного периода *m*–1 фактическая стоимость покупки мощности по всем договорам, заключенным в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности и обеспечивающим приобретение мощности, исходя из фактической стоимости покупки мощности по результатам конкурентного отбора мощности без учета величины, распределяемой на стороны свободных договоров купли-продажи мощности, свободных договоров купли-продажи электрической энергии и мощности, заключенных в отношении мощности генерирующего оборудования гидроэлектростанций, расположенных во второй ценовой зоне, и генерирующих объектов, в отношении которых были указаны наиболее высокие цены в ценовых заявках на конкурентный отбор, и на основании иных договоров, заключенных участником оптового рынка *j* в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности и обеспечивающих приобретение мощности, за исключением регулируемых договоров, заключенных гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей. При определении средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке величина уменьшается на величину штрафов, рассчитанных по договорам купли-продажи (поставки) мощности, и денежных сумм за отказ от исполнения обязательств по договорам купли-продажи (поставки) мощности (за исключением денежных сумм, рассчитанных в отношении участника оптового рынка – поставщика мощности, в отношении которого открыто конкурсное производство в соответствии с Федеральным законом «О несостоятельности (банкротстве)»). Величина рассчитывается с учетом определяемой в соответствии с *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* стоимости мощности, произведенной гарантирующим поставщиком и приходящейся на обеспечение потребления в его группах точек поставки, по формуле:  …  .  – корректировка стоимости мощности, рассчитываемая для расчетного периода m следующим образом:  .  Если в отношении ГТП участника оптового рынка расчет составляющих предельных уровней нерегулируемых цен в месяце m–1 не производился, то .  – плановая стоимость покупки мощности гарантирующим поставщиком, использовавшаяся при расчете средневзвешенной нерегулируемой цены на мощность на оптовом рынке в отношении расчетного периода m–1, определяемая по формуле, соответствующей расчету .  Расчет параметров и производится согласно редакции раздела 10.5 настоящего Регламента, действующей на месяц m–1.  – цена мощности, определенная по итогам КОМ в ценовой зоне *z*, определяемая в соответствии с п. 13.1.4.2 настоящего Регламента;  – стоимость мощности, купленной гарантирующим поставщиком – участником оптового рынка *j* в ГТП потребления (экспорта) в месяце *m–*1по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, в целях обеспечения электрической энергией и мощностью потребителей, не относящихся к населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей, определяемая по формуле:  – итоговые финансовые обязательства участника оптового рынка *j* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам в отношении ГТП потребления (экспорта) ценовой зоны *z,* определяемые в соответствии с п. 30.1.5.3 настоящего Регламента;  – фактическая стоимость мощности, произведенной в ГТП генерации, расположенной на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, и поставленной в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* в месяце *m–*1 в ценовой зоне *z* = вторая ценовая зона и , по договорам на модернизацию на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, определяемая по формуле:  где – стоимость мощности, купленной/проданной участником оптового рынка в месяце *m* в ценовой зоне *z* по договорам на модернизацию на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, производимой в ГТП генерации *p,* расположенной на входящей в состав ДФО отдельной территории ценовой зоны, ранее относившейся к НЦЗ, участника оптового рынка *i* и поставляемой в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j (i ≠ j),* определяемая в соответствии с пунктом 31.1.4 настоящего Регламента;  – стоимость мощности, купленной в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* в месяце *m–*1 по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам на территории бывших НЦЗ, определяемая по формуле (с точностью до копеек с учетом правил математического округления):  – стоимость мощности, произведенной в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, покупаемой в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* (*i ≠ j*) в месяце *m*–1 в ценовой зоне *z* по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам на территории бывших НЦЗ, определяемая в соответствии с п. 32.6 настоящего Регламента;  – стоимость мощности в ГТП потребления (экспорта) *,* расположенной на соответствующей отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, которая фактически обеспечена мощностью собственных генерирующих объектов, осуществляющих поставку мощности по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, определяемая по формуле:  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*;  – стоимость объема потребления мощности в ГТП потребления (экспорта) вценовых зонах *z*, который фактически обеспечен мощностью собственных генерирующих объектов, осуществляющих поставку мощности по договорам на модернизацию на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, определяемая по формуле:  где – объем мощности, фактически поставленной в месяце *m–*1 в ценовой зоне *z* по договорам на модернизацию на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, производимой в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* и приобретаемой в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j (i=j)*, определенный в соответствии с *Регламентом определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  – цена на мощность ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* по договорам на модернизацию на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, в месяце *m–*1, определяемая в соответствии с приложением 163 к настоящему Регламенту;  – коэффициент снижения стоимости мощности, применяемый при просрочке исполнения обязательства по поставке мощности генерирующим объектом, включенным в перечень генерирующих объектов на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, для месяца *m–*1 в отношении ГТП генерации *p*, соответствующей данному генерирующему объекту, определяемый согласно пункту 31.1.5.2 настоящего Регламента;  – коэффициент снижения стоимости мощности, применяемый в случае, если предельный объем поставки мощности в ГТП генерации *p*, соответствующейгенерирующему объекту, включенному в [перечень](consultantplus://offline/ref=5AAD9E3DCF65C33F0AFC7AE155664054FAC8F8AF4DEF856593136656B6C247093C559BA5CFC04AEDD3757D7A0DD2380E34A6D94289271DCE32N6I) генерирующих объектов на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, в месяце *m–*1более нуля, но менее объема, равного 90 процентам объема установленной мощности, указанного для данного генерирующего объекта в перечне генерирующих объектов на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, определяемый в соответствии с пунктом 31.1.5.3 настоящего Регламента;  – значение удельных затрат на эксплуатацию генерирующего объекта в месяце *m–*1 для ГТП генерации *p*, определяемое в соответствии с приложением 163 к настоящему Регламенту;  – коэффициент снижения для входящей в состав ДФО отдельной территории ценовых зон, ранее относившейся к НЦЗ, для месяца *m–*1,определяемый в соответствии с пунктом 31.1.5.1 настоящего Регламента;  – стоимость мощности генерирующего объекта g, купленной участником оптового рынка j в месяце m–1 в соответствии с ДПМ в ГТП потребления (экспорта) q, определяемая в соответствии с п. 20.5 настоящего Регламента;  …  – размер штрафа за неготовность поставить мощность по договору на модернизацию, заключенному в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, приходящийся на ГТП потребления (экспорта) q участника оптового рынка j в расчетном месяце m–1 в ценовой зоне *z*, определяемый в соответствии с п. 28.2.3.2 настоящего Регламента;  – размер штрафаза неготовность поставить мощность ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* в месяце *m–*1 по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам в отношении ГТП потребления (экспорта) *q,* расположенной в ценовой зоне *z* (для *z* = вторая ценовая зона , где *sz =* 3), участника оптового рынка *j*, определенный в соответствии с п. 30.6 настоящего Регламента;  – размер штрафа за неготовность поставить мощность по договору на модернизацию на отдельных территориях ценовых зон, 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, определенный в соответствии с п. 31.2.3 настоящего Регламента;  – собственный максимум потребления ненаселения в отношении ГТП q в месяце m–1, определенный в соответствии с приложением 3 *Регламента регистрации регулируемых договоров купли-продажи электроэнергии и мощности* (Приложение № 6.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  … |
| **10.7** | **10.7. Порядок определения цен, используемых в отношении почасовых объемов потребления электрической энергии для потребителей, осуществляющих планирование почасового объема потребления**10.7.1. Дифференцированная по часам расчетного периода нерегулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемая по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед для часа *h* расчетного периода *m* по ГТП *q* участника оптового рынка:  * в случае, если : * в случае, если :   + для гарантирующих поставщиков, которые не функционируют в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, для которых Правительством РФ установлены особенности функционирования оптового и розничного рынков:   ;   * + для гарантирующих поставщиков, функционирующих в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, для которых Правительством РФ установлены особенности функционирования оптового и розничного рынков:   .  В случае если участником оптового рынка в субъекте РФ получено право на участие в торговле электроэнергией и мощностью на оптовом рынке по нескольким ГТП, имеющим признак ГП, то дифференцированная по часам расчетного периода нерегулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемая по результатам конкурентного отбора на сутки вперед для часа *h* расчетного периода *m*,рассчитывается как средневзвешенная величина по ГТП участника оптового рынка следующим образом:  .  При этом если знаменатель равен нулю, то .  В случае если не определена, то в целях расчета приравнивается к нулю.  – плановый объем потребления электрической энергии гарантирующим поставщиком без учета объема покупки по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, в час *h* расчетного периода *m*, определенный в соответствии с подпунктом 10.2.1 настоящего регламента;  – объем покупки электрической энергии гарантирующим поставщиком по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в час *h* расчетного периода *m*, рассчитываемый по формуле:  , – объемы покупки электрической энергии участником оптового рынка *j* в ГТП *q* по регулируемым договорам, определенные в соответствии с подпунктом 10.2.2 настоящего регламента;  – плановый объем потребления в ГТП потребления *q* для участника оптового рынка *j* в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с п. 2.3.7 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – объем нагрузочных потерь электрической энергии в сетях, включенных в ГТП потребления *q* участника оптового рынка *j*, в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с п. 4.2.9 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – средневзвешенная по ГТП *q* участника оптового рынка *j* цена на электрическую энергию, рассчитанная исходя из равновесных цен на электрическую энергию, сформированных для часа *h* расчетного периода в соответствии формулой:  ,  где  – цена электроэнергии в ГТП потребления, рассчитанная для целей расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед, в ГТП потребления *q* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, определяемая в соответствии с подпунктом 5.3.3 и с учетом подпункта 11.1.3 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – стоимость электрической энергии в объеме плановых потерь электрической энергии в электрических сетях, представленных в ГТП потребления участника оптового рынка в час *h* расчетного периода *m*, определяемая в соответствии с п. 8.3.7.1 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  … 10.7.5. Приходящаяся на единицу электрической энергии разница предварительных требований и обязательств по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы определяется следующим образом: .  В случае если участником оптового рынка в субъекте РФ получено право на участие в торговле электроэнергией и мощностью на оптовом рынке по нескольким ГТП, имеющим признак ГП, то приходящаяся на единицу электрической энергии разница предварительных требований и обязательств по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы рассчитывается как средневзвешенная величина по ГТП участника оптового рынка следующим образом:  .  При этом если знаменатель равен нулю, то .  В случае если не определена, то в целях расчета приравнивается к нулю.  – приходящаяся на группу точек поставки *q* участника оптового рынка *j* разница предварительных требований и обязательств по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы для расчетного периода *m–*1*,* определяемая в соответствии с п. 10.6.1 настоящего Регламента;  *–* плановый объем потребления в ГТП потребления *q* для участника оптового рынка *j* в час операционных суток *h,* определенный в соответствии с п. 2.3.7 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – объем нагрузочных потерь электрической энергии в сетях, включенных в ГТП потребления *q* участника оптового рынка *j*, в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с п. 4.2.9 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); | | **10.7. Порядок определения цен, используемых в отношении почасовых объемов потребления электрической энергии для потребителей, осуществляющих планирование почасового объема потребления**10.7.1. Дифференцированная по часам расчетного периода нерегулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемая по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед для часа *h* расчетного периода *m* по ГТП *q* участника оптового рынка:  * в случае если :   ;   * в случае если :   + для гарантирующих поставщиков, которые не функционируют в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, а также на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам, для которых Правительством РФ установлены особенности функционирования оптового и розничного рынков:   ;   * + для гарантирующих поставщиков, функционирующих в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, для которых Правительством РФ установлены особенности функционирования оптового и розничного рынков:   ;  – для гарантирующих поставщиков, функционирующих на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам:  .  В случае если участником оптового рынка в субъекте РФ получено право на участие в торговле электроэнергией и мощностью на оптовом рынке по нескольким ГТП, имеющим признак ГП, то дифференцированная по часам расчетного периода нерегулируемая цена на электрическую энергию на оптовом рынке, определяемая по результатам конкурентного отбора на сутки вперед для часа *h* расчетного периода *m*,рассчитывается как средневзвешенная величина по ГТП участника оптового рынка следующим образом:  .  При этом если знаменатель равен нулю, то .  В случае если не определена, то в целях расчета приравнивается к нулю.  – плановый объем потребления электрической энергии гарантирующим поставщиком без учета объема покупки по регулируемым договорам, заключенным гарантирующим поставщиком в целях обеспечения потребления электрической энергии (мощности) населением и приравненными к нему категориями потребителей, в час *h* расчетного периода *m*, определенный в соответствии с подпунктом 10.2.1 настоящего регламента;  – объем покупки электрической энергии гарантирующим поставщиком по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в час *h* расчетного периода *m*, рассчитываемый по формуле:  ,  где , – объемы покупки электрической энергии участником оптового рынка *j* в ГТП *q* по регулируемым договорам, определенные в соответствии с подпунктом 10.2.2 настоящего регламента;  – плановый объем потребления электрической энергии гарантирующим поставщиком *j* в ГТП потребления *q* в час *h* расчетного периода *m*, определяемый в соответствии с пунктом 10.2.1 настоящего Регламента;  – средневзвешенная цена покупки электрической энергии по договорам на отдельных территориях с регулируемыми ценами *Z* в целях обеспечения электрической энергией и мощностью потребителей, не относящихся к населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей, в час операционных суток *h*, определяемая в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – объем электрической энергии, купленный гарантирующим поставщиком *j* по ГТП *q* по договору, в рамках которого осуществляется торговля электрической энергией и мощностью по регулируемым ценам (тарифам) на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам, в целях обеспечения электрической энергией и мощностью потребителей, не относящихся к населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей, в час *h* расчетного периода, 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*).  В случае если участник оптового рынка – гарантирующий поставщик *j* не функционирует на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам, или на территориях, объемы потребления электрической энергии в которых обеспечиваются в том числе перетоками электрической энергии между входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, и остальной частью второй ценовой зоны оптового рынка, величины и принимаются равными нулю;  – коэффициент соотношения совокупного объема продажи электрической энергии по всем договорам на отдельных территориях с регулируемыми ценами и суммы объемов электрической энергии, включенных в плановое почасовое потребление электрической энергии сверх объема покупки электрической энергии по регулируемым договорам по всем покупателям по ГТП потребления *q*, расположенным на соответствующей отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, в час *h*, расчетного периода *m*, рассчитываемый по формуле:    где – плановый объем потребления электрической энергии покупателем *j* в ГТП потребления *q* в час *h* расчетного периода *m*, определенный в соответствии с подпунктом 10.2.1 настоящего Регламента;  – объемы покупки электрической энергии покупателем *j* в ГТП *q* по регулируемым договорам, определенные в соответствии с подпунктом 10.2.2 настоящего Регламента;  – суммарный объем поставки по договорам, в рамках которых осуществляется торговля электрической энергией и мощностью по регулируемым ценам (тарифам) на отдельных территориях *Z*, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, в целях обеспечения электрической энергией и мощностью потребителей, не относящихся к населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей, 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*);  – объем нагрузочных потерь электрической энергии в сетях, включенных в ГТП потребления *q* участника оптового рынка *j*, в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с п. 4.2.9 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – средневзвешенная по ГТП *q* участника оптового рынка *j* цена на электрическую энергию, рассчитанная исходя из равновесных цен на электрическую энергию, сформированных для часа *h* расчетного периода в соответствии формулой:  где – цена электроэнергии в ГТП потребления, рассчитанная для целей расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед, в ГТП потребления *q* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, определяемая в соответствии с подпунктом 5.3.3 и с учетом подпункта 11.1.3 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – средневзвешенная равновесная цена на электроэнергию для включенного в ГТП потребления *q* участника оптового рынка *i* внутризонального энергорайона, работающего изолированно (несинхронно) с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но отнесенного к данной территории, в час операционных суток *h,* определяемая в соответствии с п. 5.7 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);*  – средневзвешенная равновесная цена на электроэнергию для включенного в ГТП потребления *p* участника оптового рынка *i* внутризонального энергорайона, работающего синхронно с входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территорией, ранее относившейся к неценовым зонам, но не отнесенного к данной территории, в час операционных суток *h,* определяемая в соответствии с п. 5.7 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);*  – стоимость электрической энергии в объеме плановых потерь электрической энергии в электрических сетях, представленных в ГТП потребления участника оптового рынка в час *h* расчетного периода *m*, определяемая в соответствии с п. 8.3.7.1 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  … 10.7.5. Приходящаяся на единицу электрической энергии разница предварительных требований и обязательств по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы определяется следующим образом: .  В случае если участником оптового рынка в субъекте РФ получено право на участие в торговле электроэнергией и мощностью на оптовом рынке по нескольким ГТП, имеющим признак ГП, то приходящаяся на единицу электрической энергии разница предварительных требований и обязательств по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы рассчитывается как средневзвешенная величина по ГТП участника оптового рынка следующим образом:  .  При этом если знаменатель равен нулю, то .  В случае если не определена, то в целях расчета приравнивается к нулю.  – приходящаяся на группу точек поставки *q* участника оптового рынка *j* разница предварительных требований и обязательств по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы для расчетного периода *m–*1*,* определяемая в соответствии с п. 10.6.1 настоящего Регламента;  *–* плановый объем потребления в ГТП потребления *q* для участника оптового рынка *j* в час операционных суток *h,* определенный в соответствии с подпунктом 10.2.1 настоящего Регламента;  – объем нагрузочных потерь электрической энергии в сетях, включенных в ГТП потребления *q* участника оптового рынка *j*, в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с п. 4.2.9 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); |
| **10.8** | 10.8. Иные подлежащие публикации величины 10.8.1. КО ежемесячно публикует на своем официальном сайте электронное сообщение, содержащее следующую информацию (в данном разделе означает суммирование по ГТП участника оптового рынка *j*, имеющим признак ГП, находящимся в одном субъекте РФ).  1. В течение 10 календарных дней по окончании расчетного периода:  – объем электрической энергии, приобретенный участником оптового рынка за расчетный период по регулируемым ценам  определенный в соответствии с подпунктом 10.2.2 настоящего регламента;  – объем электрической энергии, приобретенный участником оптового рынка по результатам конкурентного отбора заявок на сутки вперед за расчетный период, определяемый в соответствии с формулой:  ,  где – плановый объем потребления в ГТП потребления *q* для участника оптового рынка *j*, сформированный за расчетный период *m*, определенный в соответствии с формулой:    где *–* плановый объем потребления в ГТП потребления *q* для участника оптового рынка *j* в час операционных суток *h,* определенный в соответствии с п. 2.3.7 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  …  10.8.2. КО не позднее 10-го числа месяца, следующего за расчетным, публикует в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом на своем официальном интернет-сайте в электронном виде за ЭП отчет по составляющим расчета плановой стоимости покупки мощности за расчетный период. Отчет предоставляется КО по форме приложения 154 к настоящему Регламенту.  Отчет содержит в том числе следующие величины:  …  д) – плановый размер средств, учитываемых в отношении всех участников оптового рынка – производителей электрической энергии (мощности), в отношении которых Правительством Российской Федерации принято решение о применении надбавки к цене на мощность в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с использованием генерирующих объектов, включенных в перечень генерирующих объектов в неценовых зонах, для ценовой зоны *z* и месяца *m*, определяемый в соответствии с п. 10.5 настоящего Регламента;  … | | 10.8. Иные подлежащие публикации величины 10.8.1. КО ежемесячно публикует на своем официальном сайте электронное сообщение, содержащее следующую информацию (в данном разделе означает суммирование по ГТП участника оптового рынка *j*, имеющим признак ГП, находящимся в одном субъекте РФ).  1. В течение 10 календарных дней по окончании расчетного периода:  – объем электрической энергии, приобретенный участником оптового рынка за расчетный период по регулируемым ценам  определенный в соответствии с подпунктом 10.2.2 настоящего регламента;  – объем электрической энергии, приобретенный участником оптового рынка по результатам конкурентного отбора заявок на сутки вперед за расчетный период, определяемый в соответствии с формулой:  ,  где – плановый объем потребления в ГТП потребления *q* для участника оптового рынка *j*, сформированный за расчетный период *m*, определенный в соответствии с формулой:  ,  где *–* плановый объем потребления в ГТП потребления *q* для участника оптового рынка *j* в час операционных суток *h,* определенный в соответствии с п. 10.2.1 настоящего Регламента;  …  10.8.2. КО не позднее 10-го числа месяца, следующего за расчетным, публикует в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом на своем официальном интернет-сайте в электронном виде за ЭП отчет по составляющим расчета плановой стоимости покупки мощности за расчетный период. Отчет предоставляется КО по форме приложения 154 к настоящему Регламенту.  Отчет содержит в том числе следующие величины:  …  д) – плановый размер средств, учитываемых в отношении всех участников оптового рынка – производителей электрической энергии (мощности), в отношении которых Правительством Российской Федерации принято решение о применении надбавки к цене на мощность в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с использованием генерирующих объектов, включенных в перечень генерирующих объектов на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, для ценовой зоны *z* и месяца *m*, определяемый в соответствии с п. 10.5 настоящего Регламента;  … |
| **10.9** | **Порядок предоставления гарантирующими поставщиками (ЭСО, ЭСК) информации об объемах и стоимости потребленной электрической энергии (мощности)** | | **Порядок предоставления в Совет рынка информации гарантирующими поставщиками (энергосбытовыми, энергоснабжающими организациями), функционирующими в ценовых зонах оптового рынка** |
| **10.9.1** | 10.9.1. а) Участники оптового рынка – гарантирующие поставщики, функционирующие на территории субъекта Российской Федерации, входящего в ценовую зону оптового рынка, и определяющие для потребителей, расположенных в соответствующей зоне деятельности гарантирующего поставщика, предельный уровень нерегулируемых цен для первой ценовой категории в соответствии с пунктом 88 Основных положений функционирования розничных рынков, утвержденных постановлением Правительства РФ от 4 мая 2012 г. № 442, ежемесячно в срок не позднее 16 календарных дней с даты окончания расчетного периода направляют в Совет рынка по электронной почте на адрес spd-npsr@atsenergo.ru в формате xml, в соответствии с приложением 102 к настоящему Регламенту, с ЭП следующую информацию по субъекту РФ в отношении его зоны деятельности:  …  – составляющие предельных уровней нерегулируемых цен (сбытовая надбавка, плата за услуги по управлению изменением режима потребления электрической энергии и плата за иные услуги), использованные гарантирующим поставщиком при расчете предельных уровней нерегулируемых цен за расчетный период, в соответствии с приложением 99 к настоящему Регламенту; … | | 10.9.1. а) Участники оптового рынка – гарантирующие поставщики, функционирующие на территории субъекта Российской Федерации, входящего в ценовую зону оптового рынка, и определяющие для потребителей, расположенных в соответствующей зоне деятельности гарантирующего поставщика, предельный уровень нерегулируемых цен для первой ценовой категории в соответствии с пунктом 88 Основных положений функционирования розничных рынков, утвержденных постановлением Правительства РФ от 4 мая 2012 г. № 442, ежемесячно в срок не позднее 16 календарных дней с даты окончания расчетного периода направляют в Совет рынка по электронной почте на адрес spd-npsr@atsenergo.ru в формате xml, в соответствии с приложением 102 к настоящему Регламенту, с ЭП следующую информацию по субъекту РФ в отношении его зоны деятельности:  …  – составляющие предельных уровней нерегулируемых цен (сбытовая надбавка, плата за услуги по управлению изменением режима потребления электрической энергии и плата за иные услуги), а также минимальную величину снижения ставок предельных уровней нерегулируемых цен, использованные гарантирующим поставщиком при расчете предельных уровней нерегулируемых цен за расчетный период, в соответствии с приложением 99 к настоящему Регламенту;  … |
| **10.9.6** | **Удалить пункт** | |  |
| **12.1** | 12. РАСЧЕТ И ПОРЯДОК ОПЛАТЫ НЕУСТОЙКИ (ПЕНИ) ЗА НАРУШЕНИЯ УЧАСТНИКАМИ ОПТОВОГО РЫНКА, ФСК СРОКОВ ОПЛАТЫ УСЛУГ ИНФРАСТРУКТУРНЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И (ИЛИ) МОЩНОСТИ **12.1. Предмет расчетов**  Расчет неустойки (пени) осуществляется за нарушение участниками оптового рынка, СО, ФСК одного или нескольких из следующих сроков исполнения обязательств:  …  – срока (сроков) оплаты мощности, в том числе сроков перечисления авансовых платежей, а также сроков возврата излишне уплаченных авансовых платежей, предусмотренного (-ых) договором (договорами) о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, и договором (договорами) о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии – отходов производства и потребления, за исключением отходов, полученных в процессе использования углеводородного сырья и топлива. | | 12. РАСЧЕТ И ПОРЯДОК ОПЛАТЫ НЕУСТОЙКИ (ПЕНИ) ЗА НАРУШЕНИЯ УЧАСТНИКАМИ ОПТОВОГО РЫНКА, ФСК СРОКОВ ОПЛАТЫ УСЛУГ ИНФРАСТРУКТУРНЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ, ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И (ИЛИ) МОЩНОСТИ **12.1. Предмет расчетов**  Расчет неустойки (пени) осуществляется за нарушение участниками оптового рынка, СО, ФСК одного или нескольких из следующих сроков исполнения обязательств:  …  – срока (сроков) оплаты мощности, в том числе сроков перечисления авансовых платежей, а также сроков возврата излишне уплаченных авансовых платежей, предусмотренного (-ых) договором (договорами) на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях;  – срока (сроков) оплаты мощности, в том числе сроков перечисления авансовых платежей, а также сроков возврата излишне уплаченных авансовых платежей, предусмотренного (-ых) договором (договорами) купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам;  – срока (сроков) оплаты электрической энергии, в том числе сроков перечисления авансовых платежей, предусмотренного (-ых) договором (договорами) комиссии / купли-продажи электрической энергии по регулируемым ценам;  – срока (сроков) оплаты мощности, в том числе сроков перечисления авансовых платежей, а также сроков возврата излишне уплаченных авансовых платежей, предусмотренного (-ых) договором (договорами) купли-продажи мощности по регулируемым ценам;  – срока (сроков) оплаты мощности, в том числе сроков перечисления авансовых платежей, а также сроков возврата излишне уплаченных авансовых платежей, предусмотренного (-ых) договором (договорами) о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, и договором (договорами) о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии – отходов производства и потребления, за исключением отходов, полученных в процессе использования углеводородного сырья и топлива. |
| **13.1.4.1** | **13.1.4.1. Предварительная стоимость мощности, поставляемой участником оптового рынка по договорам КОМ и договорам КОМ НГО (в том числе по договорам КОМ в целях компенсации потерь и договорам КОМ НГО в целях компенсации потерь)**  …  – сезонный коэффициент, отражающий распределение нагрузки потребления по месяцам в течение календарного года, определяемый с точностью до 11 знаков после запятой по формуле:  ,  где  – среднее за три предшествующих года совокупное пиковое потребление в ценовой зоне *z* в месяце *m*, определяемое по формуле:  ,  – максимальный совокупный почасовой объем потребления в ценовой зоне *z* в месяце *m* в год *y* в часы пиковой нагрузки *h*, определенные СО для года *Х*, в котором осуществляется поставка мощности, рассчитанный исходя из объемов потребления по ГТП потребления, отнесенным к ценовой зоне *z*, в том числе с учетом объемов потребления:   * ГТП потребления поставщика; * ГТП экспорта, включая ГТП экспорта, зарегистрированные на транзитных сечениях экспорта-импорта, соответствующих перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны).   При расчете величины  округление производится с точностью до 11 знаков после запятой.  В целях определения  часы пиковой нагрузки *h* в ценовой зоне *z*, определенные СО для года *X*, в котором осуществляется поставка мощности, используются применительно к рабочим дням, согласно производственному календарю соответствующего года *y (y* = *Х*–1, *Х*–2, *Х*–3*).*  … | | **13.1.4.1. Предварительная стоимость мощности, поставляемой участником оптового рынка по договорам КОМ и договорам КОМ НГО (в том числе по договорам КОМ в целях компенсации потерь и договорам КОМ НГО в целях компенсации потерь)**  …  – сезонный коэффициент, отражающий распределение нагрузки потребления по месяцам в течение календарного года, определяемый с точностью до 11 знаков после запятой по формуле:  ,  где  – среднее за три предшествующих года совокупное пиковое потребление в ценовой зоне *z* в месяце *m*, определяемое по формуле:  ,  – максимальный совокупный почасовой объем потребления в ценовой зоне *z* в месяце *m* в год *y* в часы пиковой нагрузки *h*, определенные СО для года *Х*, в котором осуществляется поставка мощности, рассчитанный исходя из объемов потребления по ГТП потребления, отнесенным к ценовой зоне *z*, в том числе с учетом объемов потребления:   * ГТП потребления поставщика; * ГТП экспорта, включая ГТП экспорта, зарегистрированные на транзитных сечениях экспорта-импорта, соответствующих перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны).   При расчете величины  округление производится с точностью до 11 знаков после запятой.  В целях определения  часы пиковой нагрузки *h* в ценовой зоне *z*, определенные СО для года *X*, в котором осуществляется поставка мощности, используются применительно к рабочим дням, согласно производственному календарю соответствующего года *y (y* = *Х*–1, *Х*–2, *Х*–3*).*  При этом  – при расчете в отношении периодов с 2025 по 2028 годы (включительно) в отношении второй ценовой зоны оптового рынка определяется без учета совокупного почасового объема потребления в отношении входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам;  – при расчете в отношении первой ценовой зоны не учитываются значения почасового объема потребления в отношении территорий Архангельской области и Республики Коми, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, относящиеся к периодам до 01.01.2025.  … |
| **27.1.1** | 27. ПРЕДОСТАВЛЕНИЕ УЧАСТНИКАМИ ОПТОВОГО РЫНКА – КОМИТЕНТАМИ СЧЕТОВ-ФАКТУР, ИНФОРМАЦИИ О ПОКАЗАТЕЛЯХ СЧЕТОВ-ФАКТУР И КОПИЙ СЧЕТОВ-ФАКТУР ПО ДОГОВОРАМ КОМИССИИ НА РСВ, БР и НЦЗ27.1. Порядок предоставления участниками оптового рынка – комитентами счетов-фактур, информации о показателях счетов-фактур и копий счетов-фактур27.1.1. Порядок предоставления участниками оптового рынка – комитентами информации о показателях счетов-фактур на электрическую энергию, переданную комитентом на комиссию ЦФР и проданную последним покупателям на оптовом рынке В случае если:  а) счет-фактура не включен в перечень электронных документов, обмен которыми осуществляется в рамках заключенного между комиссионером и комитентом соглашения об обмене документами в электронной форме через операторов электронного документооборота; или  б) счет-фактура в соответствии с условиями заключенного между комиссионером и комитентом соглашения об обмене документами в электронной форме через операторов электронного документооборота направляется на бумажном носителе; или  в) между комитентом и ЦФР не заключено Соглашение об обмене документами в электронной форме через операторов электронного документооборота,  то в соответствии с условиями договоров комиссии на РСВ, договоров комиссии на БР, договоров комиссии НЦЗ комитент направляет ЦФР не позднее 21-го числа месяца, следующего за расчетным периодом, информацию о показателях счетов-фактур в электронном виде с использованием ЭП в соответствии с формой, предусмотренной приложением 27.1 к настоящему Регламенту, посредством ПО «АРМ Участника».  ЦФР осуществляет проверку представленной комитентом информации о показателях счетов-фактур и в течение одного рабочего дня после ее получения по результатам проверки уведомляет комитента о принятии/непринятии ЦФР информации о показателях счетов-фактур в электронном виде с использованием ЭП по форме приложения 27.2 к настоящему Регламенту путем размещения уведомления на официальном сайте КО в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом. В случае получения данной информации до поступления в ЦФР реестров обязательств/требований по договорам купли-продажи / комиссии от КО срок, установленный для размещения уведомления, исчисляется с даты получения указанных реестров.  …  Если в расчетном периоде комитент не совершал сделок по продаже электрической энергии, передаваемой ЦФР по договору комиссии на РСВ, по договору комиссии на БР и по договору комиссии НЦЗ, то факт получения/неполучения от комитента информации о показателях счетов-фактур ЦФР не фиксируется и ЦФР не публикует Уведомление о неполучении ЦФР информации о показателях счетов-фактур комитентов в электронном виде с использованием электронной подписи по форме приложения 27.3 к настоящему Регламенту. | | 27. ПРЕДОСТАВЛЕНИЕ УЧАСТНИКАМИ ОПТОВОГО РЫНКА – КОМИТЕНТАМИ СЧЕТОВ-ФАКТУР, ИНФОРМАЦИИ О ПОКАЗАТЕЛЯХ СЧЕТОВ-ФАКТУР И КОПИЙ СЧЕТОВ-ФАКТУР ПО ДОГОВОРАМ КОМИССИИ НА РСВ, БР и НЦЗ27.1. Порядок предоставления участниками оптового рынка – комитентами счетов-фактур, информации о показателях счетов-фактур и копий счетов-фактур27.1.1. Порядок предоставления участниками оптового рынка – комитентами информации о показателях счетов-фактур на электрическую энергию, переданную комитентом на комиссию ЦФР и проданную последним покупателям на оптовом рынке В случае если:  а) счет-фактура не включен в перечень электронных документов, обмен которыми осуществляется в рамках заключенного между комиссионером и комитентом соглашения об обмене документами в электронной форме через операторов электронного документооборота; или  б) счет-фактура в соответствии с условиями заключенного между комиссионером и комитентом соглашения об обмене документами в электронной форме через операторов электронного документооборота направляется на бумажном носителе; или  в) между комитентом и ЦФР не заключено Соглашение об обмене документами в электронной форме через операторов электронного документооборота,  то в соответствии с условиями договоров комиссии на РСВ, договоров комиссии на БР, договоров комиссии на продажу электрической энергии по регулируемым ценам и договоров комиссии НЦЗ комитент направляет ЦФР не позднее 21-го числа месяца, следующего за расчетным периодом, информацию о показателях счетов-фактур в электронном виде с использованием ЭП в соответствии с формой, предусмотренной приложением 27.1 к настоящему Регламенту, посредством ПО «АРМ Участника».  ЦФР осуществляет проверку представленной комитентом информации о показателях счетов-фактур и в течение одного рабочего дня после ее получения по результатам проверки уведомляет комитента о принятии/непринятии ЦФР информации о показателях счетов-фактур в электронном виде с использованием ЭП по форме приложения 27.2 к настоящему Регламенту путем размещения уведомления на официальном сайте КО в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом. В случае получения данной информации до поступления в ЦФР реестров обязательств/требований по договорам купли-продажи / комиссии от КО срок, установленный для размещения уведомления, исчисляется с даты получения указанных реестров.  …  Если в расчетном периоде комитент не совершал сделок по продаже электрической энергии, передаваемой ЦФР по договору комиссии на РСВ, по договору комиссии на БР, по договору комиссии на продажу электрической энергии по регулируемым ценам и по договору комиссии НЦЗ, то факт получения/неполучения от комитента информации о показателях счетов-фактур ЦФР не фиксируется и ЦФР не публикует Уведомление о неполучении ЦФР информации о показателях счетов-фактур комитентов в электронном виде с использованием электронной подписи по форме приложения 27.3 к настоящему Регламенту. |
| **27.1.2** | 27.1.2. Порядок предоставления комитентами оригиналов счетов-фактур на бумажном носителе и копий счетов-фактур Комитент в соответствии с условиями договоров комиссии на РСВ, договоров комиссии на БР, договоров комиссии НЦЗ, в случае если:  а) счет-фактура не включен в перечень электронных документов, обмен которыми осуществляется в рамках заключенного между комиссионером и комитентом соглашения об обмене документами в электронной форме через операторов электронного документооборота; или … Если в расчетном периоде комитент не совершал сделок по продаже электрической энергии, передаваемой ЦФР по договору комиссии на РСВ, по договору комиссии на БР и по договору комиссии НЦЗ, то факт получения/неполучения оригиналов счетов-фактур комитента на бумажном носителе с подписью уполномоченных лиц и их принятия/непринятия ЦФР не фиксируется и ЦФР не публикует Уведомление о получении/неполучении ЦФР счетов-фактур комитентов на бумажном носителе и их принятии/непринятии в электронном виде с использованием электронной подписи по форме приложения 27.4 к настоящему Регламенту.  … | | 27.1.2. Порядок предоставления комитентами оригиналов счетов-фактур на бумажном носителе и копий счетов-фактур Комитент в соответствии с условиями договоров комиссии на РСВ, договоров комиссии на БР, договоров комиссии на продажу электрической энергии по регулируемым ценам и договоров комиссии НЦЗ, в случае если:  а) счет-фактура не включен в перечень электронных документов, обмен которыми осуществляется в рамках заключенного между комиссионером и комитентом соглашения об обмене документами в электронной форме через операторов электронного документооборота; или … Если в расчетном периоде комитент не совершал сделок по продаже электрической энергии, передаваемой ЦФР по договору комиссии на РСВ, по договору комиссии на БР, по договору комиссии на продажу электрической энергии по регулируемым ценам и по договору комиссии НЦЗ, то факт получения/неполучения оригиналов счетов-фактур комитента на бумажном носителе с подписью уполномоченных лиц и их принятия/непринятия ЦФР не фиксируется и ЦФР не публикует Уведомление о получении/неполучении ЦФР счетов-фактур комитентов на бумажном носителе и их принятии/непринятии в электронном виде с использованием электронной подписи по форме приложения 27.4 к настоящему Регламенту.  … |
| **27.1.3** | 27.1.3. Порядок предоставления комитентами счетов-фактур в электронной форме через операторов электронного документооборота Комитент в соответствии с условиями договоров комиссии на РСВ, договоров комиссии на БР, договоров комиссии НЦЗ, в случае если в соответствии с условиями заключенного Соглашения об обмене документами в электронной форме через операторов электронного документооборота между комитентом и ЦФР предусмотрено направление счета-фактуры в электронной форме, направляет ЦФР в срок не позднее 21-го числа месяца, следующего за расчетным периодом, счета-фактуры на электрическую энергию, переданную комитентом на комиссию ЦФР и проданную последним покупателям на оптовом рынке, в электронной форме через операторов электронного документооборота.  ЦФР не принимает счета-фактуры комитентов, направленные в электронной форме через операторов электронного документооборота в случае, если:  – дата счета-фактуры в соответствующем поле не соответствует последней календарной дате отчетного периода;  – информация о ИНН покупателя и о количестве, стоимости и НДС реализованной данному покупателю электроэнергии не соответствует информации, отраженной в приложении к отчету комиссионера или в акте приема-передачи электроэнергии, полученном от ЦФР.  ЦФР не позднее 20-го числа месяца, следующего за расчетным, публикует на сайте КО, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом, макет сводного счета-фактуры в формате xml, утвержденном ФНС РФ, содержащий информацию о реализации электроэнергии комитента комиссионером в соответствии с данными, отраженными в приложении к отчету комиссионера.  По состоянию на 21-е число месяца, следующего за расчетным, ЦФР фиксирует факт получения/неполучения от комитента счетов-фактур, направленных в электронной форме через операторов электронного документооборота, и их принятия/непринятия и не позднее 24-го числа месяца, следующего за расчетным, публикует в персональном разделе участника оптового рынка на официальном сайте КО для комитентов Уведомление о получении/неполучении счетов-фактур комитентов в электронной форме через операторов электронного документооборота и их принятии/непринятии ЦФР в электронном виде с использованием электронной подписи по форме приложения 27.7 к настоящему Регламенту.  Если в расчетном периоде комитент не совершал сделок по продаже электрической энергии, передаваемой ЦФР по договору комиссии на РСВ, по договору комиссии на БР и по договору комиссии НЦЗ, то факт получения/неполучения счетов-фактур комитента в электронной форме через операторов электронного документооборота и их принятия/непринятия ЦФР не фиксируется, и ЦФР не публикует Уведомление о получении/неполучении счетов-фактур комитентов в электронной форме через операторов электронного документооборота и их принятии/непринятии ЦФР в электронном виде с использованием электронной подписи по форме приложения 27.7 к настоящему Регламенту. | | 27.1.3. Порядок предоставления комитентами счетов-фактур в электронной форме через операторов электронного документооборота Комитент в соответствии с условиями договоров комиссии на РСВ, договоров комиссии на БР, договоров комиссии на продажу электрической энергии по регулируемым ценам и договоров комиссии НЦЗ, в случае если в соответствии с условиями заключенного Соглашения об обмене документами в электронной форме через операторов электронного документооборота между комитентом и ЦФР предусмотрено направление счета-фактуры в электронной форме, направляет ЦФР в срок не позднее 21-го числа месяца, следующего за расчетным периодом, счета-фактуры на электрическую энергию, переданную комитентом на комиссию ЦФР и проданную последним покупателям на оптовом рынке, в электронной форме через операторов электронного документооборота.  ЦФР не принимает счета-фактуры комитентов, направленные в электронной форме через операторов электронного документооборота в случае, если:  – дата счета-фактуры в соответствующем поле не соответствует последней календарной дате отчетного периода;  – информация о ИНН покупателя и о количестве, стоимости и НДС реализованной данному покупателю электроэнергии не соответствует информации, отраженной в приложении к отчету комиссионера или в акте приема-передачи электроэнергии, полученном от ЦФР.  ЦФР не позднее 20-го числа месяца, следующего за расчетным, публикует на сайте КО, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом, макет сводного счета-фактуры в формате xml, утвержденном ФНС РФ, содержащий информацию о реализации электроэнергии комитента комиссионером в соответствии с данными, отраженными в приложении к отчету комиссионера.  По состоянию на 21-е число месяца, следующего за расчетным, ЦФР фиксирует факт получения/неполучения от комитента счетов-фактур, направленных в электронной форме через операторов электронного документооборота, и их принятия/непринятия и не позднее 24-го числа месяца, следующего за расчетным, публикует в персональном разделе участника оптового рынка на официальном сайте КО для комитентов Уведомление о получении/неполучении счетов-фактур комитентов в электронной форме через операторов электронного документооборота и их принятии/непринятии ЦФР в электронном виде с использованием электронной подписи по форме приложения 27.7 к настоящему Регламенту.  Если в расчетном периоде комитент не совершал сделок по продаже электрической энергии, передаваемой ЦФР по договору комиссии на РСВ, по договору комиссии на БР, по договору комиссии на продажу электрической энергии по регулируемым ценам и по договору комиссии НЦЗ, то факт получения/неполучения счетов-фактур комитента в электронной форме через операторов электронного документооборота и их принятия/непринятия ЦФР не фиксируется, и ЦФР не публикует Уведомление о получении/неполучении счетов-фактур комитентов в электронной форме через операторов электронного документооборота и их принятии/непринятии ЦФР в электронном виде с использованием электронной подписи по форме приложения 27.7 к настоящему Регламенту. |
| **27.2.1** | 27.2. Расчет и порядок оплаты штрафа за нарушение сроков и порядка направления счетов-фактур, информации о показателях счетов-фактур и копий счетов-фактур27.2.1. Предмет расчетов Расчет штрафа за нарушение комитентом сроков и порядка предоставления счетов-фактур и (или) информации о показателях счетов-фактур и (или) копий счетов-фактур осуществляется в случае нарушения комитентом своих обязательств по договору комиссии на РСВ, и (или) договору комиссии на БР, и (или) договору комиссии НЦЗ, связанных с нарушением сроков и порядка направления счетов-фактур, а именно: … | | 27.2. Расчет и порядок оплаты штрафа за нарушение сроков и порядка направления счетов-фактур, информации о показателях счетов-фактур и копий счетов-фактур27.2.1. Предмет расчетов Расчет штрафа за нарушение комитентом сроков и порядка предоставления счетов-фактур и (или) информации о показателях счетов-фактур и (или) копий счетов-фактур осуществляется в случае нарушения комитентом своих обязательств по договору комиссии на РСВ, и (или) договору комиссии на БР, и (или) по договору комиссии на продажу электрической энергии по регулируемым ценам, и (или) по договору комиссии НЦЗ, связанных с нарушением сроков и порядка направления счетов-фактур, а именно:  … |
| **30** | **Добавить раздел** | **30. РАСЧЕТ ФИНАНСОВЫХ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ/ТРЕБОВАНИЙ И ПОРЯДОК ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ПО ДОГОВОРАМ КУПЛИ-ПРОДАЖИ (ПОСТАВКИ) МОЩНОСТИ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ НА ОТДЕЛЬНЫХ ТЕРРИТОРИЯХ, РАНЕЕ ОТНОСИВШИХСЯ К НЕЦЕНОВЫМ ЗОНАМ** 30.1. Расчет авансовых и фактических обязательств/требований30.1.1. Предмет расчетов Расчет финансовых обязательств/требований по покупке/продаже мощности осуществляется для участников оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе для организаций, осуществляющих экспортно-импортные операции, а также ФСК.  Предметом финансовых расчетов являются финансовые обязательства/требования участников оптового рынка за мощность, купленную/проданную по договорам купли-продажи (поставки) мощности генерирующих объектов, функционирующих на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам (Приложение № Д 24.5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) (далее в настоящем разделе – договоры купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам). 30.1.2. Даты платежей Покупатель обязан осуществлять оплату мощности по заключенным им договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам в размере, определенном в соответствии с настоящим Регламентом.  Датами платежей по авансовым обязательствам *d* являются 14-е и 28-е числа расчетного месяца. Датой платежей по итоговым обязательствам/требованиям за мощность является 21-е число месяца, следующего за расчетным. В отношении расчетного периода = январь датой авансовых платежей *d* является 28 января.  Платежи проводятся в указанные даты платежа, если они являются рабочими днями, в противном случае – в первый рабочий день после указанной даты платежа.  **30.1.3. Перечень определений и сокращений**   |  |  | | --- | --- | | **Величина** | **Определение величины или термина** | |  | отдельные территории ценовых зон, ранее относившиеся к неценовым зонам:  для территории Республики Коми, за исключением территорий, технологически не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами;  для территории Архангельской области, за исключением территорий, технологически не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами;  для территории Дальнего Востока, в которую объединены Республика Саха (Якутия), Приморский край, Хабаровский край, Амурская область, Еврейская автономная область, за исключением территорий, технологически не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами | |  | множество субъектов Российской Федерации, которые относятся к отдельным территориям ценовых зон, ранее относившимся к неценовым зонам | |  | множество ГТП, в которое на период с 01.01.2025 до 31.12.2027 (в отношении входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, до 31.12.2028) включаются ГТП генерации *p* в расчетном месяце *m,* зарегистрированные в отношении отдельных территорий , ранее относившихся к неценовым зонам | |  | множество ГТП, в которое на период с 01.01.2025 до 31.12.2027 (в отношении входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, до 31.12.2028) включаются ГТП потребления (экспорта) *q* в расчетном месяце *m,* зарегистрированные в отношении отдельных территорий , ранее относившихся к неценовым зонам |  30.1.4. Расчет авансовых финансовых обязательств/требований Расчет авансовых обязательств/требований осуществляется по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам.  Пропорциональное распределение величин, указанных в данном пункте, осуществляется в соответствии с алгоритмом, прописанным в приложении 90 к настоящему Регламенту.  **30.1.4.1. Расчет предварительных авансовых обязательств/требований участников оптового рынка и ФСК по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам**  а) Величина предварительных авансовых обязательств в отношении ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* в месяце *m* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам рассчитывается следующим образом:  .  Величина предварительных авансовых обязательств ФСК в месяце *m* по территории субъекта Российской Федерации *f* (в случае если два и более субъекта Российской Федерации отнесены к одному энергорайону, то в рамках 30 раздела настоящего Регламента в качестве *f* используется указанный энергорайон) по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам рассчитывается по формуле:  ,  где – объем мощности, используемый для расчета авансовых обязательств в отношении ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z* (для *z* = вторая ценовая зона , где *sz =* 3) по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, определенный в соответствии с п. 8.10 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – объем мощности, используемый для расчета авансовых обязательств ФСК в расчетном месяце *m* по территории субъекта Российской Федерации *f*, отнесенного к ценовой зоне *z* (для *z* = вторая ценовая зона *,* где *sz =* 3) по договору купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, определенный в соответствии с п. 8.10 *Регламента* *определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – цена мощности, определяемая в соответствии с пунктом 13.1.4.2 настоящего Регламента. При этом в году поставки *Х*, в отношении которого конкурентный отбор мощности проводился в году *Х*–1, для расчета авансовых обязательств/требований = 1. При расчете в соответствии с пунктом 13.1.4.2 настоящего Регламента в целях расчета авансовых обязательств/требований в отношении расчетного месяца *m* = январь коэффициент индексации определяется равным , где – коэффициент индексации, определенный в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента, для года *X*–1, где *X* – год, которому принадлежит расчетный период *m*;  – сезонный коэффициент, отражающий распределение нагрузки потребления по месяцам в течение календарного года, определяемый в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента (в отношении расчетного месяца *m* = январь применяется = 1).  Величина суммарных предварительных авансовых обязательств в месяце *m* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам в ценовой зоне *z* рассчитывается следующим образом:  .  б) Величина предварительных авансовых требований участника оптового рынка *i* в месяце *m* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам в отношении ГТП генерации *p* рассчитывается следующим образом (с учетом особенностей, предусмотренных настоящим пунктом):  ,  где  – цена мощности, определяемая в соответствии с подпунктом «а» настоящего пункта настоящего Регламента;  – объем мощности, используемый для расчета авансовых требований в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* по продаже мощности в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z* (для *z* = первая ценовая зона, где *sz =* 1 или *sz = 2*; для *z* = вторая ценовая зона , где *sz =* 3) по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, определенный в соответствии с п. 8.10 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  Величина суммарных предварительных авансовых требований в месяце *m* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам в ценовой зоне *z* рассчитывается следующим образом: .30.1.4.2. Расчет авансовых обязательств участников оптового рынка и ФСК по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам Если , то  – величина авансовых обязательств в отношении ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* в месяце *m* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам рассчитывается по формуле:  ,  – величина авансовых обязательств ФСК в месяце *m* по территории субъекта Российской Федерации *f* по договору купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам рассчитывается по формуле:  .  Если , то  – величина авансовых обязательств в отношении ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* в месяце *m* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам рассчитывается по формуле:  ,  – величина авансовых обязательств ФСК в месяце *m* по территории субъекта Российской Федерации *f* по договору купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам рассчитывается по формуле:  .  На дату платежа *d* величина авансовых обязательств в отношении ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* в месяце *m* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам рассчитывается следующим образом:  На дату платежа *d* совокупная величина авансового обязательства участника оптового рынка *j* в ценовой зоне *z* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам определяется по формуле:  На дату платежа *d* величина авансовых обязательств ФСК в месяце *m* по территории субъекта Российской Федерации *f* по договору купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам рассчитывается следующим образом:  На дату платежа *d* совокупная величина авансовых обязательств ФСК в месяце *m* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам в ценовой зоне *z* определяется по формуле:  ,  где *j* – ФСК.  Округление при расчете величин, указанных в данном пункте, осуществляется в соответствии с приложением 90 настоящего Регламента.  Пропорциональное распределение величин, указанных в данном пункте, осуществляется в соответствии с алгоритмом, прописанным в приложении 90 настоящего Регламента.  Небаланс, вызванный погрешностью округления при расчете авансовых обязательств, относится на величину авансового обязательства, приходящуюся на первую дату платежа по авансовым обязательствам. 30.1.4.3. Расчет авансовых требований поставщиков по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам Если , то величина авансовых требований участника оптового рынка *i* в месяце *m* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам в отношении ГТП генерации *p* рассчитывается следующим образом:  .  Если , то величина авансовых требований участника оптового рынка *i* в месяце *m* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам в отношении ГТП генерации *p* рассчитывается следующим образом:  .  На дату платежа *d* величина авансовых требований участника оптового рынка *i* в месяце *m* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам в отношении ГТП генерации *p* рассчитывается следующим образом:  .  На дату платежа *d* совокупная величина авансовых требований участника оптового рынка *i* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам в отношении всех ГТП генерации *p*:  .  Небаланс, вызванный погрешностью округления при расчете авансовых требований, относится на величину авансового требования, приходящуюся на первую дату платежа по авансовым требованиям.  **Определение авансовых обязательств/требований по договору купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам**  По итогам установления контрагентов по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам определяется:  – размер авансового обязательства покупателя *j* или ФСК перед поставщиком *i* в месяце *m* по договору *D*, заключенному в отношении всех ГТП генерации *p* поставщика *i.*  Основными принципами определения контрагентов авансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам *D* является соблюдение следующих условий:  При этом величина где *i* = *j*, не учитывается при формировании реестров авансовых обязательств/требований, определенных в пунктах 30.1.6 и 30.1.7 настоящего Регламента.  Пропорциональное распределение величин, указанных в данном пункте, осуществляется в соответствии с алгоритмом, прописанным в приложении 90 к настоящему Регламенту.  **30.1.5. Расчет фактических финансовых обязательств/требований**  **30.1.5.1.** **Предварительная стоимость мощности, поставляемой участником оптового рынка по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам**  Предварительная стоимость мощности, поставляемой участником оптового рынка в ГТП генерации *p*, в месяце *m* в ценовой зоне *z* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам рассчитывается по формуле:  ,  где – объем мощности, поставляемой в ГТП генерации *p* участником оптового рынка *i* в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z* (для *z* = первая ценовая зона, где *sz =* 1 или *sz =* 2; для *z* = вторая ценовая зона , где *sz =* 3) по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, определенный в соответствии с п. 4.11 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – цена мощности, цена мощности, поставляемой в ГТП генерации *p* в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z* (для *z* = первая ценовая зона, где *sz =* 1 или *sz =* 2; для *z* = вторая ценовая зона , где *sz =* 3) по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, определяемая в соответствии со следующей формулой (с учетом математического округления с точностью до одиннадцати знаков после запятой):  где – цена мощности, определяемая в соответствии с пунктом 30.1.4.1 настоящего Регламента;  – величина компенсации затрат на производство электрической энергии и мощности за предшествующие периоды регулирования, определяемая в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* в расчетном месяце *m* для ценовой зоны *z* (для *z* = первая ценовая зона, где *sz =* 1 или *sz =* 2; для *z* = вторая ценовая зона , где *sz =* 3) в соответствии со следующей формулой:  где – размер средств, отражающий отличие фактически понесенных поставщиком затрат на производство электрической энергии и мощности от плановых значений, учтенных при установлении тарифов на продажу электрической энергии и мощности на предшествующие периоды регулирования, утвержденный решением Правительства Российской Федерации в отношении поставщика мощности *i* в расчетном месяце *m* для ценовой зоны *z* (для *z* = первая ценовая зона, где *sz =* 1 или *sz =* 2; для *z* = вторая ценовая зона , где *sz =* 3)*.*  В целях расчета фактических обязательств по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам используется значение , утвержденное решением Правительства Российской Федерации, вступившим в силу не позднее последнего числа месяца *m*.  В случае если в отношении поставщика мощности *i* в расчетном месяце *m* для ценовой зоны *z* решением Правительства Российской Федерации не установлен, то = 0.  При расчете величины округление производится методом математического округления с точностью до одинндцати знаков после запятой с учетом возможности средств отображения (Microsoft Excel).  В случае если , то .  – сезонный коэффициент, отражающий распределение нагрузки потребления по месяцам в течение календарного года, определяемый в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента;  Предварительная стоимость мощности, поставляемой участником оптового рынка *i* в месяце *m* в ценовой зоне *z* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, рассчитывается по формуле:  .  **30.1.5.2. Предварительная стоимость мощности, приобретаемой участником оптового рынка и ФСК по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам**  **а)** **Предварительная стоимость мощности, приобретаемой в месяце *m* участником оптового рынка *j*** в отношении ГТП потребления (экспорта) *q* ценовой зоны *z* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, рассчитывается по формуле:  .  Предварительная стоимость покупки мощности в месяце *m* для ФСК по территории субъекта Российской Федерации *f* ценовой зоны *z* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам рассчитывается по формуле:  ,  где – объем мощности, покупаемый в ГТП потребления (экспорта) *q* участником оптового рынка *j* в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z* (для *z* = вторая ценовая зона , где *sz =* 3) по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, определенный в соответствии с п. 3.11 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – объем мощности, покупаемый ФСК по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам в расчетном месяце *m* по территории субъекта Российской Федерации *f* ценовой зоны *z* (для *z* = вторая ценовая зона *,* где *sz =* 3), определенный в соответствии с п. 3.11 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 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 настоящего Регламента;  – цена мощности, определенная в соответствии с пунктом 30.1.4.1 настоящего Регламента в отношении расчетного месяца *m.*  Предварительная стоимость мощности, потребляемой в месяце *m* участником оптового рынка *j* в ценовой зоне *z* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, рассчитывается по формуле:  .  Предварительная стоимость покупки мощности в месяце *m* ФСК в ценовой зоне *z* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам рассчитывается по формуле:  .  **б)** **В случае если в месяце *m* фактически поставленный объем мощности в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *j* меньше объема мощности, поставляемого участником оптового рынка *j* в ГТП генерации *p* на оптовый рынок по регулируемым договорам,** то стоимость покупки мощности участником оптового рынка *j* в ГТП генерации *p* в месяце *m* определяется по формуле:  ,  где *k* – номер пакета регулируемых договоров с одинаковой ценой (тарифом) на мощность по регулируемым договорам, равной ;  – цена мощности, определенная в соответствии с пунктом 30.1.4.1 настоящего Регламента в отношении расчетного месяца *m;*  – регулируемая цена (тариф) на мощность поставщика для продажи на оптовом рынке по регулируемым договорам пакета *k* регулируемых договоров на месяц *m*;  – множество регулируемых договоров пакета *k* регулируемых договоров с одинаковой ценой (тарифом) на мощность по регулируемым договорам, равной , заключенных поставщиком *j* по ГТП генерации *p*;  *N* – количество множеств ;  – объем мощности, равный превышению обязательств участника оптового рынка *j* в ГТП генерации *p* по поставке мощности на оптовый рынок по регулируемым договорам над фактически поставленным объемом мощности в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z* (для *z* = первая ценовая зона, где *sz =* 1 или *sz =* 2; для *z* = вторая ценовая зона , где *sz =* 3), приходящийся на каждый из пакетов регулируемых договоров , определенный в соответствии с *Регламентом определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  Стоимость покупки мощности участником оптового рынка *j* в месяце *m* в ценовой зоне *z*, в случае если в месяце *m* фактически поставленный объем мощности меньше объема мощности, поставляемого на оптовый рынок по регулируемым договорам, определяется по формуле:  . 30.1.5.3. Несоответствие обязательств и требований, возникающее при продаже/покупке мощности по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, и его учет при определении итоговой стоимости покупки мощности 1. Сумма несоответствия предварительных обязательств и требований участников оптового рынка – покупателей и поставщиков, рассчитанных исходя из цен по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам периода *m*, определяется по формуле:  ,  ,  где величина соответствует превышению предварительных финансовых обязательств покупателей по покупке мощности по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам над предварительными финансовыми требованиями поставщиков при продаже мощности по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам;  величина соответствует превышению предварительных финансовых требований поставщиков при продаже мощности по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам над предварительными финансовыми обязательствами покупателей по покупке мощности по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам;  – предварительная стоимость мощности, потребляемой в месяце *m* участником оптового рынка *j* и ФСКв ценовой зоне *z* (для *z* = вторая ценовая зона , где *sz =* 3) по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, рассчитанная в соответствии с пунктом 30.1.5.2 настоящего Регламента;  – стоимость покупки мощности участником оптового рынка *j* в месяце *m* в ценовой зоне *z* (для *z* = первая ценовая зона, где *sz =* 1 или *sz =* 2; для *z* = вторая ценовая зона , где *sz =* 3), в случае если в месяце *m* фактически поставленный объем мощности такого участника оптового рынка *j* меньше объема мощности, поставляемого на оптовый рынок по регулируемым договорам, рассчитанная в соответствии с пунктом 30.1.5.2 настоящего Регламента;  – предварительная стоимость мощности, поставленной участником оптового рынка *i* в месяце *m* в ценовой зоне *z* (дл*я z =* первая ценовая зонав отношении *sz =* 1 и (или) *sz =* 2; для *z =* вторая ценовая зонав отношении *sz =* 3) по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам*,* рассчитанная в соответствии с пунктом 30.1.5.1 настоящего Регламента.  2. Составляющая суммы несоответствия предварительных обязательств и требований участников оптового рынка – покупателей и поставщиков в ценовой зоне *z*, рассчитывается следующим образом:  – если , то  ;  ,  – если , то  ;  ,  где – часть суммы превышения предварительных финансовых обязательств покупателей по покупке мощности по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам над предварительными финансовыми требованиями поставщиков при продаже мощности по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам;  – часть суммы превышения предварительных финансовых требований поставщиков при продаже мощности по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам над предварительными финансовыми обязательствами покупателей по покупке мощности по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам.  3. Величина учитывается при определении:  – стоимости мощности, покупаемой в месяце *m* участником оптового рынка *j* в отношении ГТП потребления (экспорта) *q* ценовой зоны *z* (для *z* = вторая ценовая зона , где *sz =* 3) по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, путем увеличения предварительной стоимости мощности , рассчитанной в соответствии с пунктом 30.1.5.2 настоящего Регламента, на величину , :  ;  – стоимости покупки мощности в месяце *m* для ФСК по территории субъекта Российской Федерации *f* ценовой зоны *z* (для *z* = вторая ценовая зона *,* где *sz =* 3) по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам путем увеличения предварительной стоимости покупки мощности , рассчитанной в соответствии с пунктом 30.1.5.2 настоящего Регламента, на величину , (для *z* = вторая ценовая зона *,* где *sz =*3):  Пропорциональное распределение осуществляется в соответствии с алгоритмом, указанным в приложении 90 настоящего Регламента.  В распределении величин участвуют ГТП потребления *q* (экспорта) и субъекты Российской Федерации *f,* для которых в соответствии с п. 3.11 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)* ненулевые величины и соответственно.  – нерегулируемая часть объема фактического пикового потребления электрической энергии ГТП потребления (экспорта) *q,* расположенной в ценовой зоне *z* (для *z* = вторая ценовая зона , где *sz =* 3), участника оптового рынка *j*, определенная в отношении расчетного месяца *m* в соответствии с п. 2.1.2 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – объем фактического пикового потребления ФСК в субъекте Российской Федерации *f*, отнесенном к ценовой зоне *z*(для *z* = вторая ценовая зона *,* где *sz =* 3), в отношении расчетного месяца *m,* определенный в соответствии с п. 2.2.1 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  4. Величина учитывается следующим образом.  а) Если возможно совокупное снижение на величину предварительной стоимости покупки мощности в ценовой зоне *z* таким образом, чтобы при этом стоимость покупаемого в отношении каждой ГТП потребления (экспорта) *q* и каждой территории субъекта Российской Федерации *f* объема мощности составляла не менее 1 рубля, т.е. если выполняется условие:  ,  то величина учитывается при определении:  – стоимости мощности, приобретаемой в месяце *m* участником оптового рынка *j* в отношении ГТП потребления (экспорта) *q* ценовой зоны *z* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, путем уменьшения предварительной стоимости мощности , рассчитанной в соответствии с пунктом 30.1.5.2 настоящего Регламента, на величину ;  – стоимости покупки мощности в месяце *m* для ФСК по территории субъекта Российской Федерации *f* ценовой зоны *z* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам путем уменьшения предварительной стоимости покупки мощности , рассчитанной в соответствии с пунктом 30.1.5.2 настоящего Регламента, на величину .  Величины , рассчитываются в следующем порядке:  **Шаг 1**  Для каждой ГТП потребления (экспорта) *q* в ценовой зоне *z* (для *z* = вторая ценовая зона *,* где *sz =* 3) рассчитывается величина :  .  В отношении каждого субъекта Российской Федерации *f* в ценовой зоне *z* (для *z* = вторая ценовая зона *,* где *sz =* 3) рассчитывается величина :  .  Пропорциональное распределение осуществляется в соответствии с алгоритмом, указанным в приложении 90 настоящего Регламента.  В распределении величин в соответствии с подпунктом 4а настоящего пункта участвуют ГТП потребления *q* (экспорта) и территории субъекта Российской Федерации *f,* для которых в соответствии с п. 3.11 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) определены ненулевые величины и соответственно.  ГТП потребления (экспорта) *q*, для которых выполняется условие:  ,  и субъекты Российской Федерации *f*, для которых выполняется условие:  ,  объединяются в подмножество .  Величина для определяется по формуле:  .  Величина для определяется по формуле:  .  Рассчитывается оставшаяся часть от , которая должна быть распределена между элементами, не входящими в подмножество .  .  **Шаг *k***  Для каждой ГТП потребления (экспорта) в ценовой зоне *z* (для *z* = вторая ценовая зона *,* где *sz =* 3) рассчитывается величина :  .  В отношении каждого субъекта Российской Федерации в ценовой зоне *z* рассчитывается величина :  .  Пропорциональное распределение осуществляется в соответствии с алгоритмом, указанным в приложении 90 настоящего Регламента.  ГТП потребления (экспорта) *q*, для которых выполняется условие:  ,  и субъекты Российской Федерации *f*, для которых выполняется условие:  ,  объединяются в подмножество .  Величина для определяется по формуле:  .  Величина для определяется по формуле:  Рассчитывается оставшаяся часть от , которая должна быть распределена между элементами, не входящими в объединение подмножеств :  .  Описанные шаги повторяются до тех пор, пока на шаге *L* для всех элементов, не входящих в объединение подмножеств :  – в отношении ГТП потребления (экспорта) *q* выполняется условие:  ;  – в отношении субъекта Российской Федерации *f* выполняется условие:  .  Тогда для : ;  для : .  Таким образом, по итогам применения описанного алгоритма определяются величины , :  – в отношении ГТП потребления (экспорта) *q* в ценовой зоне *z* (для *z* = вторая ценовая зона *,* где *sz =* 3):  ;  – в отношении субъекта Российской Федерации *f* в ценовой зоне *z*:  .  б) Если величина превышает возможное снижение предварительной стоимости покупки мощности в ценовой зоне *z*, т.е. если выполняется условие:  то величина разделяется на 2 составляющие: и таким образом, чтобы при увеличении требований продавцов при продаже мощности по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам в совокупности на величину величина соответствовала максимально возможному снижению стоимости мощности для покупателей и ФСК:  .  Величина учитывается при определении:  – стоимости мощности, покупаемой в месяце *m* участником оптового рынка *j* в отношении ГТП потребления (экспорта) *q* ценовой зоны *z* (для *z* = вторая ценовая зона , где *sz =* 3) по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, путем уменьшения предварительной стоимости мощности , рассчитанной в соответствии с пунктом 30.1.5.2 настоящего Регламента, на величину ;  – стоимости покупки мощности в месяце *m* для ФСК по территории субъекта Российской Федерации *f* ценовой зоны *z* (для *z* = вторая ценовая зона *,* где *sz =* 3) по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам путем уменьшения предварительной стоимости покупки мощности , рассчитанной в соответствии с пунктом 30.1.5.2 настоящего Регламента, на величину .  Величины , определяются по формулам:  ,  .  Величина учитывается при определении стоимости мощности, поставляемой участником оптового рынка *i* в ГТП генерации *p* (с учетом особенностей, предусмотренных настоящим пунктом), в месяце *m* в ценовой зоне *z* (для *z* = первая ценовая зона, где *sz =* 1 или *sz =* 2; для *z* = вторая ценовая зона , где *sz =* 3) по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, заключенным в отношении такой ГТП генерации *p*, путем увеличения предварительной стоимости мощности , рассчитанной в соответствии с пунктом 30.1.5.1 настоящего Регламента, на величину , , определенную по формуле:  .  Пропорциональное распределение осуществляется в соответствии с алгоритмом, указанным в приложении 90 настоящего Регламента.  5. По итогам учета суммы несоответствия предварительных обязательств и требований участников оптового рынка – покупателей (в том числе ФСК) и поставщиков при покупке и продаже мощности по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам рассчитываются:  *–* итоговые финансовые требования участника оптового рынка *i* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам в отношении ГТП генерации *p*.  ;  – итоговые финансовые обязательства участника оптового рынка *j* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам в отношении ГТП потребления (экспорта) *q:*  .  – итоговые финансовые обязательства ФСК по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам в отношении субъекта Российской Федерации *f:*  .  Совокупная сумма несоответствия предварительных обязательств и требований по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, учтенная в отношении:  – ГТП генерации *p*,определяется по формуле:  ;  – ГТП потребления (экспорта) *q*, определяется по формуле:  ;  – субъекта Российской Федерации *f:*  .  Для целей формирования уведомлений и реестров, направляемых в соответствии с пунктами 30.1.6 и 30.1.7 настоящего регламента, рассчитываются указанные ниже переменные.  В отношении участника оптового рынка *i*:  ,  .  В отношении ГТП потребления *q* (ГТП генерации *p*) участника оптового рынка *j* (участника оптового рынка *i*):  ,  .  В отношении участника оптового рынка *j*:  ,  ,  .  В отношении ФСК:  ,  ,  .  6. Расчет совокупных итоговых обязательств и требований участников оптового рынка – покупателей (в том числе ФСК) и поставщиков при покупке и продаже мощности по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам  Величина итоговых обязательств участника оптового рынка *j* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам в ценовой зоне *z* определяется по формуле:  .  Для целей формирования уведомлений и реестров, направляемых участникам оптового рынка в соответствии с пунктом 30.1.6 настоящего регламента, рассчитывается .  Величина итоговых обязательств ФСК в месяце *m* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам в ценовой зоне *z* определяется по формуле:  .  Совокупная величина итоговых требований участника оптового рынка *i* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам в отношении всех ГТП генерации, отнесенных к ценовой зоне *z*, определяется по формуле:  .  **Определение стоимости и объема по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам**  Основными принципами определения контрагентов, объемов и стоимости мощности по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам является соблюдение следующих условий:  ;  ;  ;  ,  где *j* – участник оптового рынка и ФСК.  При этом величины и , где *i* = *j*, не учитываются при формировании уведомлений и реестров, определенных в пунктах 30.1.6 и 30.1.7 настоящего Регламента.  – совокупный объем мощности, поставляемой во всех ГТП генерации *p* участником оптового рынка *i* в расчетном месяце *m*, определяемый по формуле:  ,  где – объем мощности, поставляемой в ГТП генерации *p* участником оптового рынка *i* в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, определенный в соответствии с п. 4.11 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  – совокупный объем мощности, покупаемый участником оптового рынка *j*в расчетном месяце *m* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, определяемый по формуле:  – объем мощности, потребляемый в ГТП потребления (экспорта) *q* участником оптового рынка *j* в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, определенный в соответствии с п. 3.11 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  – объем мощности, равный превышению обязательств участника оптового рынка *j* в ГТП генерации *p* по поставке мощности на оптовый рынок по регулируемым договорам над фактически поставленным объемом мощности в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z*, определенный в соответствии с п. 30.5.2 настоящего Регламента;  – совокупный объем мощности, покупаемый ФСКв расчетном месяце *m* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, определяемый по формуле: , где *j* – ФСК;  – объем мощности, покупаемый ФСК по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам в расчетном месяце *m* по территории субъекта Российской Федерации *f* ценовой зоны *z*, определенный в соответствии с п. 3.11 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  По итогам установления контрагентов, объемов и стоимости мощности по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам определяются:  1) – 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;*  2) – объем мощности, фактически поставленный поставщиком *i* покупателю *j* или ФСК в месяце *m* по договору *D*, заключенному в отношении всех ГТП генерации *p* поставщика *i*;  3) цена мощности, фактически поставленной поставщиком *i* покупателю *j* или ФСК в месяце *m* по договору *D*, заключенному в отношении всех ГТП генерации *p* поставщика *i* определяется в соответствии с формулой: .  4) – договорной объем мощности для поставки поставщиком *i* покупателю *j* в месяце *m* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам *D*, заключенному в отношении всех ГТП генерации *p*:  ,  – договорной объем мощности для поставки поставщиком *i* ФСК в месяце *m* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам *D*, заключенному в отношении всех ГТП генерации *p*:  ;  где *j* – ФСК.  Пропорциональное распределение величин, определяемых в настоящем пункте, осуществляется в соответствии с алгоритмом, указанным в приложении 90 к настоящему Регламенту.  По результатам формирования матрицы объемы, в отношении которых *i* = *j*, не включаются в объемы купли-продажи мощности по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам этого участника оптового рынка в месяце *m* и являются объемами, обеспечивающими собственное потребление.  Размер доплаты/возврата (с учетом НДС) в месяце *m* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам рассчитывается в соответствии с формулой:  ,  где *i* – участник оптового рынка – поставщик по договору *D*;  *j* – участник оптового рынка и ФСК – покупатель по договору *D*;  – сумма итогового обязательства с учетом НДС по договору *D* за месяц *m*;  – сумма авансового обязательства с учетом НДС по договору *D* на дату платежа *d* за месяц *m*.  Если > 0, то формируется обязательство на доплату с суммой (с учетом НДС) = .  Если < 0, то формируется обязательство на возврат с суммой (с учетом НДС) = .  НДС в обязательстве на доплату/возврат определяется в соответствии с формулой:  ,  где – сумма НДС итогового обязательства;  – сумма НДС авансового обязательства.  **30.1.6. Порядок взаимодействия КО и участников оптового рынка при проведении расчетов по обязательствам/требованиям по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам**  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 5 (пяти) рабочих дней с даты заключения договров) формирует и размещает для участников оптового рынка, ФСК на своем официальном сайте, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом, уведомления об объемах и о сроках поставки мощности по договорам купли-продажи (поставки) мощности генерирующих объектов, функционирующих на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка (приложение 170.7 настоящего Регламента).  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, ФСК 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 купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, содержащие отличные от нуля значения авансовых обязательств/требований за расчетный период, на даты платежей *d* (приложения 170.1 настоящего Регламента).  Не позднее 16-го числа месяца, следующего за расчетным, КО размещает в электронном виде с применением ЭП на своем официальном сайте, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом участникам оптового рынка, ФСК персонифицированные уведомления об объемах и стоимости по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам (приложение 170.2 настоящего Регламента), содержащие отличные от нуля значения фактических обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, а также содержащие нулевые значения фактических обязательств/требований в случае формирования по указанным договорам отличных от нуля авансовых обязательств/требований за расчетный период.  В уведомлении об объемах и стоимости по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам (приложение 170.2 к настоящему Регламенту) графа, содержащая информацию о величине НДС, не заполняется в отношении договоров купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, по которым продавцом выступает участник оптового рынка, включенный в отношении расчетного периода в реестр банкротов в стадии конкурсного производства (по форме приложения 113г к настоящему Регламенту).  **30.1.7. Порядок взаимодействия КО и ЦФР при проведении расчетов по обязательствам/требованиям по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам**  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 по нерегулируемым ценам на даты платежей *d* и передает в ЦФР в электронном виде с ЭП реестры авансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, содержащие отличные от нуля значения авансовых обязательств/требований за расчетный период, на даты платежей *d* (приложение 170.5 настоящего Регламента).  Не позднее 16-го числа месяца, следующего за расчетным, КО определяет объем и стоимость фактически поставленной по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам и передает в ЦФР в электронном виде с ЭП итоговый реестр финансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам (приложение 170.6 настоящего Регламента), содержащий отличные от нуля значения фактических обязательств/требований по указанным договорам, а также содержащие нулевые значения фактических обязательств/требований в случае формирования по указанным договорам отличных от нуля авансовых обязательств/требований за расчетный период.  В итоговом реестре финансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам (приложение 170.6 к настоящему Регламенту), графа, содержащая информацию о величине НДС, не заполняется в отношении договоров купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, по которым продавцом выступает участник оптового рынка, включенный в отношении расчетного периода в реестр банкротов в стадии конкурсного производства (по форме приложения 113г к настоящему Регламенту).  Не позднее 17-го числа месяца, следующего за расчетным месяцем, или в первый рабочий день, следующий за датой, если указанная дата приходится на нерабочий день ЦФР на основании реестра объемов и стоимости мощности, фактически поставленной по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, и реестров авансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам за расчетный период определяет размер доплат/возвратов по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам.  **30.2. Расчет штрафных санкций за невыполнение участником оптового рынка обязательств по поставке мощности по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам**  **30.2.1. Предмет расчетов**  Расчет штрафных санкций осуществляется для участников оптового рынка электрической энергии и мощности, в том числе организаций, осуществляющих экспортно-импортные операции, заключивших договоры купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам.  Предметом финансовых расчетов являются штрафы (неустойка) за нарушение продавцом обязательств по постаке мощности по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам.  **30.2.2. Даты платежей**  Датой платежей по штрафам за нарушение продавцом обязательств по поставке мощности по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам за расчетный месяц является 21-е число месяца, следующего за расчетным.  Фактом признания участниками оптового рынка штрафа является исполнение обязательств по оплате штрафа (перечисление/поступление денежных средств) (в том числе путем безакцептного списания/зачисления денежных средств с торгового счета / на торговый счет). Настоящее положение не может быть квалифицировано в качестве признания правомерности начисления и списания штрафов для целей дальнейшего оспаривания.  Платежи проводятся в указанные даты платежа, если они являются рабочими днями, в противном случае – в первый рабочий день после указанной даты платежа.  **30.2.3. Расчет величины штрафных санкций**  **30.2.3.1.** **Расчет величины штрафов за невыполнение обязательства по готовности по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам**  В соответствии с условиями договоров купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам участник оптового рынка *i* – продавец в месяце *m* в отношении ГТП генерации *p* несет перед покупателями, за исключением ФСК, ответственность в виде штрафа (неустойки), взыскиваемого за невыполнение таким участником оптового рынка *i* обязательств по поставке мощности, предусмотренного соответствующим договором, в случае если показатель неготовности превышает минимальную из величин предельного объема поставки мощности и объема установленной мощности генерирующего объекта (далее – штраф за неготовность поставить мощность).  В случае если в отношении ГТП генерации *p,* расположенной в ценовой зоне *z* (для *z* = первая ценовая зона, где *sz =* 1 или *sz =* 2; для *z* = вторая ценовая зона , где *sz =* 3),участника оптового рынка *i* в месяце *m* , то размер штрафаза неготовность поставить мощность ГТП генерации *p* такого участника оптового рынка *i* в месяце *m* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам в отношении ГТП потребления (экспорта) *q,* расположенной в ценовой зоне *z* (для *z* = вторая ценовая зона , где *sz =* 3), участника оптового рынка *j* определяется в соответствии с формулой:  .  где – сезонный коэффициент, отражающий распределение нагрузки потребления по месяцам в течение календарного года, определяемый в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента для ценовой зоны *z*, к которой относятся ГТП потребления (экспорта) *q* иГТП генерации *p*;  – цена покупки мощности, определенная в соответствии с п. 13.1.4.2 настоящего Регламента;  – объем мощности, используемый для расчета штрафа за неготовность поставить мощность 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* () (для *z* = первая ценовая зона, где *sz =* 1 или *sz =* 2; для *z* = вторая ценовая зона , где *sz =* 3) по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, определенный в соответствии со следующей формулой:  где – 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*, расположенной в ценовой зоне *z* (для *z* = первая ценовая зона, где *sz =* 1 или *sz =* 2; для *z* = вторая ценовая зона , где *sz =* 3), поставка мощности которой в месяце *m* осуществляется по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, определенный в соответствии с *Регламентом определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  ― нерегулируемая часть объема фактического пикового потребления электрической энергии ГТП потребления (экспорта) *q,* расположенной в ценовой зоне *z* (для *z* = вторая ценовая зона , где *sz =* 3) участника оптового рынка *j*, определенная в отношении расчетного месяца *m* в соответствии с п. 2.1.2 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – цена мощности, цена мощности, поставляемой в ГТП генерации *p* в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z*, определенная в соответствии с п. 30.1.5.1 настоящего Регламента;  – размер средств, отражающий отличие фактически понесенных поставщиком затрат на производство электрической энергии и мощности от плановых значений, учтенных при установлении тарифов на продажу электрической энергии и мощности на предшествующие периоды регулирования, утвержденный решением Правительства Российской Федерации в отношении поставщика мощности *i* в расчетном месяце *m* для ценовой зоны *z,* определенная в соответствии с п. 30.1.5.1 настоящего Регламента.  В распределении величины участвуют ГТП потребления (экспорта) *q,* для которых определены ненулевые величины .  При расчете величины округление производится методом математического округления с точностью до 2 знаков после запятой.  Размер штрафа за неготовность поставить мощность участником оптового рынка *i* в месяце *m* участнику оптового рынка *j* по договору купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам *D*, заключенному в отношении всех ГТП генерации *p ∈* , рассчитывается по формуле:  .  Величина, определяемая в отношении ГТП потребления (экспорта) *q* покупателя – участника оптового рынка *j* при расчете штрафа за невыполнение поставщиком – участником оптового рынка *i* () обязательств по поставке мощности по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, взыскиваемого в случае, если показатель неготовности превышает минимальную из величин предельного объема поставки мощности и объема установленной мощности генерирующего объекта, рассчитывается для месяца *m* в соответствии с формулой:  , где .  Размер штрафа за невыполнение в месяце *m* участниками оптового рынка обязательств по поставке мощности по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, приходящийся на ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j*, рассчитывается по формуле:  .  Размер штрафа за невыполнение участником оптового рынка *i* в отношении ГТП генерации *p* в месяце *m* обязательств по поставке мощности участнику оптового рынка *j* по договору купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам рассчитывается по формуле:  .  Размер штрафа за невыполнение участником оптового рынка *i* в отношении ГТП генерации *p* в месяце *m* обязательств по поставке мощности по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам рассчитывается по формуле:  .  .  Пропорциональное распределение величин, определяемых в настоящем пункте, осуществляется в соответствии с алгоритмом, указанным в приложении 90 к настоящему Регламенту.  **30.2.4. Порядок взаимодействия КО и участников оптового рынка при проведении расчета штрафных санкций за невыполнение обязательств по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам**  Не позднее 18-го числа месяца, следующего за расчетным, КО 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 штрафов за невыполнение поставщиком обязательств по поставке мощности по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, взыскиваемых в случае, если показатель неготовности превышает минимальную из величин предельного объема поставки мощности и объема установленной мощности генерирующего объекта (приложение 170.3 к настоящему Регламенту), содержащие отличные от нуля штрафы по указанным договорам, в случае расчета таких штрафов.  **30.2.5. Порядок взаимодействия КО и ЦФР при проведении расчета штрафных санкций за невыполнение обязательств по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам**  Не позднее 18-го числа месяца, следующего за расчетным, КО формирует и передает в ЦФР в электронном виде с ЭП Реестр штрафов за невыполнение поставщиком обязательств по поставке мощности по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, взыскиваемых в случае, если показатель неготовности превышает минимальную из величин предельного объема поставки мощности и объема установленной мощности генерирующего объекта за расчетный период(приложение 170.4 к настоящему Регламенту), содержащий отличные от нуля значения штрафа по указанным договорам, в случае расчета таких штрафов. | |
| **31** | **Добавить раздел** | **31. Расчет финансовых обязательств/требований и порядок взаимодействия по договорам купли-продажи (поставки) мощности генерирующих объектов, модернизированных (реконструированных) или построенных на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам**  Расчет авансовых и фактических обязательств/требований   * + 1. **Предмет расчетов**   Расчет финансовых обязательств/требований по покупке/продаже мощности осуществляется для участников оптового рынка.  Предметом финансовых расчетов являются финансовые обязательства/требования участников оптового рынка за мощность, купленную/проданную по договорам купли-продажи (поставки) мощности генерирующих объектов, модернизированных (реконструированных) или построенных на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам (Приложение № Д 24.4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) (далее – договоры на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях).   * + 1. **Даты платежей**   Покупатель обязан осуществлять оплату мощности по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, в размере, определенном в соответствии с настоящим Регламентом.  Датами авансовых платежей *d* являются 14 и 28-е числа расчетного месяца. Датой итоговых платежей за расчетный месяц является 21-е число месяца, следующего за расчетным.  Платежи проводятся в указанные даты платежа, если они являются рабочими днями, в противном случае – в первый рабочий день после указанной даты платежа.  В отношении расчетного периода *m* = январь датой платежа по авансовым обязательствам *d* является 28 января.   * + 1. **Расчет авансовых обязательств/требований по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях**   В отношении месяца *m*,соответствующего январю и февралю 2025 года, а также в отношении месяца начала фактической поставки мощности по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, производимую ГТП генерации *p*, и месяца, следующего за месяцем начала фактической поставки мощности, расчет авансовых обязательств/требований не производится. Месяц начала фактической поставки мощности по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, в отношении ГТП генерации *p,* определяется в соответствии с приложением 163 к настоящему Регламенту.  В срок до 31.12.2028 включительно величина авансового обязательства/требования участника оптового рынка в месяце *m* ценовой зоны *z* за мощность по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, производимую ГТП генерации *p*, расположенной на входящей в состав ДФО отдельной территории ценовых зон, ранее относившейся к НЦЗ, участника оптового рынка *i* и поставляемую в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* (*i ≠ j)*, рассчитывается по формуле (с точностью до копеек с учетом правил математического округления):  где – объем мощности, производимой ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* и приобретаемой в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* (*i ≠ j)*, используемый для расчета авансовых обязательств по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z*, определенный в соответствии с *Регламентом определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  – сезонный коэффициент, отражающий распределение нагрузки потребления по месяцам в течение календарного года, определяемый в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента для ценовой зоны *z*, в которой расположена ГТП потребления *q* (в отношении расчетного месяца *m* = январь применяется  = 1);  – цена на мощность, используемая для расчета авансовых обязательств/требований в месяце *m* по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, производимую ГТП генерации *p*, расположенной на входящей в состав ДФО отдельной территории ценовых зон, ранее относившейся к НЦЗ, участника оптового рынка *i*.  Цена на мощность, используемая для расчета авансовых обязательств/требований в месяце *m* по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, производимую ГТП генерации *p*, расположенной на входящей в состав ДФО отдельной территории ценовых зон, ранее относившейся к НЦЗ, участника оптового рынка *i*, определяется по формуле:  где – стоимость мощности, купленной/проданной участником оптового рынка в месяце *m*–2 в ценовой зоне *z* по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, производимую ГТП генерации *p*, расположенной на входящей в состав ДФО отдельной территории ценовых зон, ранее относившейся к НЦЗ, участника оптового рынка *i* и поставляемую в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* (*i ≠ j)*, определенная в соответствии с пунктом 31.1.4 настоящего Регламента;  – объем мощности, фактически поставленной в месяце *m–*2 в ценовой зоне *z* по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, производимой ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* и приобретаемой в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* (*i ≠ j)*, определенный в соответствии с *Регламентом определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);*  – сезонный коэффициент, отражающий распределение нагрузки потребления по месяцам в течение календарного года, определяемый в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента для ценовой зоны *z*, в которой расположена ГТП потребления *q*.  На дату платежа *d* = 2 величина авансового обязательства/требования участника оптового рынка в месяце *m* ценовой зоны *z* за мощность по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, производимую ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* и приобретаемую в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* (*i ≠ j)*, равна:  На дату платежа *d* = 1 величина авансового обязательства/требования участника оптового рынка в месяце *m* ценовой зоны *z* за мощность по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, производимую ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* и приобретаемую в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* (*i ≠ j)*, равна:  На дату платежа *d* величина авансового обязательства/требования участника оптового рынка в месяце *m* ценовой зоны *z* за мощность по договору на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях *D*, производимую ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* и приобретаемую участником оптового рынка *j* (*i ≠ j*), определяется как:  На модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, объем мощности, производимой в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* и приобретаемой участником оптового рынка *j* (*i ≠ j*), используемый для расчета авансовых обязательств по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях *D*, в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z* определяется как:  Объем мощности, производимой в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* и приобретаемой участником оптового рынка *j* (*i ≠ j*), используемый для расчета авансовых обязательств по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях *D*, в расчетном месяце *m* во всех ценовых зонах определяется как:   * + 1. **Расчет фактических финансовых обязательств/требований по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, по итогам расчетного периода**   В срок до 31.12.2028 включительно стоимость мощности, купленной/проданной участником оптового рынка в месяце *m* в ценовой зоне *z* по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, производимую ГТП генерации *p*, расположенной на входящей в состав ДФО отдельной территории ценовых зон, ранее относившейся к НЦЗ, участника оптового рынка *i* и поставляемую в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* (*i ≠ j)*, рассчитывается по формуле (с точностью до копеек с учетом правил математического округления):  где – объем мощности, фактически поставленной в месяце *m* в ценовой зоне *z* по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, производимой ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* и приобретаемой в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* (*i ≠ j)*, определенный в соответствии с *Регламентом определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  – цена на мощность ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, в месяце *m*, определяемая в соответствии с приложением 163 к настоящему Регламенту;  – сезонный коэффициент, отражающий распределение нагрузки потребления по месяцам в течение календарного года, определяемый в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента для ценовой зоны *z*, в которой расположена ГТП потребления *q*;  – коэффициент снижения стоимости мощности, применяемый при просрочке исполнения обязательства по поставке мощности генерирующим объектом, включенным в перечень генерирующих объектов в неценовых зонах, для месяца *m* в отношении ГТП генерации *p*, соответствующей данному генерирующему объекту, определяемый в соответствии с пунктом 31.1.5.2 настоящего Регламента;  – коэффициент снижения стоимости мощности, применяемый в случае, если предельный объем поставки мощности в ГТП генерации *p*, соответствующейгенерирующему объекту, включенному в [перечень](consultantplus://offline/ref=5AAD9E3DCF65C33F0AFC7AE155664054FAC8F8AF4DEF856593136656B6C247093C559BA5CFC04AEDD3757D7A0DD2380E34A6D94289271DCE32N6I) генерирующих объектов в неценовых зонах, в месяце *m* более нуля, но менее объема, равного 90 процентам объема установленной мощности, указанного для данного генерирующего объекта в перечне генерирующих объектов в неценовых зонах, определяемый в соответствии с пунктом 31.1.5.3 настоящего Регламента;  – значение удельных затрат на эксплуатацию генерирующего объекта в месяце *m* для ГТП генерации *p*, определяемое в соответствии с приложением 163 к настоящему Регламенту;  – коэффициент снижения для входящей в состав ДФО отдельной территории ценовых зон, ранее относившейся к НЦЗ, для месяца *m,* определяемый в соответствии с пунктом 31.1.5.1 настоящего Регламента;  – коэффициент, отражающий потребление электрической энергии и мощности на собственные и (или) хозяйственные нужды электростанций, определяемый в отошении ГТП генераци *p* в соответствии с приложением 163 к настоящему Регламенту.  Стоимость мощности, купленной/проданной в месяце *m* в ценовой зоне *z* по договору на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, *D*, произведенной ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, покупаемой участника оптового рынка *j* (*i ≠ j)*, рассчитывается по формуле:  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 на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, определяемую по формуле:  При расчете величины округление производится методом математического округления с точностью до 2 знаков после запятой.  Объем мощности, фактически поставленный 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* и приобретаемой участником оптового рынка *j* (*i ≠ j)*, определяется как:  Договорный объем мощности, поставляемой по договору на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, *D*, заключенному между участником оптового рынка *i* в отношении ГТП генерации *p* и участником оптового рынка *j* (*i ≠ j)* в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z*, определяется как:  где – договорный объем мощности в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, отнесенный на ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j*, в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z* по договору на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, определенный в соответствии с *Регламентом определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*.  Величина предельного объема поставки мощности генерирующих объектов, поставляющих мощность по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, *D*, заключенных между участником оптового рынка *i* в отношении ГТП генерации *p* и участником оптового рынка *j* (*i ≠ j)* в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z*, определяется как:  где – величина предельного объема поставки мощности генерирующих объектов, поставляющих мощность по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, отнесенная на ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j*, в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z*, определенная в соответствии с *Регламентом определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  Размер доплаты/возврата (с учетом НДС) в месяце *m* по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, рассчитывается в соответствии с формулой:  где – сумма итогового обязательства с учетом НДС по договору *D* за месяц *m*;  – сумма авансового обязательства с учетом НДС по договору *D* на дату платежа *d* за месяц *m*.  Если > 0, то формируется обязательство на доплату с суммой (с учетом НДС) = .  Если < 0, то формируется обязательство на возврат с суммой (с учетом НДС) = .  НДС в обязательстве на доплату/возврат определяется в соответствии с формулой:  где – сумма НДС итогового обязательства;  – сумма НДС авансового обязательства в составе авансового платежа по договору *D* на дату *d*.   * + 1. **Расчет параметров, необходимых для расчета стоимости мощности, поставляемой договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, и надбавки к цене на мощность, поставляемой в ценовых зонах оптового рынка субъектами оптового рынка – производителями электрической энергии (мощности), в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с использованием данных генерирующих объектов**   31.1.5.1. Для целей определения надбавки, применяемой в соответствии с п. 13.1.4 настоящего Регламента, при определении стоимости мощности КО рассчитывает размер средств, учитываемых в отношении участника оптового рынка *i* – производителя электрической энергии (мощности), в отношении которого Правительством Российской Федерации принято решение о применении надбавки к цене на мощность в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с помощью генерирующих объектов, включенных в Перечень генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ, для ценовых зон и месяца *m*, по формуле (с точностью до двух знаков после запятой):  где – цена на мощность для ГТП генерации *p*, определяемая в соответствии с пунктом 2 приложения 163 к настоящему Регламенту;  – значение удельных затрат на эксплуатацию генерирующего объекта в месяце *m* для ГТП генерации *p*, определяемое в соответствии с пунктом 3 приложения 163 к настоящему Регламенту;  – ГТП генерации, соответствующие генерирующим объектам, включенным в Перечень генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ;  – ГТП генерации, соответствующие генерирующим объектам, включенным в Перечень генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ, в целях частичной компенсации стоимости мощности которых Правительством Российской Федерации определен поставщик мощности по договорам КОМ *i*;  – объем мощности, фактически поставленной на оптовый рынок в отношении ГТП генерации *p* в расчетном месяце *m*, определяемый в соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – коэффициент снижения в отношении неценовой зоны *z*, в которой осуществляется поставка мощности генерирующим объектом, включенным в Перечень генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ, для месяца *m*, определяемый в соответствии с настоящим пунктом;  – коэффициент снижения стоимости мощности, применяемый при просрочке исполнения обязательства по поставке мощности генерирующим объектом, включенным в Перечень генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ, для месяца *m* в отношении ГТП генерации *p*, соответствующей данному генерирующему объекту, и определяемый в соответствии с пунктом 31.1.5.2 настоящего Регламента;  – коэффициент снижения стоимости мощности, применяемый в случае, если предельный объем поставки мощности в ГТП генерации *p*, соответствующейгенерирующему объекту, включенному в [перечень](consultantplus://offline/ref=5AAD9E3DCF65C33F0AFC7AE155664054FAC8F8AF4DEF856593136656B6C247093C559BA5CFC04AEDD3757D7A0DD2380E34A6D94289271DCE32N6I) генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ, в месяце *m* более нуля, но менее объема, равного 90 процентам объема установленной мощности, указанного для данного генерирующего объекта в перечне генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ, определяемый в соответствии с пунктом 31.1.5.3 настоящего Регламента;  – сезонный коэффициент, отражающий распределение нагрузки потребления по месяцам в течение календарного года в ценовой зоне, в которой расположена ГТП генерации *p*, определяемый в соответствии, определяемый в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента.  КО определяет величины начиная с самого раннего месяца *m*, в отношении которого началась поставка мощности генерирующим объектом, включенным в Перечень генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ, для поставщика мощности *i*. Под месяцем начала поставки понимается месяц *ms*, определенный в соответствии с пунктом 1 настоящего приложения.  Коэффициент снижения для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории ценовых зон, ранее относившейся к НЦЗ (), определяется по формуле (в долях от единицы с точностью до 11 знаков после запятой):  где – сумма объемов фактического пикового потребления покупателей на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории ценовых зон, ранее относившейся к НЦЗ, уменьшенных на объемы пикового потребления электрической энергии, обеспечиваемые покупкой мощности по регулируемым договорам:  где *sz =*3 *–* входящая в состав Дальневосточного федерального округа отдельная территория ценовых зон, ранее относившаяся к неценовым зонам;  – сумма объемов фактического пикового потребления покупателей в соответствующей ценовой зоне оптового рынка *z* за исключением покупателей на входящей в состав ДФО отдельной территории ценовыз зон, ранее относившейся к НЦЗ, в месяце *m*, уменьшенных на объемы пикового потребления электрической энергии, обеспечиваемые покупкой мощности по регулируемым договорам:  где – нерегулируемая часть объема фактического пикового потребления электрической энергии ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j*, определенная в отношении расчетного месяца *m* в соответствии с п. 2.1.2 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – объем фактического пикового потребления ФСК в субъекте Российской Федерации *F*, отнесенном к соответствующей ценовой зоне, в отношении расчетного месяца *m*, определенный в соответствии с п. 2.2.1 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  31.1.5.2. Коэффициент снижения стоимости мощности, применяемый при просрочке исполнения обязательства по поставке мощности генерирующим объектом, включенным в перечень генерирующих объектов на территории, ранее относившейся к НЦЗ, для месяца *m* в отношении ГТП генерации *p*, соответствующей данному генерирующему объекту (), определяется по формуле (в долях от единицы с точностью до 11 знаков после запятой):  где *m* – порядковый месяц поставки мощностьи генерирующим объектом, соответствующим ГТП генерации *p*, определяемый в соответствии с пунктом 1 приложения 163 к настоящему Регламенту;  – количество месяцев просрочки начала поставки мощности генерирующего объекта, соответствующего ГТП генерации *p*,определяемое по формуле:  ,  где *ms* –порядковый номер первого месяца фактической поставки мощности генерирующего объекта, определенный в соответствии с пунктом 1 настоящего приложения*.*  КО определяет коэффициент для ГТП генерации *p* начиная с месяца *m*, соответствующего месяцу *ms*, определенному для ГТП генерации *p* в соответствии с пунктом 1 настоящего приложения.  В случаях, предусмотренных пунктом 31.1.5.4 настоящего Регламента, принимает значение, равное 1 (единице).  31.1.5.3. Коэффициент снижения стоимости мощности, применяемый в случае, если предельный объем поставки мощности в ГТП генерации *p*, соответствующейгенерирующему объекту, включенному в [перечень](consultantplus://offline/ref=5AAD9E3DCF65C33F0AFC7AE155664054FAC8F8AF4DEF856593136656B6C247093C559BA5CFC04AEDD3757D7A0DD2380E34A6D94289271DCE32N6I) генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ, в месяце *m* более нуля, но менее объема, равного 90 процентам объема установленной мощности, указанного для данного генерирующего объекта в перечне генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ (), определяется по формуле (в долях от единицы с точностью до 11 знаков после запятой):  где – объем установленной мощности генерирующего объекта, соответствующего ГТП генерации *p*, указанный в [перечне](consultantplus://offline/ref=851A6CF1DBC52A8612E002D4CB9BFBD888E7EE737794C9201B09DD8C8D39D97DF68AF6A8CD7E3BAF87AB0A8902F16911D76B7FFCAD089D60yEh6I) генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ;  – предельный объем поставки мощности в ГТП генерации *p* в месяце *m*, определяемый в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* (Приложение № 19.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) как предельный объем поставки мощности в ГТП генерации *j* ().  КО определяет коэффициент для ГТП генерации *p* начиная с месяца *m*, соответствующего месяцу начала фактической поставки мощности *ms*, определенному для ГТП генерации *p* в соответствии с пунктом 1 настоящего приложения.  В случаях, предусмотренных пунктом 31.1.5.4 настоящего Регламента, принимает значение, равное 1 (единице).  31.1.5.4. КО использует значение коэффициентов снижения стоимости мощности и , равное 1, при определении стоимости поставки мощности генерирующих объектов, включенных в Перечень генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ, и надбавки к цене на мощность в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с помощью генерирующим объектов, включенных в Перечень генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ, с расчетного месяца *m*, в котором Наблюдательным советом Совета рынка принято решение о неприменении коэффициентов снижения стоимости мощности, до месяца, указанного в решении Наблюдательного совета Совета рынка.  Указанное решение Наблюдательного совета Совета рынка о неприменении коэффициентов снижения стоимости мощности и (применении коэффициентов со значением, равным 1 (единице)) осуществляется в порядке, установленном *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка*.   * + 1. **Порядок взаимодействия КО и участников оптового рынка при проведении расчетов по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях**   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 генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, для дат платежей *d*,содержащие отличные от нуля значения авансовых обязательств/требований по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях (приложение 163.1 к настоящему Регламенту).  Не позднее 16-го числа месяца, следующего за расчетным, КО определяет объем и стоимость мощности, фактически поставленной по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, и 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 итоговые реестры финансовых обязательств/требований по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, за расчетный период, содержащие отличные от нуля значения фактических обязательств/требований по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, а также содержащие нулевые значения фактических обязательств/требований в случае формирования по указанным договорам отличных от нуля авансовых обязательств/требований за расчетный период (приложение 163.3 к настоящему Регламенту).  В персонифицированных итоговых реестрах финансовых обязательств/требований по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях (приложение 163.3 к настоящему Регламенту), графа, содержащая информацию о величине НДС, не заполняется в отношении договоров на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, по которым продавцом выступает участник оптового рынка, включенный в отношении расчетного периода в реестр банкротов в стадии конкурсного производства (по форме приложения 113г к настоящему Регламенту).   * + 1. **Порядок взаимодействия КО и ЦФР при проведении расчетов по обязательствам/требованиям по договорам на модернизацию**   Не позднее 10-го числа расчетного месяца (в отношении расчетного месяца = январь не позднее чем за 4 (четыре) рабочих дня до даты авансового платежа) КО определяет величины авансовых обязательств/требований по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, на даты платежей *d* и передает в ЦФР в электронном виде с ЭП реестр авансовых обязательств/требований по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, содержащие отличные от нуля значения авансовых обязательств/требований по указанным договорам, на первую/вторую дату платежа за расчетный период (приложение 163.2 к настоящему Регламенту).  Не позднее 16-го числа месяца, следующего за расчетным, КО определяет объем и стоимость мощности, фактически поставленной по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, и передает в ЦФР в электронном виде с ЭП итоговый реестр финансовых обязательств/требований по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, за расчетный период, содержащий отличные от нуля значения фактических обязательств/требований, а также содержащий нулевые значения фактических обязательств/требований в случае формирования по указанным договорам отличных от нуля авансовых обязательств/требований за расчетный период (приложение 163.4 к настоящему Регламенту).  В итоговом реестре финансовых обязательств/требований по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, (приложение 163.4 к настоящему Регламенту) графа, содержащая информацию о величине НДС, не заполняется в отношении договоров на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, по которым продавцом выступает участник оптового рынка, включенный в отношении расчетного периода в реестр банкротов в стадии конкурсного производства (по форме приложения 113г к настоящему Регламенту).  Не позднее 17-го числа месяца, следующего за расчетным месяцем, или в первый рабочий день, следующий за указанной датой, если она приходится на нерабочий день, ЦФР на основании реестра обязательств/требований по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, и реестров авансовых обязательств/требований по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, за расчетный период определяет размер доплат/возвратов по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях.   * 1. **Расчет штрафных санкций за невыполнение участником оптового рынка обязательств по поставке мощности по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях**       1. **Предмет расчетов**   В соответствии с условиями договоров на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, при наличии оснований поставщик мощности обязан выплатить покупателям штраф за невыполнение таким участником оптового рынка обязательств по поставке мощности, предусмотренный соответствующим договором в случае, если показатель неготовности превышает минимальную из величин предельного объема поставки мощности и объема установленной мощности генерирующего объекта (далее – штраф за неготовность поставить мощность по договору на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях).   * + 1. **Даты платежей**   Поставщик обязан исполнять обязательства по оплате штрафа за неготовность поставить мощность по договору на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, в размере, определенном в соответствии с настоящим Регламентом.  Датой платежа по штрафу за неготовность поставить мощность по договору на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, за расчетный месяц является 21-е число месяца, следующего за расчетным.  Фактом признания участниками оптового рынка штрафа за неготовность поставить мощность по договору на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, является исполнение обязательств по выплате указанного штрафа (перечисление/поступление денежных средств) (в том числе путем безакцептного списания/зачисления денежных средств с торгового счета / на торговый счет). Настоящее положение не может быть квалифицировано в качестве признания правомерности начисления и списания штрафа для целей дальнейшего оспаривания.   * + 1. **Расчет величины штрафных санкций**   Пропорциональное распределение величин, указанных в данном пункте, осуществляется в соответствии с алгоритмом, прописанным в приложении 90 к настоящему Регламенту.  В случае если в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* в месяце *m* рассчитана величина , где – 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 в месяце *m* осуществляется по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, определенный в соответствии с *Регламентом определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), то размер штрафа за неготовность поставить мощность по договору на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, 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* в ценовой зоне *z*, определяется в соответствии с формулой (с точностью до копеек с учетом правил математического округления):  где – объем мощности, используемый для расчета штрафа за неготовность поставить мощность по договору на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, приходящийся на ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* (*i ≠ j*) в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z*, определенный в соответствии с *Регламентом определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – цена на мощность ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, в месяце *m*, определяемая в соответствии с приложением 163 к настоящему Регламенту;  – сезонный коэффициент, отражающий распределение нагрузки потребления по месяцам в течение календарного года, определяемый в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента для ценовой зоны *z*, в которой расположена ГТП потребления *q* (в отношении расчетного месяца *m* = январь применяется  = 1).  Размер штрафа за неготовность поставить мощность по договору на модернизацию на территории, ранее относившейся к НЦЗ, *D*, заключенному в отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, приходящийся на участника оптового рынка *j* (*i ≠ j*) в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z*, рассчитывается по формуле:  Размер штрафа за неготовность поставить мощность по договору на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, впервые определяется КО в апреле 2025 года за период с января по март 2025 года включительно.   * + 1. **Порядок взаимодействия КО и участников оптового рынка при проведении расчетов по штрафным санкциям за невыполнение обязательств по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях**   Не позднее 18-го числа месяца, следующего за расчетным, КО определяет размер штрафа за неготовность поставить мощность по договору на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, и 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 за неготовность поставить мощность по договору на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях (приложение 163.5 к настоящему Регламенту), содержащие отличные от нуля значения штрафа по указанным договорам, в случае расчета таких штрафов. Указанный реестр впервые формируется КО в апреле 2025 года за период с января по март 2025 года включительно.   * + 1. **Порядок взаимодействия КО и ЦФР при проведении расчетов по штрафным санкциям за невыполнение обязательств по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях**   Не позднее 18-го числа месяца, следующего за расчетным, КО передает в ЦФР в электронном виде с ЭП реестр штрафов за неготовность поставить мощность по договору на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях, за расчетный период (приложение 163.6 к настоящему Регламенту), содержащий отличные от нуля значения штрафа по указанным договорам, в случае расчета таких штрафов. Указанный реестр впервые формируется КО в апреле 2025 года за период с января по март 2025 года включительно. | |
| **32** | **Добавить раздел** | **32. Расчет финансовых обязательств/требований и порядок взаимодействия по договорам комиссии / купли-продажи электрической энергии и мощности по регулируемым ценам**   * 1. **Предмет расчетов**   Предметом финансовых расчетов являются финансовые обязательства/требования участников оптового рынка по договорам:  – комиссии на продажу электрической энергии по договорам купли-продажи электрической энергии на отдельных территориях ценовых зон, для которых установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, в целях обеспечения электрической энергией потребителей, не относящихся к населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей (Приложение № Д 24.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) (далее – договор комиссии на продажу электрической энергии по регулируемым ценам);  – купли-продажи электрической энергии на отдельных территориях ценовых зон, для которых установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, в целях обеспечения электрической энергией потребителей, не относящихся к населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей (Приложение № Д 24.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) (далее – договор купли-продажи электрической энергии по регулируемым ценам);  – 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*) (далее – договор купли-продажи мощности по регулируемым ценам).  Расчет финансовых обязательств/требований по покупке/продаже электрической энергии и мощности по указанным договорам, осуществляется для участников оптового рынка:  – потребителей, ГТП потребления которых расположены на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к НЦЗ;  – поставщиков, осуществляющих поставку электрической энергии и мощности на оптовый рынок с помощью гидроэлектростанций, расположенных на входящей в состав Дальневосточго федерального округа отдельной территории, ранее относившиейся к НЦЗ.   * 1. **Даты платежей**   Покупатель обязан осуществить авансовую оплату электрической энергии по заключенным им договорам купли-продажи электрической энергии по регулируемым ценам 14-го и 28-го числа каждого месяца в размере, определенном в соответствии с настоящим Регламентом (пункт 32.3).  Период, к которому относятся данные, используемые для определения суммы авансового платежа:  – 14-му числу соответствует период – с 1-го по 9-е число текущего расчетногно периода;  – 28-му числу соответствует период – с 10-го по 23-е число текущего расчетного периода.  В отношении расчетного месяца m = январь датой платежа по авансовым обязательствам по договорам купли-продажи электрической энергии по регулируемым ценам за период с 1 по 9 января является 21 января.  Также покупатель обязан произвести окончательный расчет за электрическую энергию по итогам расчетного периода по заключенным им договорам купли-продажи электрической энергии по регулируемым ценам 21-го числа месяца, следующего за расчетным, в размере, определенном в соответствии с настоящим Регламентом (пункт 32.4).  Датами платежей по авансовым обязательствам по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам являются 14 и 28-е числа расчетного месяца (пункт 32.5). Датой платежей по итоговым обязательствам/требованиям за мощность по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам является 21-е число месяца, следующего за расчетным (пункт 32.6). В отношении расчетного периода *m* = январь датами платежей по авансовым обязательствам являются 21 января и 28 января.  Платежи проводятся в указанные даты платежа, если они являются рабочими днями, в противном случае – в первый рабочий день после указанной даты платежа.   * 1. **Расчет авансовых обязательств/требований за электрическую энергию по договорам комиссии/купли-продажи электрической энергии по регулируемым ценам**   Стоимость электрической энергии, проданной участником оптового рынка *i* в отношении ГТП генерации *p* по договору комиссии на продажу электрической энергии по регулируемым ценам в ценовой зоне *z (z =* 2) определяется для периода по формуле:  где – стоимость продажи электроэнергии по договору комиссии на продажу электрической энергии по регулируемым ценам в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, определяемая 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*);  – период, в отношении которого определяются авансовые обяазтельства/требования:  a = 1 – с 1-го по 9-е число расчетногно периода;  a = 2 – с 10-го по 23-е число расчетного периода.  Стоимость электрической энергии, проданной участником оптового рынка *i* по договору комиссии на продажу электрической энергии по регулируемым ценам *D* в ценовой зоне *z (z =* 2), определяется для периода по формуле:  Стоимость электрической энергии, купленной участником оптового рынка *j* в отношении ГТП потребления *q* по договору купли-продажи электрической энергии по регулируемым ценам в ценовой зоне *z (z =* 2) определяется для периода по формуле:  где – стоимость покупки электроэнергии по договору купли-продажи электрической энергии по регулируемым ценам в ГТП потребления *q* участника оптового рынка *j* в час операционных суток *h*, определяемаяв соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  Стоимость электрической энергии, купленной участником оптового рынка *j* по договору купли-продажи электрической энергии по регулируемым ценам *D* в ценовой зоне *z (z =* 2) определяется для периода по формуле:   * 1. **Расчет фактических обязательств/требований за электрическую энергию по договорам комиссии/купли-продажи электрической энергии по регулируемым ценам**   Стоимость электрической энергии, проданной участником оптового рынка *i* в отношении ГТП генерации *p* по договору комиссии на продажу электрической энергии по регулируемым ценам в ценовой зоне *z (z =* 2*)* в месяце *m* определяется по формуле:  где – стоимость продажи электроэнергии по договору комиссии на продажу электрической энергии по регулируемым ценам в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, определяемая в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  Стоимость электрической энергии, проданной участником оптового рынка *i* по договору комиссии на продажу электрической энергии по регулируемым ценам *D* в ценовой зоне *z (z =* 2)в месяце *m* определяется по формуле:  Объем электрической энергии, проданный участником оптового рынка *i* по договору комиссии на продажу электрической энергии по регулируемым ценам *D* в ценовой зоне *z (z* = 2) в месяце *m* определяется по формуле:  где – объем поставки электроэнергии по договору комиссии на продажу электрической энергии по регулируемым ценам в ГТП генерации *p* 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*).  Стоимость электрической энергии, купленной участником оптового рынка *j* в отношении ГТП потребления *q* по договору купли-продажи электрической энергии по регулируемым ценам в ценовой зоне *z (z =* 2*)* в месяце *m* определяется по формуле:  где – стоимость покупки электроэнергии по договору купли-продажи электрической энергии по регулируемым ценам в ГТП потребления *q* участника оптового рынка *j* в час операционных суток *h*, определяемая в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  Стоимость 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* определяется по формуле:  Объем электрической энергии, купленной участником оптового рынка *i* по договору купли-продажи электрической энергии по регулируемым ценам *D* в ценовой зоне *z (z =2)* в месяце *m* определяется 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*).  Цена электрической энергии, проданной по договору комиссии на продажу электрической энергии по регулируемым ценам *D* участником оптового рынка *j* в ценовой зоне *z (z =* 2) в месяце *m*, определяется по формуле:  Цена электрической энергии, купленной по договору купли-продажи электрической энергии по регулируемым ценам *D* участником оптового рынка *i* в ценовой зоне *z (z =2)* в месяце *m*, определяется по формуле:   * 1. **Расчет авансовых обязательств/требований за мощность по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам**   Расчет авансовых обязательств/требований участника оптового рынка в месяце *m* ценовой зоны *z* за мощность по договорам поставки мощности по регулируемым ценам впервые производится КО в апреле 2025 года.  Величина авансового обязательства/требования участника оптового рынка в месяце *m* ценовой зоны *z* за мощность по договорам поставки мощности по регулируемым ценам, производимой ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* и поставляемую в ГТП поттребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* (*i ≠ j*), рассчитывается по формуле (с точностью до копеек с учетом правил математического округления):  где – объем мощности, производимой ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* и приобретаемой в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* (*i ≠ j*), используемый для расчета авансовых обязательств по договорам поставки мощности по регулируемым ценам, определенный в соответствии с *Регламентом определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – 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*;  – сезонный коэффициент, отражающий распределение нагрузки потребления по месяцам в течение календарного года, определяемый в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента в отношении второй ценовой зоны оптового рынка (*z* = 2).  На дату платежа *d* = 2 величина авансового обязательства/требования участника оптового рынка в месяце *m* ценовой зоны *z* за мощность по договорам поставки мощности по регулируемым ценам, производимую ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* и приобретаемую в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* (*i ≠ j*), равна:  На дату платежа *d* = 1 величина авансового обязательства/требования участника оптового рынка в месяце *m* ценовой зоны *z* за мощность по договорам поставки мощности по регулируемым ценам, производимую ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* и приобретаемую в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* (*i ≠ j*), равна:  На дату платежа *d* величина авансового обязательства/требования участника оптового рынка в месяце *m* ценовой зоны *z* за мощность по договорам поставки мощности по регулируемым ценам *D*, производимую участником оптового рынка *i* и приобретаемую участником оптового рынка *j* (*i ≠ j*), равна:  Объем мощности, производимой участником оптового рынка *i* и приобретаемой участником оптового рынка *j* (*i ≠ j*), используемый для расчета авансовых обязательств по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам *D*, в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z* определяется как:   * 1. **Расчет фактических обязательств/требований за мощность по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам**   Стоимость мощности, купленной/проданной участником оптового рынка в месяце *m* в ценовой зоне *z* по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам произведенной в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, покупаемой в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* (*i ≠ j*), рассчитывается по формуле (с точностью до копеек с учетом правил математического округления):  где – объем мощности, фактически поставленный в месяце *m* в ценовой зоне *z* по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам, производимой ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* и приобретаемой в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* (*i ≠ j*), определенный в соответствии с *Регламентом определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – 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*;  – сезонный коэффициент, отражающий распределение нагрузки потребления по месяцам в течение календарного года, определяемый в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента в отношении второй ценовой зоны оптового рынка (*z* = 2).  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* (*i ≠ j*), рассчитывается по формуле:  Для целей формирования аналитического отчета, направляемого в СР в соответствии с приложением 154.3 к настоящему Регламенту, КО для каждой ценовой зоны за расчетный период *m* рассчитывает стоимость мощности, поставленной по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам, по формуле:  Для первой ценовой зоны (*z*= 1) величина принимается равной 0 (нулю).  При расчете округление производится методом математического округления с точностью до 2 знаков после запятой.  Объем мощности, фактически поставленный в месяце *m* в ценовой зоне *z* по договору поставки мощности по регулируемым ценам *D*, произведенной участником оптового рынка *i* и приобретаемой участником оптового рынка *j* (*i ≠ j*), определяется как:  Размер доплаты/возврата (с учетом НДС) в месяце *m* по договору поставки мощности по регулируемым ценам рассчитывается по формуле:  где – сумма итогового обязательства с учетом НДС по договору поставки мощности по регулируемым ценам *D* за месяц *m*;  – сумма авансового обязательства с учетом НДС по договору поставки мощности по регулируемым ценам *D* за месяц *m* на дату платежа *d*.  Если , то формируется обязательство на доплату с суммой (с учетом НДС) .  Если , то формируется обязательство на возврат с суммой (с учетом НДС) .  НДС в обязательстве на доплату/возврат определяется в соответствии с формулой:  где – сумма НДС итогового обязательства по договору поставки мощности по регулируемым ценам *D* за месяц *m*;  – сумма НДС авансового обязательства по договору поставки мощности по регулируемым ценам *D* за месяц *m* на дату платежа *d*.   * 1. **Порядок взаимодействия КО и участников оптового рынка**   10-го и 24-го числа расчетного месяца КО передает участникам оптового рынка в электронном виде с ЭП персонифицированные реестры обязательств/требований по авансовым платежам по договорам комиссии/купли-продажи электрической энергии по регулируемым ценам за период ta (*a* = 1, 2), определенный в соответствии с п. 32.3 настоящего Регламента по форме приложения 171.2 к настоящему Регламенту. В отношении расчетного периода *m* = январь указанные реестры за период с 1 по 9 января года предоставляются участникам оптового рынка в электронном виде с ЭП 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 участнику оптового рынка – правопреемнику.  Не позднее 14-го числа месяца, следующего за расчетным, КО публикует 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 реестры обязательств/требований по итоговым платежам по договорам комиссии / купли-продажи электрической энергии по регулируемым ценам на отдельных территорияхпо форме приложения 171.6 к настоящему Регламенту. В случае если объем и стоимость по договору купли-продажи/комиссии на продажу электрической энергии по регулируемым ценам равны нулю, такой договор не включается в передаваемые по форме 171.6 реестры.  В случае если объем и стоимость электрической энергии по договору комиссии/купли-продажи электрической энергии по регулируемым ценам равны нулю или не определены, такой договор не включается в передаваемые реестры.  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) направляет участникам оптового рынка в электронном виде с ЭП персонифицированные реестры авансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам на даты платежей *d*, содержащие отличные от нуля значения авансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам, а также содержащие нулевые значения авансовых обязательств/требований в случае формирования отличных от нуля значений объемов мощности, используемых для расчета авансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам по форме приложения 171.4 к настоящему Регламенту. При этом впервые КО направляет участникам оптового рынка указанные реестры авансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам в апреле 2025 года в отношении расчетеного месяца апреля 2025 года.  Не позднее 16-го числа месяца, следующего за расчетным, КО определяет объем и стоимость мощности, фактически поставленной по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам и 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 итоговые реестры обязательств/требований за мощность по данным договорам за расчетный период, содержащие отличные от нуля значения фактических обязательств/требований за мощность по договорам (приложение 171.8 к настоящему Регламенту).   * 1. **Порядок взаимодействия КО и ЦФР при проведении расчетов по обязательствам/требованиям по договорам поставки электрической энергии и мощности по регулируемым ценам**   10-го и 24-го числа расчетного месяца КО формирует реестр обязательств/требований по авансовым платежам по договорам комиссии/купли-продажи электрической энергии по регулируемым ценам на первую/вторую дату платежа за период tа (*a* = 1, 2), определенный в соответствии с п. 32.3 настоящего Регламента по форме приложения 171.1 к настоящему Регламенту, и передает их в ЦФР в электронном виде в соответствии с приложением 2 к Правилам электронного документооборота системы электронного документооборота КО. 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 КО 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.  С учетом полученных от КО реестров обязательств/требований по авансовым платежам по договорам комиссии/купли-продажи электрической энергии по регулируемым ценам ЦФР строит авансовые матрицы прикреплений, методика построения которых приведена в приложении 53.3 к настоящему Регламенту. На основании авансовых матриц прикрепления формируются платежные обязательства в соответствии с приложением 53.3 к настоящему Регламенту.  Не позднее 14-го числа месяца, следующего за расчетным, КО формирует и передает в ЦФР в электронном виде в соответствии с приложением 2 к Правилам электронного документооборота системы электронного документооборота Коммерческого оператора итоговый реестр обязательств/требований по договорам купли-продажи/комиссии на продажу электрической энергии по регулируемым ценамза расчетный период по форме приложения 171.5 к настоящему Регламенту.  В случае если объем и стоимость электрической энергии по договору комиссии/купли-продажи электрической энергии по регулируемым ценам равны нулю или не определены, такой договор не включается в передаваемые реестры.  С учетом полученных от КО итоговых реестров обязательств/требований по договорам комиссии/купли-продажи электрической энергии по регулируемым ценам за расчетный период ЦФР строит фактические матрицы прикреплений, методика построения которых приведена в приложении 53.3 к настоящему Регламенту. На основании фактических матриц прикрепления формируются платежные обязательства в соответствии с приложением 53.3 к настоящему Регламенту.  Не позднее 10-го числа расчетного месяца (в отношении расчетного месяца = январь не позднее чем за 4 (четыре) рабочих дня до даты авансового платежа) КО определяет величины авансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам на даты платежей *d* и передает в ЦФР в электронном виде с ЭП реестр авансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам за расчетный период, содержащие отличные от нуля значения авансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам, на даты платежей *d* (приложение 171.3 к настоящему Регламенту). При этом впервые КО направляет ЦФР указанные реестры авансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам в апреле 2025 года в отношении расчетеного месяца апреля 2025 года.  Не позднее 16-го числа месяца, следующего за расчетным, КО определяет объем и стоимость мощности, фактически поставленной по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам и передает в ЦФР в электронном виде с ЭП итоговый реестр финансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам за расчетный период, содержащий отличные от нуля значения фактических обязательств/требований (приложение 171.7 к настоящему Регламенту).  Не позднее 17-го числа месяца, следующего за расчетным месяцем, или в первый рабочий день, следующий за датой, если указанная дата приходится на нерабочий день, ЦФР на основании реестра обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам и реестров авансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам за расчетный период определяет размер доплат/возвратов по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам. | |
|  | **Удалить следующие приложения:**  **Приложение 38.1**  **Приложение 38.3**  **Приложение 38.4**  **Приложение 38.10**  **Приложение 38.13**  **Приложение 38.16**  **Приложение 99б**  **Приложение 100в** | | |

**Действующая редакция**

**Приложение 8**

к Регламенту финансовых расчетов

на оптовом рынке электроэнергии

|  |
| --- |
| **Порядок указания назначения платежа в Сводном реестре платежей** |
| … |
| **по ДПМ ВИЭ и ДПМ ТБО:** |
| … |
| п/п [номер п/п] Оплата штрафа за невыполнение требований по обеспечению исполнения обязательств в соотв. с АД [номер договора] от [дата договора] по дог. [номер договора] от [дата договора]. За период [период обязательства]. Без НДС. |

**Предлагаемая редакция**

**Приложение 8**

к Регламенту финансовых расчетов

на оптовом рынке электроэнергии

|  |
| --- |
| **Порядок указания назначения платежа в Сводном реестре платежей** |
| … |
| **по ДПМ ВИЭ и ДПМ ТБО:** |
| … |
| п/п [номер п/п] Оплата штрафа за невыполнение требований по обеспечению исполнения обязательств в соотв. с АД [номер договора] от [дата договора] по дог. [номер договора] от [дата договора]. За период [период обязательства]. Без НДС. |
| **по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам** |
| п/п [номер п/п] За мощность по дог. [номер договора] от [дата договора]. За период [период обязательства]. В т.ч. НДС [сумма НДС]. |
| п/п [номер п/п] Возврат по дог. [номер договора] от [дата договора]. За период [период обязательства]. В т.ч. НДС [сумма НДС]. |
| п/п [номер п/п] Пени по дог. [номер договора] от [дата договора]. За период [период обязательства]. Без НДС. |
| п/п [номер п/п] Оплата штрафа за неготовность поставить мощность по дог. [номер договора] от [дата договора]. За период [период обязательства]. Без НДС. |
| **по договорам купли-продажи электрической энергии и договорам комиссии на продажу электрической энергии по регулируемым ценам** |
| п/п [номер п/п] За электрическую энергию по дог. [номер договора] от [дата договора]. За период [дата начала периода обязательства] по [дата окончания периода обязательства]. В т.ч. НДС [сумма НДС]. |
| п/п [номер п/п] Возврат по дог. [номер договора] от [дата договора]. За период [дата начала периода обязательства] по [дата окончания периода обязательства]. В т.ч. НДС [сумма НДС]. |
| п/п [номер п/п] Пени по дог. [номер договора] от [дата договора]. За период [дата начала периода обязательства] по [дата окончания периода обязательства]. Без НДС. |
| **по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам** |
| п/п [номер п/п] За мощность по дог. [номер договора] от [дата договора]. За период [период обязательства]. В т.ч. НДС [сумма НДС]. |
| п/п [номер п/п] Возврат по дог. [номер договора] от [дата договора]. За период [период обязательства]. В т.ч. НДС [сумма НДС]. |
| п/п [номер п/п] Пени по дог. [номер договора] от [дата договора]. За период [период обязательства]. Без НДС. |
| **по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях** |
| п/п [номер п/п] За мощность по дог. [номер договора] от [дата договора]. За период [период обязательства]. В т.ч. НДС [сумма НДС]. |
| п/п [номер п/п] Возврат по дог. [номер договора] от [дата договора]. За период [период обязательства]. В т.ч. НДС [сумма НДС]. |
| п/п [номер п/п] Пени по дог. [номер договора] от [дата договора]. За период [период обязательства]. Без НДС. |
| п/п [номер п/п] Оплата штрафа за неготовность поставить мощность по дог. [номер договора] от [дата договора]. За период [период обязательства]. Без НДС. |

***Действующая редакция***

**Приложение 9**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  |  |  | |
| **АО «АТС»** | |  |  |  | Участник |  | |
|  |  |  |  |  | Код участника |  | |
| **Адрес:** | | | | | | | |
|  |  |  |  |  |  |  | |
|  |  |  |  |  |  |  | |
| **Отчет** | | | | | | | |
| **о результатах расчетов объемов и стоимости электроэнергии и мощности на оптовом рынке** | | | | | | | |
| за | | | | | | | |
| от | | | | | | | |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
| … |  |  |  |  |  |  |  |

**12. Договоры о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии**

**12.1. Продажа по договорам о предоставлении мощности ВИЭ / ТБО**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| п/п | № договора | Объем мощности, МВт | Стоимость (без НДС), руб. |
| 1 | **В целом по участнику:** |  |  |
| 2 | в том числе по договору |  |  |

**12.2. Покупка по договорам о предоставлении мощности ВИЭ / ТБО**

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| п/п | | № договора | Объем мощности, МВт | | | Стоимость (без НДС), руб. |
| 1 | | **В целом по участнику:** |  | | |  |
| 2 | | в том числе по договору |  | | |  |
|  | | | |  |  | | |  |  | |  | |
| **13. Итоговые данные о фактических объемах покупки/продажи электроэнергии на оптовом рынке** | | | | | | | | | | | |  |
|  |  | | |  |  | | |  |  | |  |  |
| п/п | ГТП | | | Общий объем покупки, кВт•ч | Общий объем продажи, кВт•ч | | |  | |
|  | |
|  | |
| 1 | **В целом по участнику:** | | |  |  | | |  | |
|  |  | | |  |  | | |  | |

…

***Предлагаемая редакция:***

**Приложение 9**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **АО «АТС»** | |  |  |  | Участник |  | |
|  |  |  |  |  | Код участника |  | |
| **Адрес:** | | | | | | | |
|  |  |  |  |  |  |  | |
| **Отчет** | | | | | | | |
| **о результатах расчетов объемов и стоимости электроэнергии и мощности на оптовом рынке** | | | | | | | |
| за | | | | | | | |
| от | | | | | | | |
| … |  |  |  |  |  |  |  |

**12. Договоры о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии**

**12.1. Продажа по договорам о предоставлении мощности ВИЭ / ТБО**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| п/п | № договора | Объем мощности, МВт | Стоимость (без НДС), руб. |
| 1 | **В целом по участнику:** |  |  |
| 2 | в том числе по договору |  |  |

**12.2. Покупка по договорам о предоставлении мощности ВИЭ / ТБО**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| п/п | | № договора | Объем мощности, МВт | | Стоимость (без НДС), руб. |
| 1 | | **В целом по участнику:** |  | |  |
| 2 | | в том числе по договору |  | |  |
|  |  | | |  | | |  |  |  |  |  |  |

**13. Договоры комиссии/купли-продажи электрической энергии по регулируемым ценам**

**13.1. Продажа по договорам комиссии на продажу электрической энергии по регулируемым ценам**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| п/п | № договора | Объем электроэнергии, кВт•ч | Цена, руб/кВт•ч | Стоимость (без НДС), руб. |
| 1 | **В целом по участнику:** |  |  |  |
| 2 | в том числе по договору |  |  |  |

**13.2. Покупка по договорам купли-продажи электрической энергии по регулируемым ценам**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| п/п | № договора | Объем электроэнергии, кВт•ч | Цена, руб/кВт•ч | Стоимость (без НДС), руб. |
| 1 | **В целом по участнику:** |  |  |  |
| 2 | в том числе по договору |  |  |  |

**14. Договоры купли-продажи мощности по регулируемым ценам**

**14.1. Продажа по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| п/п | № договора | Объем мощности, МВт | Стоимость (без НДС), руб. |
| 1 | **В целом по участнику:** |  |  |
| 2 | в том числе по договору |  |  |

**14.2. Покупка по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| п/п | № договора | Объем мощности, МВт | Стоимость (без НДС), руб. |
| 1 | **В целом по участнику:** |  |  |
| 2 | в том числе по договору |  |  |

**15. Договоры на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях**

**15.1. Продажа по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| п/п | № договора | Объем мощности, МВт | Стоимость (без НДС), руб. |
| 1 | **В целом по участнику:** |  |  |
| 2 | в том числе по договору |  |  |

**15.2. Покупка по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| п/п | № договора | Объем мощности, МВт | Стоимость (без НДС), руб. |
| 1 | **В целом по участнику:** |  |  |
| 2 | в том числе по договору |  |  |

**16. Договоры купли-продажи (поставки) мощности по нерегулируемым ценам на отдельных территориях**

**16.1. Продажа по договорам купли-продажи (поставки) мощности по нерегулируемым ценам на отдельных территориях**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| п/п | № договора | Объем мощности, МВт | Стоимость (без НДС), руб. |
| 1 | **В целом по участнику:** |  |  |
| 2 | в том числе по договору |  |  |

**16.2. Покупка по договорам купли-продажи (поставки) мощности по нерегулируемым ценам на отдельных территориях**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| п/п | | | № договора | Объем мощности, МВт | | | Стоимость (без НДС), руб. |
| 1 | | | **В целом по участнику:** |  | | |  |
| 2 | | | в том числе по договору |  | | |  |
|  | | | |  |  | | |  |  | |  | |
| **17. Итоговые данные о фактических объемах покупки/продажи электроэнергии на оптовом рынке** | | | | | | | | | | | |  |
|  |  | | |  |  | | |  |  | |  |  |
| п/п | ГТП | | | Общий объем покупки, кВт•ч | Общий объем продажи, кВт•ч | | |  | |
|  | |
|  | |
| 1 | **В целом по участнику:** | | |  |  | | |  | |
|  |  | | |  |  | | |  | |

…

***Действующая редакция:***

**Приложение 38.11**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **АО «АТС»** | | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | | | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | | | | |  |
| **Адрес:** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| участник | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | | Код участника | | | | |  |
| **Отчет** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  |
| **о результатах расчетов объемов и стоимости электроэнергии и мощности на оптовом рынке** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  |
| за г. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  |
| от г. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  |
| **1.    Объем производства** | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
| п/п | ГТП | | | | | | Полный плановый объем производства, кВт•ч | | Объем отклонений по производству, кВт•ч | | Фактический объем производства, кВт•ч | | |  | |  | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
| **2.    Объем потребления** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
| п/п | ГТП | | | | | | Полный плановый объем потребления, кВт•ч | | Объем потребления, покрытый выработкой блок станций, кВт•ч | | Плановый объем потребления, кВт•ч | | | Объем отклонений по потреблению, кВт•ч | | | Фактический объем потребления, кВт•ч | |  |
|  |  | | | | | | | | | | | | | | |  | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
| **3    Рынок на сутки вперед** | | | | | | | | | | | | | |  | |  | | | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | | | | |  |
| **3.1. Продажа по договору комиссии** | | | | | | | | | | | | | |  | |  | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
| п/п | № и дата договора | | | | | | ГТП | | Объем электроэнергии, кВт•ч | | Цена, руб./кВт•ч | | | **Стоимость** (без НДС), руб. | |  | |  | | |  |
| \*Справочно: для 2 НЦЗ в том числе за последнее число расчетного месяца в период с 17 ч. 00 мин. до 00 ч. 00 мин. | | | | | | | | | | | | | | | |  | |  | | |  |
|  | кол-во | | | | | |  | | кВт•ч | |  | | |  | |  | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
| **3.2. Покупка по договору купли-продажи** | | | | | | | | | | | | | |  | |  | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
| п/п | № и дата договора | | | | | | ГТП | | Объем электроэнергии, кВт•ч | | Цена, руб./кВт•ч | | | Стоимость (без НДС), руб. | |  | |  | | |  |
| \*Справочно: для 2 НЦЗ в том числе за последнее число расчетного месяца в период с 17 ч. 00 мин. до 00 ч. 00 мин. | | | | | | | | | | | | | | | |  | |  | | |  |
|  | кол-во | | | | | |  | | кВт•ч | |  | | |  | |  | |  | | |  |
| **4.    Балансирующий рынок** | | | | | | | | | | | | | |  | |  | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | | | | |  |
| **4.1. Продажа по договору комиссии** | | | | | | | | | | | | | |  | |  | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
| п/п | № и дата договора | | | | | | ГТП | | Объем электроэнергии, кВт•ч | | Цена, руб./кВт•ч | | | Стоимость (без НДС), руб. | |  | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
| \*Справочно: для 2 НЦЗ в том числе за последнее число расчетного месяца в период с 17 ч. 00 мин. до 00 ч. 00 мин. | | | | | | | | | | | | | |  | |  | |  | | |  |
|  | кол-во | | | | | |  | | кВт•ч | |  | | |  | |  | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
| **4.2. Покупка по договору купли-продажи** | | | | | | | | | | | | | |  | |  | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
| п/п | № и дата договора | | | | | | ГТП | | Объем электроэнергии, кВт•ч | | Цена, руб./кВт•ч | | | Стоимость (без НДС), руб. | |  | |  | | |  |
| \*Справочно: для 2 НЦЗ в том числе за последнее число расчетного месяца в период с 17 ч. 00 мин. до 00 ч. 00 мин. | | | | | | | | | | | | | | | |  | |  | | |  |
|  | кол-во | | | | | |  | | кВт•ч | |  | | |  | |  | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
| **5.    Покупка/продажа электроэнергии по договорам купли-продажи/комиссии в НЦЗ** | | | | | | | | | | | | | | | |  | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | | | | |  |
| **5.1. Продажа по договору комиссии** | | | | | | | | | | | | | |  | |  | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
| п/п | № и дата договора | | | | | | НЦЗ | | Объем электроэнергии, кВт•ч | | Цена, руб./кВт•ч | | | Стоимость (без НДС), руб. | |  | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
| **5.2. Покупка по договору купли-продажи** | | | | | | | | | | | | | |  | |  | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
| п/п | № и дата договора | | | | | | НЦЗ | | Объем электроэнергии, кВт•ч | | Цена, руб./кВт•ч | | | Стоимость (без НДС), руб. | |  | |  | | |  |
| **6.    Покупка/продажа по договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ** | | | | | | | | | | | | | |  | |  | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | | | | |  |
| **6.1. Продажа по договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ** | | | | | | | | | | | | | |  | |  | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
| п/п | Неценовая зона | | | | | | Объем электроэнергии, кВт•ч | | Стоимость (без НДС), руб. | |  | | |  | |  | |  | | |  |
|  | | |  | |
| **6.2. Покупка по договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ** | | | | | | | | | | | | | |  | |  | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
| п/п | Неценовая зона | | | | | | Объем электроэнергии, кВт•ч | | Стоимость (без НДС), руб. | |  | | |  | |  | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
| **7.    Покупка/продажа мощности по четырехсторонним договорам** | | | | | | | | | | | | | |  | |  | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | | | | |  |
| **7.1. Продажа по четырехсторонним договорам** | | | | | | | | | | | | | |  | |  | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
| п/п | Неценовая зона | | | | | | Объем мощности, МВт | | Стоимость (без НДС), руб. | |  | | |  | |  | |  | | |  |
|  | | | |  | |  | |  | |  | |
| **7.2. Покупка по четырехсторонним договорам** | | | | | | | | | | | | | |  | |  | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
| п/п | Неценовая зона | | | | | | Объем мощности, МВт | | Стоимость (без НДС), руб. | |  | | |  | |  | |  | | |  |
|  | | | |  | |  | |  | |  | |
| **8.    Покупка/продажа электроэнергии по двусторонним договорам** | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | | | | |  |
| **8.1. Продажа по двусторонним договорам** | | | | | | | | | | | | | |  | |  | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
| п/п | Неценовая зона | | | | | | Объем электроэнергии, кВт•ч | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
|  | | |  | |
| **8.2. Покупка по двусторонним договорам** | | | | | | | | | | | | | |  | |  | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
| п/п | Неценовая зона | | | | | | Объем электроэнергии, кВт•ч | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
|  | |
| **9.    Итоговые данные о фактических объемах покупки/продажи электроэнергии на оптовом рынке** | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
| п/п | Неценовая зона | | | | | | Общий объем покупки, кВт•ч | | Общий объем продажи, кВт•ч | |  | |  | |
|  | |  | |
|  | |  | |
|  | | |  | |
| \*Справочно: для 2 НЦЗ в том числе за последнее число расчетного месяца в период с 17 ч. 00 мин. до 00 ч. 00 мин. | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
| **10.    Данные акта оборота электроэнергии** | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | | | | |  |
| п/п | ГТП | | | | | | Объем потребления, кВт•ч | | Объем производства, кВт•ч | |  | | |  | |  | |  | | |  |

***Предлагаемая редакция:***

**Приложение 38.11**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **АО «АТС»** | | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | | | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | | | | |  |
| **Адрес:** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| участник | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | | Код участника | | | | |  |
| **Отчет** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  |
| **о результатах расчетов объемов и стоимости электроэнергии и мощности на оптовом рынке** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  |
| за г. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  |
| от г. | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  |
| **1.    Объем производства** | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
| п/п | ГТП | | | | | | Полный плановый объем производства, кВт•ч | | Объем отклонений по производству, кВт•ч | | Фактический объем производства, кВт•ч | | |  | |  | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
| **2.    Объем потребления** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
| п/п | ГТП | | | | | | Полный плановый объем потребления, кВт•ч | | Объем потребления, покрытый выработкой блок станций, кВт•ч | | Плановый объем потребления, кВт•ч | | | Объем отклонений по потреблению, кВт•ч | | | Фактический объем потребления, кВт•ч | |  |
|  |  | | | | | | | | | | | | | | |  | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
|  | | | | | | | | | | | | | |  | |  | | | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
| **3.    Покупка/продажа электроэнергии по договорам купли-продажи/комиссии в НЦЗ** | | | | | | | | | | | | | | | |  | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | | | | |  |
| **3.1. Продажа по договору комиссии** | | | | | | | | | | | | | |  | |  | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
| п/п | № и дата договора | | | | | | НЦЗ | | Объем электроэнергии, кВт•ч | | Цена, руб./кВт•ч | | | Стоимость (без НДС), руб. | |  | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
| **3.2. Покупка по договору купли-продажи** | | | | | | | | | | | | | |  | |  | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
| п/п | № и дата договора | | | | | | НЦЗ | | Объем электроэнергии, кВт•ч | | Цена, руб./кВт•ч | | | Стоимость (без НДС), руб. | |  | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
| **4.    Покупка/продажа мощности по четырехсторонним договорам** | | | | | | | | | | | | | |  | |  | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | | | | |  |
| **4.1. Продажа по четырехсторонним договорам** | | | | | | | | | | | | | |  | |  | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
| п/п | Неценовая зона | | | | | | Объем мощности, МВт | | Стоимость (без НДС), руб. | |  | | |  | |  | |  | | |  |
|  | | | |  | |  | |  | |  | |
| **4.2. Покупка по четырехсторонним договорам** | | | | | | | | | | | | | |  | |  | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
| п/п | Неценовая зона | | | | | | Объем мощности, МВт | | Стоимость (без НДС), руб. | |  | | |  | |  | |  | | |  |
|  | | | |  | |  | |  | |  | |
| **5.    Покупка/продажа электроэнергии по двусторонним договорам** | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | | | | |  |
| **5.1. Продажа по двусторонним договорам** | | | | | | | | | | | | | |  | |  | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
| п/п | Неценовая зона | | | | | | Объем электроэнергии, кВт•ч | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
|  | | |  | |
| **5.2. Покупка по двусторонним договорам** | | | | | | | | | | | | | |  | |  | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
| п/п | Неценовая зона | | | | | | Объем электроэнергии, кВт•ч | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
|  | |
| **6.    Итоговые данные о фактических объемах покупки/продажи электроэнергии на оптовом рынке** | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
| п/п | Неценовая зона | | | | | | Общий объем покупки, кВт•ч | | Общий объем продажи, кВт•ч | |  | |  | |
|  | |  | |
|  | |  | |
|  | | |  | |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | | |  |
| **7.    Данные акта оборота электроэнергии** | | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | | |  | |  | | | | |  |
| п/п | ГТП | | | | | | Объем потребления, кВт•ч | | Объем производства, кВт•ч | |  | | |  | |  | |  | | |  |

***Действующая редакция***

**Приложение 53**

**к Регламенту финансовых расчетов**

**на оптовом рынке электроэнергии**

**Методика построения матрицы прикреплений**

**Матрица прикреплений формируется в целях определения покупателей электроэнергии, переданной ЦФР каждым участником оптового рынка на комиссию.**

**В результате построения матрицы прикреплений осуществляется привязка объемов (стоимости) электроэнергии, проданной по договорам комиссии на РСВ и на БР (далее – договор комиссии), к договорам купли-продажи на РСВ и на БР и к договору купли-продажи электрической энергии по свободным (нерегулируемым) ценам в целях компенсации потерь в электрических сетях (далее – договор купли-продажи). Матрица объемов и матрица стоимостей строятся по одному алгоритму, предусмотренному настоящей Методикой, без каких-либо изъятий и исключений.**

**В отношении обязательств/требований по авансовым платежам строится одна авансовая матрица прикреплений: матрица стоимостей. Для авансовой матрицы прикреплений все алгоритмы расчета, в которых используются данные об объемах электроэнергии, предусмотренные настоящей Методикой, исключаются из процедуры расчета матрицы прикреплений.**

**В отношении обязательств за расчетные периоды до 1 августа 2014 года матрица прикреплений формируется отдельно по каждой ценовой зоне оптового рынка.**

1. **Общий вид матрицы прикреплений**

Матрица объемов *X*, расширенная элементами исходных векторов, имеет вид:

…

***Предлагаемая редакция***

**Приложение 53**

**к Регламенту финансовых расчетов**

**на оптовом рынке электроэнергии**

**Методика построения матрицы прикреплений**

**Матрица прикреплений формируется в целях определения покупателей электроэнергии, переданной ЦФР каждым участником оптового рынка на комиссию.**

**В результате построения матрицы прикреплений осуществляется привязка объемов (стоимости) электроэнергии, проданной по договорам комиссии на РСВ и на БР (далее – договор комиссии), к договорам купли-продажи на РСВ и на БР и к договору купли-продажи электрической энергии по свободным (нерегулируемым) ценам в целях компенсации потерь в электрических сетях (далее – договор купли-продажи). Матрица объемов и матрица стоимостей строятся по одному алгоритму, предусмотренному настоящей Методикой, без каких-либо изъятий и исключений.**

**В отношении обязательств/требований по авансовым платежам строится одна авансовая матрица прикреплений: матрица стоимостей. Для авансовой матрицы прикреплений все алгоритмы расчета, в которых используются данные об объемах электроэнергии, предусмотренные настоящей Методикой, исключаются из процедуры расчета матрицы прикреплений.**

**В отношении обязательств за расчетные периоды до 1 августа 2014 года матрица прикреплений формируется отдельно по каждой ценовой зоне оптового рынка.**

**В отношении обязательств за расчетные периоды с 1 января 2025 года матрица прикреплений формируется отдельно по договорам, заключенным в отношении ценовой зоны оптового рынка и по договорам, заключенным в отношении территории Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам.**

1. **Общий вид матрицы прикреплений**

Матрица объемов *X*, расширенная элементами исходных векторов, имеет вид:

***…***

***Действующая редакция***

**Приложение 53.3**

**I. Методика построения матрицы прикреплений по договорам комиссии НЦЗ и Договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ**

Матрица прикреплений формируется в целях определения покупателей электроэнергии, переданной ЦФР каждым участником оптового рынка на комиссию.

В результате построения матрицы прикреплений осуществляется привязка объемов (стоимости) электроэнергии, проданной по договорам комиссии НЦЗ (далее – договор комиссии), к договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ (далее – договор купли-продажи). Матрица объемов и матрица стоимостей строятся по одному алгоритму, предусмотренному настоящей Методикой, без каких-либо изъятий и исключений.

Матрица прикреплений формируется отдельно по неценовой зоне Архангельской области, второй неценовой зоне, неценовой зоне Калининградской области и неценовой зоне Республики Коми.

**1. Общий вид матрицы прикреплений**

Матрица объемов *X*, расширенная элементами исходных векторов, имеет вид:



Применяемые обозначения:

*Ti* – объем электроэнергии, переданной на реализацию участником оптового рынка по договору комиссии *i* (для неценовой зоны Дальнего Востока указанным участником является Единый закупщик);

*Uj* – объем электроэнергии, купленной участником оптового рынка (или ФСК) по договору купли-продажи *j*;

*M, N* – общее количество договоров;

***…***

***Предлагаемая редакция***

**Приложение 53.3**

**I. Методика построения матрицы прикреплений по договорам комиссии и Договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ и по договорам КОМИССИИ и купли-продажи ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ по регулируемым ценам**

Матрица прикреплений формируется в целях определения покупателей электроэнергии, переданной ЦФР каждым участником оптового рынка на комиссию.

В результате построения матрицы прикреплений осуществляется привязка объемов (стоимости) электроэнергии, проданной по договорам комиссии НЦЗ к договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ, а также по договорам комиссии на продажу электрической энергии по регулируемым ценам к договорам купли-продажи электрической энергии по регулируемым ценам. Договоры комиссии НЦЗ и договоры комиссии на продажу электрической энергии по регулируемым ценам в настоящем приложении называются договорам комиссии. Договоры купли-продажи электрической энергии в НЦЗ и договоры купли-продажи электрической энергии по регулируемым ценам в настоящем приложении называются договорами купли-продажи. Матрица объемов и матрица стоимостей строятся по одному алгоритму, предусмотренному настоящей Методикой, без каких-либо изъятий и исключений.

Матрица прикреплений формируется отдельно по неценовой зоне Калининградской области (по договорам по договорам комиссии/купли-продажи электрической энергии в НЦЗ) и по входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, с учетом покупателей остальной части второй ценовой зоны, объемы потребления электрической энергии которых обеспечиваются, в том числе, перетоками электрической энергии с данной территории на территорию остальной части второй ценовой зоны оптового рынка (по договорам комиссии/купли-продажи электрической энергии по регулируемым ценам)

**1. Общий вид матрицы прикреплений**

Матрица объемов *X*, расширенная элементами исходных векторов, имеет вид:



Применяемые обозначения:

*Ti* – объем электроэнергии, переданной на реализацию участником оптового рынка по договору комиссии *i*;

*Uj* – объем электроэнергии, купленной участником оптового рынка (или ФСК) по договору купли-продажи *j*;

*M, N* – общее количество договоров;

***…***

***Действующая редакция***

**Приложение 56**

**Методика построения схемы платежей в неценовых зонах оптового рынка**

Схема платежей в неценовых зонах оптового рынка формируется в целях определения продавцов и покупателей по четырехсторонним договорам купли-продажи мощности и по договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ. В результате формирования схемы платежей осуществляется привязка объемов (стоимости) электроэнергии/мощности продавца к покупателям, которая далее по тексту будет именоваться как матрица прикреплений.

Построение матрицы прикреплений по договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ (далее – матрица прикреплений по электроэнергии) и матрицы прикреплений по четырехсторонним договорам купли-продажи мощности (далее – матрица прикреплений по мощности) осуществляется по алгоритму, предусмотренному настоящей Методикой.

Матрица прикреплений по мощности формируется отдельно по каждой неценовой зоне оптового рынка. Матрица прикреплений по электроэнергии формируется только для второй неценовой зоны.

**Формирование авансовых матриц**

Авансовая матрица прикреплений – это распределение авансовых обязательств/требований по мощности по четырехсторонним договорам купли-продажи мощности, а также распределение авансовых обязательств/требований по электрической энергии по договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ. Формирование матрицы прикреплений по стоимости электроэнергии/мощности производится в отношении месячных авансовых обязательств и требований без НДС, по которым строится авансовая матрица прикреплений – матрица стоимостей.

При формировании авансовой матрицы прикреплений учитываются соглашения об изменении порядка оплаты предварительных авансовых обязательств/требований, заключенные участниками оптового рынка в соответствии с п. 7.8 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).

На основании авансовой матрицы прикреплений ЦФР формирует платежные обязательства/требования на две даты платежа (14-е и 28-е число), с учетом суммы НДС.

**Формирование итоговых матриц**

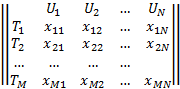
Итоговая матрица прикреплений – это распределение стоимости и объемов требований по четырехсторонним договорам купли-продажи мощности, а также распределение стоимости и объемов требований по договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ. В отношении обязательств/требований по итоговым платежам строятся две матрицы прикреплений: матрица стоимостей и матрица объемов. На основании итоговой матрицы прикреплений ЦФР формирует платежные обязательства/требования с учетом суммы НДС.

1. **Общий вид матрицы прикреплений (для схемы платежей неценовых зон):**

Матрица для схемы платежей неценовых зон включает в себя две матрицы: стоимостей *X* и объемов *Y*.

* 1. **Матрица стоимостей *X* имеет вид:**



Применяемые обозначения:

*Ti* – стоимость электроэнергии/мощности, переданной на реализацию участником оптового рынка *i*;

*Uj* – стоимость электроэнергии/мощности, купленной участником оптового рынка *j*;

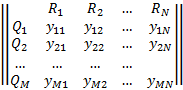
*N* – количество продавцов;

*M* – количество покупателей;

x*ij* – стоимость электроэнергии/мощности, переданной на реализацию по договору *i* и купленной по договору *j*.

Матрица стоимостей X имеет размерность *M × N*. Крайняя верхняя строка и крайний левый столбец, содержащие элементы *Uj* и *Ti*, в состав матрицы не входят.

* 1. **Матрица объемов Y имеет вид:**



Применяемые обозначения:

*Ri* – объем электроэнергии/мощности, переданной на реализацию участником оптового рынка *i*;

*Qj* – объем электроэнергии/мощности, купленной участником оптового рынка *j*;

*N* – количество продавцов;

*M* – количество покупателей;

*yij* – объем электроэнергии/мощности, переданный на реализацию по договору *i* и купленный по договору *j*.

Матрица объемов Y имеет размерность *M × N*. Крайняя верхняя строка и крайний левый столбец, содержащие элементы *Rj* и *Qi*, в состав матрицы не входят.

1. **Требования, предъявляемые к матрице прикреплений**

В отношении матрицы прикреплений *X (Y)* действуют следующие требования:

сбалансированность матрицы *X (Y)* по строкам;

сбалансированность матрицы *X (Y)* по столбцам;

соответствие ненулевых элементов матрицы *X (Y)* ненулевым элементам матрицы *Y (X)*.

1. **Формирование авансовой матрицы прикреплений**
   1. **Получение исходных данных, их первичная обработка**

Для проведения расчетов в неценовых зонах оптового рынка **по четырехсторонним договорам купли-продажи мощности и по договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ** КО передает в ЦФР следующие обязательства и требования по участнику оптового рынка, функционирующему на территории неценовых зон:

• реестр авансовых обязательств/требований по четырехсторонним договорам купли-продажи мощности, которые содержат величины обязательств и требований без НДС участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* по неценовой зоне *z* за месяц *m*;

• реестр авансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ, которые содержат величины обязательств и требований без НДС участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* по неценовой зоне Дальнего Востока за месяц *m*.

Матрица формируется в случае равенства между стоимостью и объемом покупки и стоимостью и объемом продажи в каждой неценовой зоне, т.е. выполняется следующее условие равенства:

,

где *i* – {*z*} – множество продавцов в неценовой зоне *z*;

*j* – {*z*} – множество покупателей в неценовой зоне *z*;

 – величина авансового требования участника оптового рынка *i* в неценовой зоне *z* за месяц *m* из реестра КО;

 – величина авансового обязательства участника оптового рынка *j* в неценовой зоне *z* за месяц *m* из реестра КО.

В случае если условие равенства не выполняется, расчет матрицы прикреплений прекращается.

* 1. **Формирование авансовой матрицы прикреплений по мощности для неценовых зон Архангельской области, Калинградской области и Республики Коми**

Формирование авансовой матрицы прикреплений по стоимости мощности проводится в отношении месячных авансовых обязательств и требований по мощности без НДС в соответствии с представленным ниже алгоритмом.

1. Величина авансового обязательства участника оптового рынка *i* – продавца, имеющего требование, перед участником оптового рынка *j* – покупателем, имеющим обязательство, в неценовой зоне *z* за месяц *m* рассчитывается по следующей формуле:

…

3.2 Если  и величина небаланса по модулю не меньше требования с самым большим значением стоимости , то величина небаланса отнимается по единице от ненулевых элементов строки *i* , больших 1 (в порядке убывания, начиная с наибольшего и до наименьшего больше 1; цикл повторяется до полного разнесения небаланса). Если в строке остались только 1 и при этом остается отрицательный небаланс, то для достижения балансировки алгоритм должен отнимать 1 (т.е. обнулять) от элементов строки  по порядку (*j* = 1, 2,…) до полного разнесения небаланса.

4. Далее матрица балансируется, а также исключаются несовпадения нулевых объемов и нулевых стоимостей по алгоритму, который описан в п. 6 настоящей Методики.

* 1. **Формирование авансовой матрицы прикреплений по мощности для второй неценовой зоны Дальнего Востока (далее – второй неценовой зоны)**

Формирование матрицы прикреплений по мощности за месяц *m* для второй неценовой зоны проводится без НДС по следующему алгоритму.

Авансовое требование для единого закупщика на территории второй неценовой зоны (далее – ЕЗ) рассчитывается по формуле:

,

где *i* – ЕЗ, имеющий авансовое требование в неценовой зоне *z* за месяц *m*;

*j* – участник оптового рынка, имеющий авансовое обязательство в неценовой зоне *z* за месяц *m*, исключая ЕЗ;

 – стоимость требования за мощность участника оптового рынка *i* в неценовой зоне *z* за месяц *m* из реестра КО;

*z* – вторая неценовая зона.

* 1. **Формирование авансовой матрицы прикреплений** **по электроэнергии для второй неценовой зоны**

Формирование матрицы прикреплений по электроэнергии за месяц *m* для второй неценовой зоны проводится без НДС по следующему алгоритму.

Авансовое требование для продавцов рассчитывается по формуле:

,

где *j* – ЕЗ, имеющий авансовое обязательство в неценовой зоне *z* за месяц *m*;

*i* – участник оптового рынка, имеющий финансовое требование в неценовой зоне *z* за месяц *m*;

 – стоимость требования за электроэнергию участника оптового рынка *i* в неценовой зоне *z* за месяц *m* из реестра КО;

*z* – вторая неценовая зона.

1. **Формирование итоговой матрицы прикреплений**
   1. **Получение исходных данных, их первичная обработка**

Для проведения расчетов в неценовых зонах оптового рынка за электроэнергию и мощность КО передает в ЦФР следующие обязательства и требования по участнику оптового рынка, функционирующему на территории неценовых зон:

• реестры итоговых обязательств/требований по четырехсторонним договорам купли-продажи мощности, содержащие объемы в МВт и стоимость обязательств и требований без НДС участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* по неценовой зоне *z* за месяц *m*;

• реестры итоговых обязательств/требований по договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ, содержащие объемы в кВт и стоимость обязательств и требований без НДС участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* по неценовой зоне Дальнего Востока за месяц *m*.

Матрица формируется в случае равенства между стоимостью и объемом покупки и стоимостью и объемом продажи в каждой неценовой зоне, т.е. выполняется следующее условие равенства:

,

где *i* – {*z*} – множество продавцов в неценовой зоне *z*;

*j* – {*z*} – множество покупателей в неценовой зоне *z*;

 – стоимость/объем итогового требования участника оптового рынка *i* в неценовой зоне *z* за месяц *m* из реестра КО;

 – стоимость/объем итогового обязательства участника оптового рынка *j* в неценовой зоне *z* за месяц *m* из реестра КО.

В случае если условие равенства не выполняется, расчет матрицы прикреплений прекращается.

* 1. **Формирование итоговой матрицы прикреплений по мощности (стоимость) для неценовых зон Архангельской области, Калинградской области и Республики Коми**

Формирование итоговой матрицы прикреплений стоимостей по мощности проводится без НДС в соответствии с представленным ниже алгоритмом.

1. Величина обязательства участника оптового рынка *i* – продавца, имеющего требование к участнику оптового рынка *j* – покупателю, имеющему обязательство, в неценовой зоне *z* за месяц *m* рассчитывается по следующей формуле:

…

4. Далее матрица балансируется, а также исключаются несовпадения нулевых объемов и нулевых стоимостей по алгоритму, который описан в п. 6 настоящей Методики.

* 1. **Формирование итоговой матрицы прикреплений** **по мощности (объем) для неценовых зон Архангельской области, Калинградской области и Республики Коми**

Формирование итоговой матрицы прикреплений объемов по мощности производится без НДС в соответствии с представленным ниже алгоритмом.

1. Величина объема участника оптового рынка *i* – продавца, имеющего объем продажи, с участником оптового рынка *j* – покупателем, имеющим объем покупки, в неценовой зоне *z* рассчитывается по следующей формуле:

…

4. Далее матрица балансируется, а также исключаются несовпадения нулевых объемов и нулевых стоимостей по алгоритму, который описан в п. 6 настоящей Методики.

* 1. **Формирование итоговой матрицы прикреплений** **по мощности для второй неценовой зоны**
     1. **Итоговая матрица прикреплений стоимости по мощности для второй неценовой зоны**

Итоговое требование для продавцов рассчитывается по формуле:

,

где *i* – участник оптового рынка, имеющий итоговое требование в неценовой зоне *z* за месяц *m*;

*j* – ЕЗ, имеющий итоговое обязательство в неценовой зоне *z* за месяц *m*;

 – итоговое требование за мощность участника оптового рынка *i* в неценовой зоне *z* за месяц *m* из реестра КО;

*z* – вторая неценовая зона.

Итоговое требование для ЕЗ рассчитывается по формуле:

,

где *i* – ЕЗ, имеющий итоговое требование в неценовой зоне *z* за месяц *m*;

*j* – участник оптового рынка, имеющий итоговое обязательство в неценовой зоне *z* за месяц *m*, исключая ЕЗ;

 – итоговое обязательство за мощность участника оптового рынка *j* в неценовой зоне *z* за месяц *m* из реестра КО, исключая ЕЗ;

*z* – вторая неценовая зона.

* + 1. **Итоговая матрица прикреплений объемов по мощности для второй неценовой зоны**

Объем продажи для продавцов рассчитывается по формуле:

,

где *i* – участник оптового рынка, имеющий объем продажи в неценовой зоне *z* за месяц *m*, исключая ЕЗ;

*j* – ЕЗ, имеющий итоговое обязательство в неценовой зоне *z* за месяц *m*;

 – объем продажи мощности участника оптового рынка *i* в неценовой зоне *z* за месяц *m*, исключая ЕЗ;

*z* – вторая неценовая зона.

Объем продажи для ЕЗ рассчитывается по формуле:

,

где *i* – ЕЗ, имеющий итоговое требование в неценовой зоне *z* за месяц *m*;

*j* – участник оптового рынка, имеющий объем покупки в неценовой зоне *z* за месяц *m*, исключая ЕЗ;

 – объем покупки мощности участника оптового рынка *j* в неценовой зоне *z* за месяц *m* из реестра КО, исключая ЕЗ;

*z* – вторая неценовая зона.

* 1. **Формирование итоговых матриц прикреплений по электроэнергии для второй неценовой зоны** 
     1. **Итоговая матрица прикреплений стоимости по электроэнергии для второй неценовой зоны**

Итоговое требование для продавцов рассчитывается по формуле:

,

где *i* – участник оптового рынка, имеющий итоговое требование в неценовой зоне *z* за месяц *m*;

*j* – ЕЗ, имеющий итоговое обязательство в неценовой зоне *z* за месяц *m*;

 – итоговое требование за электроэнергию участника оптового рынка *i* в неценовой зоне *z* за месяц *m* из реестра КО;

*z* – вторая неценовая зона.

* + 1. **Итоговая матрица прикреплений объемов по электроэнергии для второй неценовой зоны**

Объем продажи для продавцов рассчитывается по формуле:

,

где *i* – участник оптового рынка, имеющий объем продажи в неценовой зоне *z* за месяц *m*, исключая ЕЗ;

*j* – ЕЗ, имеющий объем покупок в неценовой зоне *z* за месяц *m*;

 – объем продажи электроэнергии участника оптового рынка *i* в неценовой зоне *z* за месяц *m*, исключая ЕЗ;

*z* – вторая неценовая зона.

1. **Описание дополнительных алгоритмов, применяемых при формировании матрицы прикреплений**
   1. **Балансировка матрицы прикреплений**

Матрица прикреплений по объемам или по стоимости должна быть сбалансирована как по строкам (продавцы), так и по столбцам (покупатели). Для авансовой матрицы прикреплений балансировка проводится только по стоимости, для фактической матрицы прикреплений балансировка проводится по объему и по стоимости.

Исходные данные: матрица объемов *X* и матрица стоимости *Y* размерностью *I* × *J,*

* где *I* – количество продавцов;
* *J* – количество покупателей;
* *P*(*i*, *j*) – объем или стоимость электрической энергии (мощности), переданной продавцом *i* покупателю *j*.
*   – значения объемов или стоимостей покупок и продаж для каждого участника оптового рынка *i* и *j* соответственно.

Условием для построения матрицы прикреплений на основе входных данных из реестров КО (п. 2 настоящей Методики) является сбалансированность по строкам, т.е. , .

Результатом балансировки матрицы прикреплений является равенство между объемом или стоимостью купленной электрической энергии и мощности и суммы элементов матрицы объема или стоимости электрической энергии и мощности, проданной продавцом покупателю, т.е. баланс матрицы по столбцам, при этом не нарушается сбалансированность по строкам, т.е.

 .

…

1. Если столбцов с ненулевым небалансом не обнаружено, то балансировка считается выполненной. Если остались несбалансированные столбцы, то выполняется повтор алгоритма с шага расчета небаланса для всех столбцов (шаг 3).
   1. **Исключение несовпадений нулевых объемов и нулевой стоимости в итоговой матрице прикреплений**

В результате балансировки матрицы прикреплений должны быть исключены ситуации, когда ненулевому объему соответствует нулевая стоимость и (или) нулевому объему соответствует ненулевая стоимость.

Исходные данные: сбалансированная матрица объемов *X* и сбалансированная матрица стоимости *Y* размерностью *M* × *N,*

* где *N* – количество продавцов;
* *M* – количество покупателей;
*  – объем электрической энергии (мощности), переданной продавцом *j* покупателю *i*;
*  – стоимость электрической энергии (мощности), переданной продавцом *j* покупателю *i*.

Процесс исключения несовпадений должен исключить все несовпадения: когда ненулевому объему соответствует нулевая стоимость или когда ненулевой стоимости соответствует нулевой объем.

(, и  или ), при этом не нарушается сбалансированности матрицы по строкам и столбцам.

…

Алгоритм 1 и Алгоритм 2 не нарушают сбалансированность матрицы *P* ни по строкам, ни по столбцам.

1. **Формирование платежных обязательств/требований на даты платежа**
   1. **Формирование платежных авансовых обязательств/требований**

После построения авансовой матрицы прикреплений по электроэнергии и мощности производится формирование платежных обязательств/требований. ЦФР формирует платежные авансовые обязательства/требования по договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ, четырехсторонним договорам купли-продажи мощности на дату платежа. Формирование происходит в соответствии с представленным ниже алгоритмом.

1. Расчет авансовой матрицы прикреплений обязательств происходит с учетом соглашений об индивидуальных графиках оплаты участника оптового рынка *i* – продавца и участника оптового рынка *j* – покупателя. Если в соглашении об индивидуальных графиках оплаты была указана доля от оплаты авансовых требований, то при расчете эта доля будет учитываться как коэффициент для расчета авансовых обязательств.

2. Платежные авансовые обязательства за электроэнергию и мощность формируются на даты оплаты 14-е и 28-е число месяца *m*.

3. Стоимость мощности/электроэнергии без НДС авансового обязательства участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* по неценовой зоне *z* за период поставки *mp* на 14-е число (где период поставки *mp* равен периоду с 1-го по 13-е число месяца *m*) рассчитывается по следующим формулам:

а) если в месяце *m* не заключено соглашение об изменении порядка оплаты предварительных авансовых обязательств/требований в соответствии с п. 7.8 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), то расчет производится по формуле:

для электроэнергии:

,

для мощности:

,

где  – величина авансового обязательства за электроэнергию между плательщиком *j* и получателем *i*, полученная при формировании авансовой матрицы прикреплений;

 – величина авансового обязательства за мощность между плательщиком *j* и получателем *i*, полученная при формировании авансовой матрицы прикреплений;

б) если в месяце *m* заключено соглашение об изменении порядка оплаты предварительных авансовых обязательств/требований в соответствии с п. 7.8 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), то расчет производится с учетом коэффициентов для расчета авансовых обязательств по формуле:

для электроэнергии:

,

для мощности:

,

где  – коэффициент для расчета авансовых обязательств между плательщиком *j* и получателем *i* в неценовой зоне *z* для периода поставки *mp* месяца *m*;

 – коэффициент для расчета авансовых обязательств между плательщиком *j* и получателем *i* в неценовой зоне *z* для периода поставки *mp* месяца *m*.

4. Стоимость мощности/электроэнергии без НДС авансового обязательства участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* по неценовой зоне *z* за период поставки *mp* на 28-е число (где период поставки *mp* равен периоду с 14-го по последнее число месяца *m*) рассчитывается по следующим формулам:

а) если в месяце *m* не заключено соглашение об изменении порядка оплаты предварительных авансовых обязательств/требований в соответствии с п. 7.8 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), то расчет производится по формуле:

для электроэнергии:

,

для мощности:

,

где  – величина авансового обязательства за электроэнергию между плательщиком *j* и получателем *i*, полученная при формировании авансовой матрицы прикреплений;

 – величина авансового обязательства за мощность между плательщиком *j* и получателем *i*, полученная при формировании авансовой матрицы прикреплений;

 – стоимость электроэнергии без НДС авансового обязательства участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* по неценовой зоне *z* за период поставки *mp* на 14-е число;

 – стоимость мощности без НДС авансового обязательства участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* по неценовой зоне *z* за период поставки *mp* на 14-е число.

б) Если в месяце *m* заключено соглашение об изменении порядка оплаты предварительных авансовых обязательств/требований в соответствии с п. 7.8 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), то расчет производится по формуле:

для электроэнергии:

,

для мощности:

,

где  – коэффициент для расчета авансовых обязательств между плательщиком *j* и получателем *i* в неценовой зоне *z* для периода поставки *mp* месяца *m*;

 – коэффициент для расчета авансовых обязательств между плательщиком *j* и получателем *i* в неценовой зоне *z* для периода поставки *mp* месяца *m*.

5. Величина НДС, начисленная на авансовое обязательство (из матрицы прикреплений) за месяц *m*, рассчитывается по формуле:

для электроэнергии:

,

для мощности:

,

где  – ставка НДС для месяца *m*;

 – величина авансового обязательства за электроэнергию между плательщиком *j* и получателем *i*, полученная при формировании авансовой матрицы прикреплений;

 – величина авансового обязательства за мощность между плательщиком *j* и получателем *i*, полученная при формировании авансовой матрицы прикреплений.

6. Величина НДС, начисленная на платежные авансовые обязательства, рассчитывается следующим образом.

1. Расчет на дату платежа 14-е число производится по формулам:

за электроэнергию:

,

за мощность:

,

где  – ставка НДС для месяца *m*;

 – стоимость электроэнергии без НДС авансового обязательства участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* по неценовой зоне *z* за период поставки *mp* на 14-е число;

 – стоимость мощности без НДС авансового обязательства участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* по неценовой зоне *z* за период поставки *mp* на 14-е число.

1. Если в месяце *m* ни один из участников оптового рынка авансовой матрицы прикреплений не принес соглашение об изменении порядка оплаты предварительных авансовых обязательств/требований в соответствии с п. 7.8 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), то расчет на дату платежа 28-ечисло производится по формулам:

за электроэнергию:

,

за мощность:

,

где  – величина НДС, начисленная на стоимость электроэнергии авансового обязательства (из матрицы прикреплений) участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* за месяц *m* по неценовой зоне *z*;

 – величина НДС, начисленная на стоимость мощности авансового обязательства (из матрицы прикреплений) участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* за месяц *m* по неценовой зоне *z*;

 – величина НДС, начисленная на стоимость электроэнергии платежного авансового обязательства участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* за месяц *m* по неценовой зоне *z* на дату платежа 14-е число;

 – величина НДС, начисленная на стоимость мощности платежного авансового обязательства участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* за месяц *m* по неценовой зоне *z* на дату платежа 14-е число.

1. Если хотя бы один из участников оптового рынка авансовой схемы платежей в месяце *m* предоставил соглашение об изменении порядка оплаты предварительных авансовых обязательств/требований в соответствии с п. 7.8 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), то расчет на дату платежа 28-ечисло производится по формулам из пункта 6, подп. «а»), т.е.

за электроэнергию:



за мощность:

,

где  – ставка НДС для месяца *m*;

 – стоимость электроэнергии без НДС авансового обязательства участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* по неценовой зоне *z* за период поставки *mp*' на 28-е число;

 – стоимость мощности без НДС авансового обязательства участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* по неценовой зоне *z* за период поставки *mp*' на 28-е число.

7. Величина платежного авансового обязательства с НДС участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* по неценовой зоне *z* за платежный период *mp* на даты платежа 14-е и 28-е число рассчитывается по общей формуле:

для электроэнергии:

,

для мощности:

,

где  – величина НДС, начисленная на стоимость электроэнергии платежного авансового обязательства участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* за месяц *m* по неценовой зоне *z* на дату платежа 14-е или 28-е число;

 – величина НДС, начисленная на стоимость мощности платежного авансового обязательства участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* за месяц *m* по неценовой зоне *z* на дату платежа 14-е или 28-е число;

 – стоимость электрической энергии без НДС авансового обязательства участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* за месяц *m* по неценовой зоне *z* на дату платежа 14-е или 28-е число;

 – стоимость мощности без НДС авансового обязательства участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* за месяц *m* по неценовой зоне *z* на дату платежа 14-е или 28-е число.

8. Для пары участников оптового рынка: покупатель *j* и продавец *i* – определяется соответствующий договор купли-продажи электроэнергии для ЕЗ или четырехсторонний договор купли-продажи мощности для формирования платежного обязательства/требования.

* 1. **Формирование фактических платежных обязательств/требований**

На основании итоговых и авансовых обязательств между участниками оптового рынка, полученных при формировании матрицы прикреплений, ЦФР формирует фактические платежные обязательства/требования за месяц *m* на дату платежа – 21-е число месяца *m*+1.

Формирование фактических платежных обязательств за месяц *m* за электроэнергию и мощность производится в соответствии с представленным ниже алгоритмом.

1. Величина НДС, начисленная на итоговое обязательство участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* по неценовой зоне *z* за месяц *m* за электроэнергию и мощность, рассчитывается по следующей формуле:

для электроэнергии:

,

где  – величина итогового обязательства за электроэнергию между плательщиком *j* и получателем *i*, полученная при формировании итоговой матрицы прикреплений;

 – ставка НДС для месяца *m*;

для мощности:

,

где  – величина итогового обязательства за мощность между плательщиком *j* и получателем *i*, полученная при формировании итоговой матрицы прикреплений;

 – ставка НДС для месяца *m*.

2. Величина итогового обязательства с НДС за электроэнергию и мощность участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* по неценовой зоне *z* за месяц *m* рассчитывается по следующей формуле:

для электроэнергии:

,

для мощности:

.

3. Величина фактического платежного обязательства за электроэнергию и мощность участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* по неценовой зоне *z* за месяц *m* рассчитывается по формуле:

для электроэнергии:

,

где  – величина итогового обязательства за электроэнергию между плательщиком *j* и получателем *i*, полученная при формировании итоговой матрицы прикреплений;

 – авансовые обязательства за электроэнергию между плательщиком *j* и получателем *i* на даты платежа 14-е и 28-е число *dp* месяца *m*;

для мощности:

,

где  – величина итогового обязательства за мощность между плательщиком *j* и получателем *i*, полученная при формировании итоговой схемы платежей;

 – авансовые обязательства за мощность между плательщиком *j* и получателем *i* на даты платежа 14-е и 28-е число *dp* месяца *m*.

4. Величина НДС, относящаяся на фактическое платежное обязательство за электроэнергию и мощность, рассчитывается по следующей формуле:

для электроэнергии:

,

для мощности:

.

5. Величина фактического платежного обязательства с НДС за электроэнергию и мощность участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* по неценовой зоне *z* за месяц *m* рассчитывается по следующей формуле:

для электроэнергии:

,

для мощности:

.

6. Для пары участников оптового рынка: покупатель *j* и продавец *i* – определяется соответствующий договор купли-продажи электроэнергии для ЕЗ или четырехсторонний договор купли-продажи мощности для формирования платежного обязательства/требования.

***Предлагаемая редакция***

**Приложение 56**

**Методика построения схемы платежей в неценовой зоне оптового рынка**

Схема платежей в неценовой зоне оптового рынка формируется в целях определения продавцов и покупателей по четырехсторонним договорам купли-продажи мощности. В результате формирования схемы платежей осуществляется привязка объемов (стоимости) мощности продавца к покупателям, которая далее по тексту будет именоваться как матрица прикреплений.

Построение матрицы прикреплений по четырехсторонним договорам купли-продажи мощности (далее – матрица прикреплений по мощности) осуществляется по алгоритму, предусмотренному настоящей Методикой.

**Формирование авансовых матриц**

Авансовая матрица прикреплений – это распределение авансовых обязательств/требований по мощности по четырехсторонним договорам купли-продажи мощности. Формирование матрицы прикреплений по стоимости мощности производится в отношении месячных авансовых обязательств и требований без НДС, по которым строится авансовая матрица прикреплений – матрица стоимостей.

При формировании авансовой матрицы прикреплений учитываются соглашения об изменении порядка оплаты предварительных авансовых обязательств/требований, заключенные участниками оптового рынка в соответствии с п. 7.8 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).

На основании авансовой матрицы прикреплений ЦФР формирует платежные обязательства/требования на две даты платежа (14-е и 28-е число), с учетом суммы НДС.

**Формирование итоговых матриц**

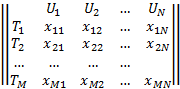
Итоговая матрица прикреплений – это распределение стоимости и объемов требований по четырехсторонним договорам купли-продажи мощности. В отношении обязательств/требований по итоговым платежам строятся две матрицы прикреплений: матрица стоимостей и матрица объемов. На основании итоговой матрицы прикреплений ЦФР формирует платежные обязательства/требования с учетом суммы НДС.

1. **Общий вид матрицы прикреплений (для схемы платежей неценовой зоны):**

Матрица для схемы платежей неценовой зоны включает в себя две матрицы: стоимостей *X* и объемов *Y*.

* 1. **Матрица стоимостей *X* имеет вид:**



Применяемые обозначения:

*Ti* – стоимость мощности, переданной на реализацию участником оптового рынка *i*;

*Uj* – стоимость мощности, купленной участником оптового рынка *j*;

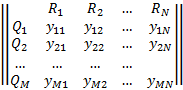
*N* – количество продавцов;

*M* – количество покупателей;

x*ij* – стоимость мощности, переданной на реализацию по договору *i* и купленной по договору *j*.

Матрица стоимостей X имеет размерность *M × N*. Крайняя верхняя строка и крайний левый столбец, содержащие элементы *Uj* и *Ti*, в состав матрицы не входят.

* 1. **Матрица объемов Y имеет вид:**



Применяемые обозначения:

*Ri* – объем мощности, переданной на реализацию участником оптового рынка *i*;

*Qj* – объем мощности, купленной участником оптового рынка *j*;

*N* – количество продавцов;

*M* – количество покупателей;

*yij* – объем мощности, переданный на реализацию по договору *i* и купленный по договору *j*.

Матрица объемов Y имеет размерность *M × N*. Крайняя верхняя строка и крайний левый столбец, содержащие элементы *Rj* и *Qi*, в состав матрицы не входят.

1. **Требования, предъявляемые к матрице прикреплений**

В отношении матрицы прикреплений *X (Y)* действуют следующие требования:

сбалансированность матрицы *X (Y)* по строкам;

сбалансированность матрицы *X (Y)* по столбцам;

соответствие ненулевых элементов матрицы *X (Y)* ненулевым элементам матрицы *Y (X)*.

1. **Формирование авансовой матрицы прикреплений**
   1. **Получение исходных данных, их первичная обработка**

Для проведения расчетов в неценовой зоне оптового рынка **по четырехсторонним договорам купли-продажи мощности** КО передает в ЦФР следующие обязательства и требования по участнику оптового рынка, функционирующему на территории неценовой зоны:

• реестр авансовых обязательств/требований по четырехсторонним договорам купли-продажи мощности, которые содержат величины обязательств и требований без НДС участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* по неценовой зоне *z* за месяц *m*.

Матрица формируется в случае равенства между стоимостью и объемом покупки и стоимостью и объемом продажи в неценовой зоне, т.е. выполняется следующее условие равенства:

,

где *i* – {*z*} – множество продавцов в неценовой зоне *z*;

*j* – {*z*} – множество покупателей в неценовой зоне *z*;

 – величина авансового требования участника оптового рынка *i* в неценовой зоне *z* за месяц *m* из реестра КО;

 – величина авансового обязательства участника оптового рынка *j* в неценовой зоне *z* за месяц *m* из реестра КО.

В случае если условие равенства не выполняется, расчет матрицы прикреплений прекращается.

* 1. **Формирование авансовой матрицы прикреплений по мощности**

Формирование авансовой матрицы прикреплений по стоимости мощности проводится в отношении месячных авансовых обязательств и требований по мощности без НДС в соответствии с представленным ниже алгоритмом.

1. Величина авансового обязательства участника оптового рынка *i* – продавца, имеющего требование, перед участником оптового рынка *j* – покупателем, имеющим обязательство, в неценовой зоне *z* за месяц *m* рассчитывается по следующей формуле:

…

3.2 Если  и величина небаланса по модулю не меньше требования с самым большим значением стоимости , то величина небаланса отнимается по единице от ненулевых элементов строки *i* , больших 1 (в порядке убывания, начиная с наибольшего и до наименьшего больше 1; цикл повторяется до полного разнесения небаланса). Если в строке остались только 1 и при этом остается отрицательный небаланс, то для достижения балансировки алгоритм должен отнимать 1 (т.е. обнулять) от элементов строки  по порядку (*j* = 1, 2,…) до полного разнесения небаланса.

4. Далее матрица балансируется, а также исключаются несовпадения нулевых объемов и нулевых стоимостей по алгоритму, который описан в п. 6 настоящей Методики.

1. **Формирование итоговой матрицы прикреплений**
   1. **Получение исходных данных, их первичная обработка**

Для проведения расчетов в неценовых зонах оптового рынка за мощность КО передает в ЦФР следующие обязательства и требования по участнику оптового рынка, функционирующему на территории неценовой зоны:

• реестры итоговых обязательств/требований по четырехсторонним договорам купли-продажи мощности, содержащие объемы в МВт и стоимость обязательств и требований без НДС участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* по неценовой зоне *z* за месяц *m*.

Матрица формируется в случае равенства между стоимостью и объемом покупки и стоимостью и объемом продажи в неценовой зоне, т.е. выполняется следующее условие равенства:

,

где *i* – {*z*} – множество продавцов в неценовой зоне *z*;

*j* – {*z*} – множество покупателей в неценовой зоне *z*;

 – стоимость/объем итогового требования участника оптового рынка *i* в неценовой зоне *z* за месяц *m* из реестра КО;

 – стоимость/объем итогового обязательства участника оптового рынка *j* в неценовой зоне *z* за месяц *m* из реестра КО.

В случае если условие равенства не выполняется, расчет матрицы прикреплений прекращается.

* 1. **Формирование итоговой матрицы прикреплений по мощности (стоимость)**

Формирование итоговой матрицы прикреплений стоимостей по мощности проводится без НДС в соответствии с представленным ниже алгоритмом.

1. Величина обязательства участника оптового рынка *i* – продавца, имеющего требование к участнику оптового рынка *j* – покупателю, имеющему обязательство, в неценовой зоне *z* за месяц *m* рассчитывается по следующей формуле:

…

4. Далее матрица балансируется, а также исключаются несовпадения нулевых объемов и нулевых стоимостей по алгоритму, который описан в п. 6 настоящей Методики.

* 1. **Формирование итоговой матрицы прикреплений по мощности (объем)**

Формирование итоговой матрицы прикреплений объемов по мощности производится без НДС в соответствии с представленным ниже алгоритмом.

1. Величина объема участника оптового рынка *i* – продавца, имеющего объем продажи, с участником оптового рынка *j* – покупателем, имеющим объем покупки, в неценовой зоне *z* рассчитывается по следующей формуле:

…

4. Далее матрица балансируется, а также исключаются несовпадения нулевых объемов и нулевых стоимостей по алгоритму, который описан в п. 6 настоящей Методики.

1. **Описание дополнительных алгоритмов, применяемых при формировании матрицы прикреплений**
   1. **Балансировка матрицы прикреплений**

Матрица прикреплений по объемам или по стоимости должна быть сбалансирована как по строкам (продавцы), так и по столбцам (покупатели). Для авансовой матрицы прикреплений балансировка проводится только по стоимости, для фактической матрицы прикреплений балансировка проводится по объему и по стоимости.

Исходные данные: матрица объемов *X* и матрица стоимости *Y* размерностью *I* × *J,*

* где *I* – количество продавцов;
* *J* – количество покупателей;
* *P*(*i*, *j*) – объем или стоимость мощности, переданной продавцом *i* покупателю *j*.
*   – значения объемов или стоимостей покупок и продаж для каждого участника оптового рынка *i* и *j* соответственно.

Условием для построения матрицы прикреплений на основе входных данных из реестров КО (п. 2 настоящей Методики) является сбалансированность по строкам, т.е. , .

Результатом балансировки матрицы прикреплений является равенство между объемом или стоимостью купленной мощности и суммы элементов матрицы объема или стоимости мощности, проданной продавцом покупателю, т.е. баланс матрицы по столбцам, при этом не нарушается сбалансированность по строкам, т.е.

 .

…

1. Если столбцов с ненулевым небалансом не обнаружено, то балансировка считается выполненной. Если остались несбалансированные столбцы, то выполняется повтор алгоритма с шага расчета небаланса для всех столбцов (шаг 3).
   1. **Исключение несовпадений нулевых объемов и нулевой стоимости в итоговой матрице прикреплений**

В результате балансировки матрицы прикреплений должны быть исключены ситуации, когда ненулевому объему соответствует нулевая стоимость и (или) нулевому объему соответствует ненулевая стоимость.

Исходные данные: сбалансированная матрица объемов *X* и сбалансированная матрица стоимости *Y* размерностью *M* × *N,*

* где *N* – количество продавцов;
* *M* – количество покупателей;
*  – объем мощности, переданной продавцом *j* покупателю *i*;
*  – стоимость мощности, переданной продавцом *j* покупателю *i*.

Процесс исключения несовпадений должен исключить все несовпадения: когда ненулевому объему соответствует нулевая стоимость или когда ненулевой стоимости соответствует нулевой объем.

(, и  или ), при этом не нарушается сбалансированности матрицы по строкам и столбцам.

…

Алгоритм 1 и Алгоритм 2 не нарушают сбалансированность матрицы *P* ни по строкам, ни по столбцам.

1. **Формирование платежных обязательств/требований на даты платежа**
   1. **Формирование платежных авансовых обязательств/требований**

После построения авансовой матрицы прикреплений по мощности производится формирование платежных обязательств/требований. ЦФР формирует платежные авансовые обязательства/требования по четырехсторонним договорам купли-продажи мощности на дату платежа. Формирование происходит в соответствии с представленным ниже алгоритмом.

1. Расчет авансовой матрицы прикреплений обязательств происходит с учетом соглашений об индивидуальных графиках оплаты участника оптового рынка *i* – продавца и участника оптового рынка *j* – покупателя. Если в соглашении об индивидуальных графиках оплаты была указана доля от оплаты авансовых требований, то при расчете эта доля будет учитываться как коэффициент для расчета авансовых обязательств.

2. Платежные авансовые обязательства за электроэнергию и мощность формируются на даты оплаты 14-е и 28-е число месяца *m*.

3. Стоимость мощности/электроэнергии без НДС авансового обязательства участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* по неценовой зоне *z* за период поставки *mp* на 14-е число (где период поставки *mp* равен периоду с 1-го по 13-е число месяца *m*) рассчитывается по следующим формулам:

а) если в месяце *m* не заключено соглашение об изменении порядка оплаты предварительных авансовых обязательств/требований в соответствии с п. 7.8 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), то расчет производится по формуле:

,

где  – величина авансового обязательства за мощность между плательщиком *j* и получателем *i*, полученная при формировании авансовой матрицы прикреплений;

б) если в месяце *m* заключено соглашение об изменении порядка оплаты предварительных авансовых обязательств/требований в соответствии с п. 7.8 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), то расчет производится с учетом коэффициентов для расчета авансовых обязательств по формуле:

,

где  – коэффициент для расчета авансовых обязательств между плательщиком *j* и получателем *i* в неценовой зоне *z* для периода поставки *mp* месяца *m*;

4. Стоимость мощности без НДС авансового обязательства участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* по неценовой зоне *z* за период поставки *mp* на 28-е число (где период поставки *mp* равен периоду с 14-го по последнее число месяца *m*) рассчитывается по следующим формулам:

а) если в месяце *m* не заключено соглашение об изменении порядка оплаты предварительных авансовых обязательств/требований в соответствии с п. 7.8 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), то расчет производится по формуле:

,

где  – величина авансового обязательства за мощность между плательщиком *j* и получателем *i*, полученная при формировании авансовой матрицы прикреплений;

 – стоимость мощности без НДС авансового обязательства участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* по неценовой зоне *z* за период поставки *mp* на 14-е число.

б) Если в месяце *m* заключено соглашение об изменении порядка оплаты предварительных авансовых обязательств/требований в соответствии с п. 7.8 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), то расчет производится по формуле:

,

где  – коэффициент для расчета авансовых обязательств между плательщиком *j* и получателем *i* в неценовой зоне *z* для периода поставки *mp* месяца *m*.

5. Величина НДС, начисленная на авансовое обязательство (из матрицы прикреплений) за месяц *m*, рассчитывается по формуле:

,

где  – ставка НДС для месяца *m*;

 – величина авансового обязательства за мощность между плательщиком *j* и получателем *i*, полученная при формировании авансовой матрицы прикреплений.

6. Величина НДС, начисленная на платежные авансовые обязательства, рассчитывается следующим образом.

1. Расчет на дату платежа 14-е число производится по формулам:

,

где  – ставка НДС для месяца *m*;

 – стоимость мощности без НДС авансового обязательства участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* по неценовой зоне *z* за период поставки *mp* на 14-е число.

1. Если в месяце *m* ни один из участников оптового рынка авансовой матрицы прикреплений не принес соглашение об изменении порядка оплаты предварительных авансовых обязательств/требований в соответствии с п. 7.8 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), то расчет на дату платежа 28-ечисло производится по формулам:

,

где  – величина НДС, начисленная на стоимость мощности авансового обязательства (из матрицы прикреплений) участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* за месяц *m* по неценовой зоне *z*;

 – величина НДС, начисленная на стоимость мощности платежного авансового обязательства участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* за месяц *m* по неценовой зоне *z* на дату платежа 14-е число.

1. Если хотя бы один из участников оптового рынка авансовой схемы платежей в месяце *m* предоставил соглашение об изменении порядка оплаты предварительных авансовых обязательств/требований в соответствии с п. 7.8 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), то расчет на дату платежа 28-ечисло производится по формулам из пункта 6, подп. «а»), т.е.

,

где  – ставка НДС для месяца *m*;

 – стоимость мощности без НДС авансового обязательства участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* по неценовой зоне *z* за период поставки *mp*' на 28-е число.

7. Величина платежного авансового обязательства с НДС участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* по неценовой зоне *z* за платежный период *mp* на даты платежа 14-е и 28-е число рассчитывается по общей формуле:

,

где  – величина НДС, начисленная на стоимость мощности платежного авансового обязательства участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* за месяц *m* по неценовой зоне *z* на дату платежа 14-е или 28-е число;

 – стоимость мощности без НДС авансового обязательства участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* за месяц *m* по неценовой зоне *z* на дату платежа 14-е или 28-е число.

8. Для пары участников оптового рынка: покупатель *j* и продавец *i* – определяется соответствующий четырехсторонний договор купли-продажи мощности для формирования платежного обязательства/требования.

* 1. **Формирование фактических платежных обязательств/требований**

На основании итоговых и авансовых обязательств между участниками оптового рынка, полученных при формировании матрицы прикреплений, ЦФР формирует фактические платежные обязательства/требования за месяц *m* на дату платежа – 21-е число месяца *m*+1.

Формирование фактических платежных обязательств за месяц *m* за электроэнергию и мощность производится в соответствии с представленным ниже алгоритмом.

1. Величина НДС, начисленная на итоговое обязательство участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* по неценовой зоне *z* за месяц *m* за электроэнергию и мощность, рассчитывается по следующей формуле:

,

где  – величина итогового обязательства за мощность между плательщиком *j* и получателем *i*, полученная при формировании итоговой матрицы прикреплений;

 – ставка НДС для месяца *m*.

2. Величина итогового обязательства с НДС за электроэнергию и мощность участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* по неценовой зоне *z* за месяц *m* рассчитывается по следующей формуле:

.

3. Величина фактического платежного обязательства за мощность участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* по неценовой зоне *z* за месяц *m* рассчитывается по формуле:

,

где  – величина итогового обязательства за мощность между плательщиком *j* и получателем *i*, полученная при формировании итоговой схемы платежей;

 – авансовые обязательства за мощность между плательщиком *j* и получателем *i* на даты платежа 14-е и 28-е число *dp* месяца *m*.

4. Величина НДС, относящаяся на фактическое платежное обязательство за мощность, рассчитывается по следующей формуле:

.

5. Величина фактического платежного обязательства с НДС за мощность участника оптового рынка *j* перед участником оптового рынка *i* по неценовой зоне *z* за месяц *m* рассчитывается по следующей формуле:

.

6. Для пары участников оптового рынка: покупатель *j* и продавец *i* – определяется соответствующий четырехсторонний договор купли-продажи мощности для формирования платежного обязательства/требования.

**Редакция, действующая на момент вступления в силу изменений** 

Для неценовых зон оптового рынка в указанных столбцах заполняется следующая информация:

1) Сбытовая надбавка гарантирующего поставщика (ЭСО, ЭСК) для сетевых организаций, покупающих электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии в пределах норматива технологических потерь, руб./МВт∙ч.

2) Сбытовая надбавка гарантирующего поставщика (ЭСО, ЭСК), учитываемая в стоимости электрической энергии (мощности), по следующим группам (подгруппам) потребителей, руб./МВт∙ч.

3) Для неценовых зон оптового рынка не заполняется

**Предлагаемая редакция**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | **Приложение 99** |
| **Составляющие предельных уровней нерегулируемых цен/конечных регулируемых цен (сбытовая надбавка, плата за услуги по управлению изменением режима потребления электрической энергии и плата за иные услуги), а также минимальная величина снижения ставок предельных уровней нерегулируемых цен, использованные гарантирующим поставщиком при расчете предельных уровней нерегулируемых цен/гарантирующим поставщиком (ЭСО, ЭСК) при расчете конечных регулируемых цен** | | | | | | | | | | | |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Расчетный период *m* | Субъект Российской Федерации | Наименование участника | Перечень ГТП | Сбытовая надбавка гарантирующего поставщика для сетевых организаций, покупающих электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии в пределах норматива технологических потерь, руб./МВт∙ч 1) | Сбытовая надбавка гарантирующего поставщика, учитываемая в стоимости электрической энергии (мощности), по следующим группам (подгруппам) потребителей, руб./МВт∙ч 2) | | | Плата за иные услуги, оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки электрической энергии потребителям, руб./МВт∙ч | Плата за услуги по управлению изменением режима потребления электрической энергии для потребителей, осуществляющих расчеты по первой и второй ценовым категориям, руб./МВт·ч 3) | Плата за услуги по управлению изменением режима потребления электрической энергии для потребителей, осуществляющих расчеты по третьей-шестой ценовым категориям, руб./МВт 3) | Минимальная величина снижения ставок предельных уровней нерегулируемых цен, используемая гарантирующим поставщиком, приобретающим электрическую энергию (мощность) по договорам, предусмотренным пунктом 65(4) Основных положений функционирования розничных рынков, руб./МВт·ч 3) |
| потребители с максимальной мощностью принадлежащих им энергопринимающих устройств менее 670 кВт | потребители с максимальной мощностью принадлежащих им энергопринимающих устройств от 670 кВт до 10 МВт | потребители с максимальной мощностью принадлежащих им энергопринимающих устройств не менее 10 МВт |
| MM.YYYY |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Для неценовых зон оптового рынка в указанных столбцах заполняется следующая информация:

1) Сбытовая надбавка гарантирующего поставщика (ЭСО, ЭСК) для сетевых организаций, покупающих электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии в пределах норматива технологических потерь, руб./МВт∙ч.

2) Сбытовая надбавка гарантирующего поставщика (ЭСО, ЭСК), учитываемая в стоимости электрической энергии (мощности), по следующим группам (подгруппам) потребителей, руб./МВт∙ч.

3) Для неценовых зон оптового рынка не заполняется

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **Приложение 102** | Формат и порядок передачи участником в Совет рынка данных по ГП  Передача осуществляется в виде XML-файла, подписанного ЭП.  Шаблон имени файла:  YYYYMMDD\_XXXXXXXX\_RR\_part\_sr\_cz\_data\_16.xml – наименование файла с данными по ГП, где:  YYYYMMDD – первое число расчетного месяца,  XXXXXXXX – код участника,  RR – код субъекта РФ (от 1 до 5 знаков),  part\_sr\_cz\_data\_16 – константа.  XML-формат пакета:  <? xml version = "1.0" encoding = CODEPAGE standalone = "yes" ?>  <package class="20x" ver="1.1.3" target-date="YYYYMMDD" trader-code="8x"  region-code="5n">  <gtp code="8x" />  <app95 v1="25.23d" v2="25.23d" v3="25.23d" v4="25.23d" v5="25.23d" v6="25.23d"  v7="25.23d" v8="25.23d" v9="25.23d" v10="25.23d" v11="25.23d" />  <app95a day="DD" hour="HH" v1="25.23d" v2="25.23d" />  <app96 v1="25.23d" v2="25.23d" v3="25.23d" v4="25.23d" v5="25.23d" v6="25.23d"  v7="25.23d" v8="25.23d" />  <app97 month="YYYYMM" v1="25.23d" v2="25.23d" v3="25.23d" v4="25.23d" v5="25.23d" v6="25.23d" v7="25.23d" v8="25.23d" v9="25.23d" v10="25.23d" v11="25.23d" v12="25.23d" v13="25.23d" v14="25.23d" v15="25.23d" v16="25.23d" v17="25.23d" v18="25.23d" v19="7x" />  <app98 v1="25.23d" v2="25.23d" v3="25.23d" v4="25.23d" v5="25.23d" />  <app99 v16="25.23d" v20="25.23d" v21="25.23d" v22="25.23d"  v7="25.23d" v23="25.23d" v24="25.23d" />  …  <app99> – тег для указания данных по приложению 99 в части приема данных от участников, функционирующих на территориях ценовых зон. В файле должна быть одна запись для расчетного месяца;  v16 – сбытовая надбавка гарантирующего поставщика для сетевых организации, покупающих электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии в пределах норматива технологических потерь, руб./ МВт∙ч. Может принимать отрицательное значение;  Сбытовая надбавка гарантирующего поставщика, учитываемая в стоимости электрической энергии (мощности), по следующим группам (подгруппам) потребителей, руб./МВт∙ч:  v20 – потребители с максимальной мощностью принадлежащих им энергопринимающих устройств менее 670 кВт;  v21 – потребители с максимальной мощностью принадлежащих им энергопринимающих устройств от 670 кВт до 10 МВт;  v22 – потребители с максимальной мощностью принадлежащих им энергопринимающих устройств не менее 10 МВт;  v7 – плата за иные услуги, оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки электрической энергии потребителям, руб./МВт∙ч;  v23 – плата за услуги по управлению изменением режима потребления электрической энергии для потребителей, осуществляющих расчеты по первой и второй ценовым категориям, руб./МВт·ч;  v24 – плата за услуги по управлению изменением режима потребления электрической энергии для потребителей, осуществляющих расчеты по третьей – шестой ценовым категориям, руб./МВт;  …  Субъекты РФ (код – наименование):  1 – Алтайский край  3 – Краснодарский край  4 – Красноярский край  7 – Ставропольский край  12 – Астраханская область  14 – Белгородская область  15 – Брянская область  17 – Владимирская область  18 – Волгоградская область  19 – Вологодская область  20 – Воронежская область  22 – Нижегородская область  24 – Ивановская область  25 – Иркутская область  26 – Республика Ингушетия  28 – Тверская область  29 – Калужская область  32 – Кемеровская область  33 – Кировская область  34 – Костромская область  35 – Республика Крым  36 – Самарская область  37 – Курганская область  38 – Курская область  40 – Город Санкт-Петербург  41 – Ленинградская область  42 – Липецкая область  45 – Город Москва  46 – Московская область  47 – Мурманская область  49 – Новгородская область  50 – Новосибирская область  52 – Омская область  53 – Оренбургская область  54 – Орловская область  56 – Пензенская область  57 – Пермский край  58 – Псковская область  60 – Ростовская область  61 – Рязанская область  63 – Саратовская область  65 – Свердловская область  66 – Смоленская область  67 – Город Севастополь  68 – Тамбовская область  69 – Томская область  70 – Тульская область  71 – Тюменская область  73 – Ульяновская область  75 – Челябинская область  76200 – Забайкальский край  78 – Ярославская область  80 – Республика Башкортостан  81 – Республика Бурятия  82 – Республика Дагестан  83 – Кабардино-Балкарская Республика  84 – Республика Алтай  85 – Республика Калмыкия  86 – Республика Карелия  88 – Республика Марий Эл  89 – Республика Мордовия  90 – Республика Северная Осетия – Алания  91 – Карачаево-Черкесская Республика  92 – Республика Татарстан  93 – Республика Тыва  94 – Удмуртская Республика  95 – Республика Хакасия  96 – Чеченская Республика  97 – Чувашская Республика – Чувашия | Формат и порядок передачи участником в Совет рынка данных по ГП  Передача осуществляется в виде XML-файла, подписанного ЭП.  Шаблон имени файла:  YYYYMMDD\_XXXXXXXX\_RR\_part\_sr\_cz\_data\_16.xml – наименование файла с данными по ГП, где:  YYYYMMDD – первое число расчетного месяца,  XXXXXXXX – код участника,  RR – код субъекта РФ (от 1 до 5 знаков),  part\_sr\_cz\_data\_16 – константа.  XML-формат пакета:  <? xml version = "1.0" encoding = CODEPAGE standalone = "yes" ?>  <package class="20x" ver="1.1.4" target-date="YYYYMMDD" trader-code="8x"  region-code="5n">  <gtp code="8x" />  <app95 v1="25.23d" v2="25.23d" v3="25.23d" v4="25.23d" v5="25.23d" v6="25.23d"  v7="25.23d" v8="25.23d" v9="25.23d" v10="25.23d" v11="25.23d" />  <app95a day="DD" hour="HH" v1="25.23d" v2="25.23d" />  <app96 v1="25.23d" v2="25.23d" v3="25.23d" v4="25.23d" v5="25.23d" v6="25.23d"  v7="25.23d" v8="25.23d" />  <app97 month="YYYYMM" v1="25.23d" v2="25.23d" v3="25.23d" v4="25.23d" v5="25.23d" v6="25.23d" v7="25.23d" v8="25.23d" v9="25.23d" v10="25.23d" v11="25.23d" v12="25.23d" v13="25.23d" v14="25.23d" v15="25.23d" v16="25.23d" v17="25.23d" v18="25.23d" v19="7x" />  <app98 v1="25.23d" v2="25.23d" v3="25.23d" v4="25.23d" v5="25.23d" />  <app99 v16="25.23d" v20="25.23d" v21="25.23d" v22="25.23d"  v7="25.23d" v23="25.23d" v24="25.23d" v25="25.23d" />  …  <app99> – тег для указания данных по приложению 99 в части приема данных от участников, функционирующих на территориях ценовых зон. В файле должна быть одна запись для расчетного месяца;  v16 – сбытовая надбавка гарантирующего поставщика для сетевых организации, покупающих электрическую энергию для компенсации потерь электрической энергии в пределах норматива технологических потерь, руб./ МВт∙ч. Может принимать отрицательное значение;  Сбытовая надбавка гарантирующего поставщика, учитываемая в стоимости электрической энергии (мощности), по следующим группам (подгруппам) потребителей, руб./МВт∙ч:  v20 – потребители с максимальной мощностью принадлежащих им энергопринимающих устройств менее 670 кВт;  v21 – потребители с максимальной мощностью принадлежащих им энергопринимающих устройств от 670 кВт до 10 МВт;  v22 – потребители с максимальной мощностью принадлежащих им энергопринимающих устройств не менее 10 МВт;  v7 – плата за иные услуги, оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки электрической энергии потребителям, руб./МВт∙ч;  v23 – плата за услуги по управлению изменением режима потребления электрической энергии для потребителей, осуществляющих расчеты по первой и второй ценовым категориям, руб./МВт·ч;  v24 – плата за услуги по управлению изменением режима потребления электрической энергии для потребителей, осуществляющих расчеты по третьей – шестой ценовым категориям, руб./МВт;  v25 – минимальная величина снижения ставок предельных уровней нерегулируемых цен, используемая гарантирующим поставщиком, приобретающим электрическую энергию (мощность) по договорам, предусмотренным пунктом 65(4) Основных положений функционирования розничных рынков, руб./МВт·ч;  …  Субъекты РФ (код – наименование):  1 – Алтайский край  3 – Краснодарский край  4 – Красноярский край  5 – Приморский край  7 – Ставропольский край  8 – Хабаровский край  10 – Амурская область  11 – Архангельская область  12 – Астраханская область  14 – Белгородская область  15 – Брянская область  17 – Владимирская область  18 – Волгоградская область  19 – Вологодская область  20 – Воронежская область  22 – Нижегородская область  24 – Ивановская область  25 – Иркутская область  26 – Республика Ингушетия  28 – Тверская область  29 – Калужская область  32 – Кемеровская область  33 – Кировская область  34 – Костромская область  35 – Республика Крым  36 – Самарская область  37 – Курганская область  38 – Курская область  40 – Город Санкт-Петербург  41 – Ленинградская область  42 – Липецкая область  45 – Город Москва  46 – Московская область  47 – Мурманская область  49 – Новгородская область  50 – Новосибирская область  52 – Омская область  53 – Оренбургская область  54 – Орловская область  56 – Пензенская область  57 – Пермский край  58 – Псковская область  60 – Ростовская область  61 – Рязанская область  63 – Саратовская область  65 – Свердловская область  66 – Смоленская область  67 – Город Севастополь  68 – Тамбовская область  69 – Томская область  70 – Тульская область  71 – Тюменская область  73 – Ульяновская область  75 – Челябинская область  76200 – Забайкальский край  78 – Ярославская область  80 – Республика Башкортостан  81 – Республика Бурятия  82 – Республика Дагестан  83 – Кабардино-Балкарская Республика  84 – Республика Алтай  85 – Республика Калмыкия  86 – Республика Карелия  87 – Республика Коми  88 – Республика Марий Эл  89 – Республика Мордовия  90 – Республика Северная Осетия – Алания  91 – Карачаево-Черкесская Республика  92 – Республика Татарстан  93 – Республика Тыва  94 – Удмуртская Республика  95 – Республика Хакасия  96 – Чеченская Республика  97 – Чувашская Республика – Чувашия  98 – Республика Саха (Якутия)  99 – Еврейская автономная область. |
| **Приложение 128** | Данные от участников – ЭСО (ЭСК) на ОРЭМ, предоставленные не позднее 26-го числа (класс PART\_SR\_CZ\_ESO\_DATA\_26)  c июня 2017 года при предоставлении данных по одному субъекту РФ  Шаблон имени файла:  YYYYMMDD\_XXXXXXXX\_RR\_part\_sr\_cz\_eso\_data\_26.xml – наименование файла с данными по ЭСО (ЭСК), где:  YYYYMMDD – первое число расчетного месяца,  XXXXXXXX – код участника,  RR – код субъекта РФ (от 1 до 5 знаков),  part\_sr\_cz\_eso\_data\_26 – константа.  XML-формат пакета:  <? xml version = "1.0" encoding = CODEPAGE standalone = "yes" ?>  <package class="20x" ver="1.1.1" target-date="YYYYMMDD" trader-code="8x"  region-code="5n">  …  Субъекты РФ (код – наименование):  1 – Алтайский край  3 – Краснодарский край  4 – Красноярский край  7 – Ставропольский край  12 – Астраханская область  14 – Белгородская область  15 – Брянская область  17 – Владимирская область  18 – Волгоградская область  19 – Вологодская область  20 – Воронежская область  22 – Нижегородская область  24 – Ивановская область  25 – Иркутская область  26 – Республика Ингушетия  28 – Тверская область  29 – Калужская область  32 – Кемеровская область  33 – Кировская область  34 – Костромская область  35 – Республика Крым  36 – Самарская область  37 – Курганская область  38 – Курская область  40 – Город Санкт-Петербург  41 – Ленинградская область  42 – Липецкая область  45 – Город Москва  46 – Московская область  47 – Мурманская область  49 – Новгородская область  50 – Новосибирская область  52 – Омская область  53 – Оренбургская область  54 – Орловская область  56 – Пензенская область  57 – Пермский край  58 – Псковская область  60 – Ростовская область  61 – Рязанская область  63 – Саратовская область  65 – Свердловская область  66 – Смоленская область  67 – Город Севастополь  68 – Тамбовская область  69 – Томская область  70 – Тульская область  71 – Тюменская область  73 – Ульяновская область  75 – Челябинская область  76200 – Забайкальский край  78 – Ярославская область  80 – Республика Башкортостан  81 – Республика Бурятия  82 – Республика Дагестан  83 – Кабардино-Балкарская Республика  84 – Республика Алтай  85 – Республика Калмыкия  86 – Республика Карелия  88 – Республика Марий Эл  89 – Республика Мордовия  90 – Республика Северная Осетия – Алания  91 – Карачаево-Черкесская Республика  92 – Республика Татарстан  93 – Республика Тыва  94 – Удмуртская Республика  95 – Республика Хакасия  96 – Чеченская Республика  97 – Чувашская Республика – Чувашия | Данные от участников – ЭСО (ЭСК) на ОРЭМ, предоставленные не позднее 26-го числа (класс PART\_SR\_CZ\_ESO\_DATA\_26)  c января 2025 года при предоставлении данных по одному субъекту РФ  Шаблон имени файла:  YYYYMMDD\_XXXXXXXX\_RR\_part\_sr\_cz\_eso\_data\_26.xml – наименование файла с данными по ЭСО (ЭСК), где:  YYYYMMDD – первое число расчетного месяца,  XXXXXXXX – код участника,  RR – код субъекта РФ (от 1 до 5 знаков),  part\_sr\_cz\_eso\_data\_26 – константа.  XML-формат пакета:  <? xml version = "1.0" encoding = CODEPAGE standalone = "yes" ?>  <package class="20x" ver="1.1.1" target-date="YYYYMMDD" trader-code="8x"  region-code="5n">  …  Субъекты РФ (код – наименование):  1 – Алтайский край  3 – Краснодарский край  4 – Красноярский край  5 – Приморский край  7 – Ставропольский край  8 – Хабаровский край  10 – Амурская область  11 – Архангельская область  12 – Астраханская область  14 – Белгородская область  15 – Брянская область  17 – Владимирская область  18 – Волгоградская область  19 – Вологодская область  20 – Воронежская область  22 – Нижегородская область  24 – Ивановская область  25 – Иркутская область  26 – Республика Ингушетия  28 – Тверская область  29 – Калужская область  32 – Кемеровская область  33 – Кировская область  34 – Костромская область  35 – Республика Крым  36 – Самарская область  37 – Курганская область  38 – Курская область  40 – Город Санкт-Петербург  41 – Ленинградская область  42 – Липецкая область  45 – Город Москва  46 – Московская область  47 – Мурманская область  49 – Новгородская область  50 – Новосибирская область  52 – Омская область  53 – Оренбургская область  54 – Орловская область  56 – Пензенская область  57 – Пермский край  58 – Псковская область  60 – Ростовская область  61 – Рязанская область  63 – Саратовская область  65 – Свердловская область  66 – Смоленская область  67 – Город Севастополь  68 – Тамбовская область  69 – Томская область  70 – Тульская область  71 – Тюменская область  73 – Ульяновская область  75 – Челябинская область  76200 – Забайкальский край  78 – Ярославская область  80 – Республика Башкортостан  81 – Республика Бурятия  82 – Республика Дагестан  83 – Кабардино-Балкарская Республика  84 – Республика Алтай  85 – Республика Калмыкия  86 – Республика Карелия  87 – Республика Коми  88 – Республика Марий Эл  89 – Республика Мордовия  90 – Республика Северная Осетия – Алания  91 – Карачаево-Черкесская Республика  92 – Республика Татарстан  93 – Республика Тыва  94 – Удмуртская Республика  95 – Республика Хакасия  96 – Чеченская Республика  97 – Чувашская Республика – Чувашия  98 – Республика Саха (Якутия)  99 – Еврейская автономная область. |
| **Приложение 128а** | Данные от участников – ЭСО (ЭСК) на ОРЭМ, предоставленные не позднее 26-го числа  (класс PART\_SR\_CZ\_ESO\_DATA\_26)  C марта 2018 года при предоставлении данных по одному или более субъектам РФ  Шаблон имени файла:  YYYYMMDD\_XXXXXXXX\_00\_part\_sr\_cz\_eso\_data\_26.xml – наименование файла с данными по ЭСО (ЭСК), где:  YYYYMMDD – первое число расчетного месяца,  XXXXXXXX – код участника,  00\_part\_sr\_cz\_eso\_data\_26 – константа.  XML-формат пакета:  <? xml version = "1.0" encoding = CODEPAGE standalone = "yes" ?>  <package class="20x" ver="1.1.2" target-date="YYYYMMDD" trader-code="8x">  <region region-code="5n">  <gtp code="8x" />  …  Субъекты РФ (код – наименование):  1 - Алтайский край  3 - Краснодарский край  4 - Красноярский край  7 - Ставропольский край  12 - Астраханская область  14 - Белгородская область  15 - Брянская область  17 - Владимирская область  18 - Волгоградская область  19 - Вологодская область  20 - Воронежская область  22 - Нижегородская область  24 - Ивановская область  25 - Иркутская область  26 - Республика Ингушетия  28 - Тверская область  29 - Калужская область  32 - Кемеровская область  33 - Кировская область  34 - Костромская область  35 - Республика Крым  36 - Самарская область  37 - Курганская область  38 - Курская область  40 - Город Санкт-Петербург  41 - Ленинградская область  42 - Липецкая область  45 - Город Москва  46 - Московская область  47 - Мурманская область  49 - Новгородская область  50 - Новосибирская область  52 - Омская область  53 - Оренбургская область  54 - Орловская область  56 - Пензенская область  57 - Пермский край  58 - Псковская область  60 - Ростовская область  61 - Рязанская область  63 - Саратовская область  65 - Свердловская область  66 - Смоленская область  67 - Город Севастополь  68 - Тамбовская область  69 - Томская область  70 - Тульская область  71 - Тюменская область  73 - Ульяновская область  75 - Челябинская область  76200 - Забайкальский край  78 - Ярославская область  80 - Республика Башкортостан  81 - Республика Бурятия  82 - Республика Дагестан  83 - Кабардино-Балкарская Республика  84 - Республика Алтай  85 - Республика Калмыкия  86 - Республика Карелия  88 - Республика Марий Эл  89 - Республика Мордовия  90 - Республика Северная Осетия – Алания  91 - Карачаево-Черкесская Республика  92 - Республика Татарстан  93 - Республика Тыва  94 - Удмуртская Республика  95 - Республика Хакасия  96 - Чеченская Республика  97 - Чувашская Республика – Чувашия | Данные от участников – ЭСО (ЭСК) на ОРЭМ, предоставленные не позднее 26-го числа  (класс PART\_SR\_CZ\_ESO\_DATA\_26)  C января 2025 года при предоставлении данных по одному или более субъектам РФ  Шаблон имени файла:  YYYYMMDD\_XXXXXXXX\_00\_part\_sr\_cz\_eso\_data\_26.xml – наименование файла с данными по ЭСО (ЭСК), где:  YYYYMMDD – первое число расчетного месяца,  XXXXXXXX – код участника,  00\_part\_sr\_cz\_eso\_data\_26 – константа.  XML-формат пакета:  <? xml version = "1.0" encoding = CODEPAGE standalone = "yes" ?>  <package class="20x" ver="1.1.2" target-date="YYYYMMDD" trader-code="8x">  <region region-code="5n">  <gtp code="8x" />  …  Субъекты РФ (код – наименование):  1 - Алтайский край  3 - Краснодарский край  4 - Красноярский край  5 – Приморский край  7 - Ставропольский край  8 – Хабаровский край  10 – Амурская область  11 – Архангельская область  12 - Астраханская область  14 - Белгородская область  15 - Брянская область  17 - Владимирская область  18 - Волгоградская область  19 - Вологодская область  20 - Воронежская область  22 - Нижегородская область  24 - Ивановская область  25 - Иркутская область  26 - Республика Ингушетия  28 - Тверская область  29 - Калужская область  32 - Кемеровская область  33 - Кировская область  34 - Костромская область  35 - Республика Крым  36 - Самарская область  37 - Курганская область  38 - Курская область  40 - Город Санкт-Петербург  41 - Ленинградская область  42 - Липецкая область  45 - Город Москва  46 - Московская область  47 - Мурманская область  49 - Новгородская область  50 - Новосибирская область  52 - Омская область  53 - Оренбургская область  54 - Орловская область  56 - Пензенская область  57 - Пермский край  58 - Псковская область  60 - Ростовская область  61 - Рязанская область  63 - Саратовская область  65 - Свердловская область  66 - Смоленская область  67 - Город Севастополь  68 - Тамбовская область  69 - Томская область  70 - Тульская область  71 - Тюменская область  73 - Ульяновская область  75 - Челябинская область  76200 - Забайкальский край  78 - Ярославская область  80 - Республика Башкортостан  81 - Республика Бурятия  82 - Республика Дагестан  83 - Кабардино-Балкарская Республика  84 - Республика Алтай  85 - Республика Калмыкия  86 - Республика Карелия  87 – Республика Коми  88 - Республика Марий Эл  89 - Республика Мордовия  90 - Республика Северная Осетия – Алания  91 - Карачаево-Черкесская Республика  92 - Республика Татарстан  93 - Республика Тыва  94 - Удмуртская Республика  95 - Республика Хакасия  96 - Чеченская Республика  97 - Чувашская Республика – Чувашия  98 – Республика Саха (Якутия)  99 – Еврейская автономная область. |
| **Приложение 141** | Формат и порядок передачи участником в Совет рынка данных от ГП  Шаблон имени файла:  YYYYMMDD\_XXXXXXXX\_RR\_part\_sr\_ncz\_data\_18.xml – наименование файла с данными по ГП, где:  YYYYMMDD – первое число расчетного месяца,  XXXXXXXX – код участника,  RR – код субъекта РФ (от 1 до 5 знаков),  part\_sr\_ncz\_data\_18 – константа.  XML-формат пакета:  <? xml version = "1.0" encoding = CODEPAGE standalone = "yes" ?>  <package class="20x" ver="1.1.3" target-date="YYYYMMDD" trader-code="8x"  region-code="5n">  …  Субъекты РФ (код – наименование):  05 – Приморский край  08 – Хабаровский край  10 – Амурская область  11 – Архангельская область  27 – Калининградская область  87 – Республика Коми  98 – Республика Саха (Якутия)  99 – Еврейская автономная область. | Формат и порядок передачи участником в Совет рынка данных от ГП  Шаблон имени файла:  YYYYMMDD\_XXXXXXXX\_RR\_part\_sr\_ncz\_data\_18.xml – наименование файла с данными по ГП, где:  YYYYMMDD – первое число расчетного месяца,  XXXXXXXX – код участника,  RR – код субъекта РФ (от 1 до 5 знаков),  part\_sr\_ncz\_data\_18 – константа.  XML-формат пакета:  <? xml version = "1.0" encoding = CODEPAGE standalone = "yes" ?>  <package class="20x" ver="1.1.3" target-date="YYYYMMDD" trader-code="8x"  region-code="5n">  …  Субъекты РФ (код – наименование):  27 – Калининградская область |
| **Приложение 141б** | Формат предоставления данных гарантирующими поставщиками (ЭСО, ЭСК), группы точек поставки которых расположены на территориях субъектов Российской Федерации, входящих в состав второй неценовой зоны оптового рынка, для которых распоряжением Правительства Российской Федерации установлена положительная величина размера средств, используемых в целях достижения на территориях Дальневосточного федерального округа базовых уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность)  Шаблон имени файла:  YYYYMMDD\_XXXXXXXX\_RR\_part\_sr\_ncz\_dv\_data\_18.xml – наименование файла с данными по ГП, где:  YYYYMMDD – первое число расчетного месяца,  XXXXXXXX – код участника,  RR – код субъекта РФ (от 1 до 5 знаков),  part\_sr\_ncz\_dv\_data\_18 – константа.  XML-формат пакета:  <? xml version = "1.0" encoding = CODEPAGE standalone = "yes" ?>  <package class="20x" ver="1.1.2" target-date="YYYYMMDD" trader-code="8x" region-code="5n">  <gtp code="8x" />  <app99b lvl="5n" v1="25.23d" v2="25.23d" v3="25.23d" v4="25.23d" v5="25.23d" v6="25.23d" v7="25.23d" v8="25.23d" v9="25.23d" v10="25.23d" v11="25.23d" v12="25.23d" v13="25.23d"/>  <app100v lvl="5n" v3="25.23d" v4="25.23d" />  </package>  Пояснения и требования к параметрам:  <xml>  encoding – кодировка сообщения, должна принимать значения "windows-1251" или "UTF-8". Это значение должно подставляться вместо слова CODEPAGE.  <package>  class – класс сообщения (равен "PART\_SR\_NCZ\_DV\_DATA\_18"). Обязателен для заполнения;  ver – версия формата сообщения;  target-date – первое число расчетного месяца. Обязательно для заполнения;  trader-code – код участника в реестре АТС (уникален). Обязателен для заполнения;  region-code – код субъекта РФ. Обязателен для заполнения; допустимые значения см. ниже;  <gtp> – тег для указания кода ГТП. Несколько тегов с кодом ГТП в файле может быть задано только для ГТП ГП;  code – код ГТП в реестре АТС (уникален);  <app99b> – тег для указания данных по приложению 99б. В файле должна быть только одна запись для уровня напряжения <lvl>;  lvl – уровень напряжения; допустимые значения в диапазоне 4–7;  v1 – дифференцированная по уровням напряжения составляющая доведения цен (тарифов) на электрическую энергию до базового уровня по 1-й ценовой категории, руб./МВт∙ч.  Дифференцированная по уровням напряжения составляющая доведения цен (тарифов) на электрическую энергию до базового уровня по 2-й ценовой категории, руб./МВт∙ч:  v2 – ночная зона для трех и двух зон суток;  v3 – полупиковая зона;  v4 – пиковая зона;  v5 – дневная зона;  v6 – дифференцированная по уровням напряжения составляющая доведения цен (тарифов) на электрическую энергию до базового уровня по 3-й ценовой категории, руб./МВт∙ч;  v7 – дифференцированная по уровням напряжения составляющая доведения цен (тарифов) на мощность до базового уровня по 3-й ценовой категории, руб./МВт;  v8 – дифференцированная по уровням напряжения составляющая доведения цен (тарифов) на электрическую энергию до базового уровня по 4-й ценовой категории, руб./МВт∙ч;  v9 – дифференцированная по уровням напряжения составляющая доведения цен (тарифов) на мощность до базового уровня по 4-й ценовой категории, руб./МВт;  v10 – дифференцированная по уровням напряжения составляющая доведения цен (тарифов) на электрическую энергию до базового уровня по 5-й ценовой категории, руб./МВт∙ч;  v11 – дифференцированная по уровням напряжения составляющая доведения цен (тарифов) на мощность до базового уровня по 5-й ценовой категории, руб./МВт;  v12 – дифференцированная по уровням напряжения составляющая доведения цен (тарифов) на электрическую энергию до базового уровня по 6-й ценовой категории, руб./МВт∙ч;  v13 – дифференцированная по уровням напряжения составляющая доведения цен (тарифов) на мощность до базового уровня по 6-й ценовой категории, руб./МВт.  <app100v> – тег для указания данных по приложению 100в. В файле должна быть только одна запись для уровня напряжения <lvl>.  lvl – уровень напряжения; допустимые значения в диапазоне 4–7.  Ставки конечной регулируемой цены:  v3 – дифференцированная по уровням напряжения ставка за электрическую энергию конечной регулируемой цены, применяемая к сумме абсолютных значений разностей фактических и плановых почасовых объемов покупки электрической энергии потребителя (покупателя) по регулируемой цене за расчетный период, руб./МВт∙ч. Может принимать отрицательное значение;  v4 – дифференцированная по уровням напряжения ставка за мощность конечной регулируемой цены для 3–6-й ценовой категории, определяемая гарантирующим поставщиком (ЭСО, ЭСК) в отношении поставляемого потребителю (покупателю), принадлежащему к группе (подгруппе) потребителей, объема мощности по регулируемой цене за расчетный период m, руб./МВт. Может принимать отрицательное значение.  Субъекты РФ (код – наименование):  05 – Приморский край  08 – Хабаровский край  10 – Амурская область  11 – Архангельская область  27 – Калининградская область  87 – Республика Коми  98 – Республика Саха (Якутия)  99 – Еврейская автономная область.  Уровни напряжения (код – наименование):  0 – ИТОГО по ГП (с ДКП);  1 – ДКП;  2 – ФСК;  3 – ГН;  4 – ВН;  5 – СН1;  6 – СН2;  7 – НН;  8 – ФСК - 330 кВ и выше;  9 – ФСК - 220 кВ и ниже;  10 – ГН для ВН;  11 – ГН для СН1;  12 – ГН для СН2;  13 – ВН1;  14 – ИТОГО по ГП (без учета ДКП).  Группы потребителей (код – наименование):  0 – без учета группы потребителей;  5 – потребители с максимальной мощностью принадлежащих им энергопринимающих устройств менее 670 кВт;  3 – потребители с максимальной мощностью принадлежащих им энергопринимающих устройств от 670 кВт до 10 МВт;  4 – потребители с максимальной мощностью принадлежащих им энергопринимающих устройств не менее 10 МВт.  Информация, передающаяся в данном формате xml, должна соответствовать в том числе следующим условиям:  1. Должны быть заполнены следующие атрибуты:  • расчетный период;  • код участника;  • код субъекта РФ;  • код ГТП.  2. Несколько тегов с кодом ГТП в файле может быть задано только для ГТП ГП.  3. Код участника – гарантирующего поставщика (ЭСО, ЭСК) должен соответствовать коду участника-подписанта xml в электронной подписи.  4. Значения атрибутов в формате «действительное число» содержат число знаков после запятой, не превышающее допустимые величины, указанные в формате файла\*.  5. Цифровые данные должны быть неотрицательны, если не указано иное.  6. Значения атрибутов «группа потребителей», «уровень напряжения» принимают допустимые значения из соответствующих справочников.  \* Для значений атрибутов типа «действительное число» общее количество знаков (с учетом значащих цифр и десятичной точки) не должно превышать 25. | **Исключить приложение 141б** |

***Действующая редакция***

**Приложение 154**

**Составляющие расчета плановой стоимости покупки мощности**

за расчетный период \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

по ГТП \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

участника оптового рынка \_\_\_\_\_\_\_

в субъекте РФ\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

ценовой зоны\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

|  |  |
| --- | --- |
| **Составляющие для расчета плановой стоимости мощности по ценовой зоне:** |  |
| … |  |
| доля, которую пиковое потребление ГТП потребления (экспорта) *q* занимает в суммарном значении такого пикового потребления ГТП потребления (экспорта) в ценовой зоне *z*, без учета пикового потребления, рассчитываемого для целей покупки мощности ФСК на оптовом рынке в целях компенсации потерь, |  |
| … |  |
| плановый размер средств, учитываемых в отношении всех участников оптового рынка – производителей электрической энергии (мощности), в отношении которых Правительством Российской Федерации принято решение о применении надбавки к цене на мощность в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с использованием генерирующих объектов, включенных в перечень генерирующих объектов в неценовых зонах, для ценовой зоны *z* и месяца *m* , руб. |  |
| плановая стоимость мощности, соответствующая покупке мощности в отношении ценовой зоны в расчетном месяце по договорам на модернизацию, , руб. |  |
| плановая стоимость мощности, соответствующая покупке мощности в ценовой зоне в расчетном месяце по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, , руб. |  |
| … |  |

***Предлагаемая редакция***

**Приложение 154**

### Составляющие расчета плановой стоимости покупки мощности

за расчетный период \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

по ГТП \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

участника оптового рынка \_\_\_\_\_\_\_

в субъекте РФ\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

ценовой зоны\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

|  |  |
| --- | --- |
| **Составляющие для расчета плановой стоимости мощности по ценовой зоне:** |  |
| … |  |
| доля, которую пиковое потребление ГТП потребления (экспорта) *q* занимает в суммарном значении такого пикового потребления ГТП потребления (экспорта) в ценовой зоне *z*, без учета пикового потребления, рассчитываемого для целей покупки мощности ФСК на оптовом рынке в целях компенсации потерь, |  |
| доля, которую пиковое потребление ГТП потребления (экспорта) *q* занимает в суммарном значении такого пикового потребления ГТП потребления (экспорта) в ценовой зоне *z* с учетом пикового потребления, рассчитываемого для целей покупки мощности ФСК на оптовом рынке в целях компенсации потерь , |  |
| доля, которую пиковое потребление ГТП потребления (экспорта) занимает в суммарном значении такого пикового потребления ГТП потребления (экспорта) на отдельных территориях ценовых зон, ранее отнесенных к неценовым зонам, без учета пикового потребления, рассчитываемого для целей покупки мощности ФСК на оптовом рынке в целях компенсации потерь для , |  |
| … |  |
| плановый размер средств, учитываемых в отношении всех участников оптового рынка – производителей электрической энергии (мощности), в отношении которых Правительством Российской Федерации принято решение о применении надбавки к цене на мощность в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с использованием генерирующих объектов, включенных в перечень генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к неценовым зонам, для ценовой зоны *z* и месяца *m,* , руб. |  |
| плановая стоимость мощности, соответствующая покупке мощности в отношении ценовой зоны в расчетном месяце по договорам на модернизацию, , руб. |  |
| плановая стоимость мощности, соответствующая покупке мощности в ценовой зоне в расчетном месяце по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, , руб. |  |
| плановая стоимость мощности, соответствующая составляющей покупки мощности в отношении ГТП потребления в расчетном месяце *m* по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, руб. |  |
| плановая стоимость мощности, соответствующая покупке мощности на территории ДФО в расчетном месяце по договорам купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, , руб. |  |
| плановая стоимость мощности в месяце *m* в ценовой зоне *z* по договору купли-продажи электрической энергии по регулируемым ценам, , руб. |  |
| плановая стоимость мощности, соответствующая покупке мощности в расчетном месяце по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, , руб. |  |
| плановая стоимость мощности, соответствующая покупке мощности в расчетном месяце по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам*,* , руб. |  |
| … |  |

***Действующая редакция***

**Приложение 154.2**

**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 величины, отражающей стоимость мощности, поставленной по свободным договорам**

**Расчетный период:**

**Ценовая зона:**

|  |  |
| --- | --- |
| **Наименование** | **Значение, 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.) |  |
| … |  |

***Предлагаемая редакция***

**Приложение 154.2**

**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 величины, отражающей стоимость мощности, поставленной по свободным договорам**

**Расчетный период:**

**Ценовая зона:**

|  |  |
| --- | --- |
| **Наименование** | **Значение, 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.) |  |
| … |  |

***Действующая редакция***

**Приложение 154.3**

**Аналитический отчет о составляющих фактической стоимости мощности**

**Расчетный период:**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Величина** | **Первая ценовая зона** | **Вторая ценовая зона** |
| … |  |  |
| Величина, отражающая стоимость мощности, поставленной по договорам на модернизацию (, руб.) |  |  |
| Величина, отражающая стоимость мощности, поставленной по ДПМ АЭС/ГЭС (, руб.) |  |  |
| … |  |  |

***Предлагаемая редакция***

**Приложение 154.3**

### Аналитический отчет о составляющих фактической стоимости мощности

**Расчетный период:**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Величина** | **Первая ценовая зона** | **Вторая ценовая зона** |
| … |  |  |
| Величина, отражающая стоимость мощности, поставленной по договорам на модернизацию (, руб.) |  |  |
| Величина, отражающая стоимость мощности, поставленной по договорам на модернизацию на территориях, ранее относившихся к неценовым зонам (, руб.) |  |  |
| Величина, отражающая стоимость мощности, поставленной по ДПМ АЭС/ГЭС (, руб.) |  |  |
| … |  |  |

***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, 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.) |  |  |
| … |  |  |

***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, 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.) |  |  |
| … |  |  |

**Приложение 163 к Регламенту финансовых расчетов изложить в следующей редакции:**

### Порядок расчета цен на мощность для генерирующих объектов тепловых электростанций, включенных в перечень генерирующих объектов тепловых электростанций, подлежащих модернизации (реконструкции) или строительству на отдельных территориях ценовых зон оптового рынка, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка

#### В соответствии с настоящим приложением КО осуществляет расчет цен на мощность по договорам купли-продажи (поставки) мощности генерирующих объектов, модернизированных (реконструированных) или построенных на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам, заключенным в отношении генерирующих объектов тепловых электростанций, включенных в перечень генерирующих объектов тепловых электростанций, подлежащих модернизации (реконструкции) или строительству на отдельных территориях ценовых зон оптового рынка, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, на которых Правительством Российской Федерации устанавливаются особенности функционирования оптового и розничного рынков, утвержденный распоряжением Правительства Российской Федерации в порядке, установленном пунктом 319 Правил оптового рынка (далее по тексту приложения – Перечень генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ).

Вышеуказанные цены на мощность рассчитываются отдельно для каждого генерирующего объекта (ГТП генерации, соответствующей данному генерирующему объекту), указанного в Перечне генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ.

Цены определяются КО в течение 180 месяцев, начиная с даты начала поставки мощности, указанной в Перечне генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ, для порядкового месяца *m* (*m* = 1 соответствует месяцу, начинающемуся с даты, определенной в настоящем абзаце) в отношении ГТП генерации *p*, соответствующей генерирующему объекту из Перечня генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ.

Под расчетным периодом понимается календарный месяц.

В случае если порядок расчета цен изменяется в соответствии со вступившими в силу нормативными правовыми актами, цены, рассчитанные КО в отношении истекших периодов в соответствии с ранее действовавшим порядком, изменению и перерасчету не подлежат.

В случае если поставщиком не соблюдены сроки начала поставки мощности, установленные Перечнем генерирующих объектов, КО рассчитывает цену начиная с месяца *ms* до истечения 180 месяцев с даты начала поставки мощности, указанной в Перечне генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ. Месяц начала фактической поставки мощности *ms* определяется как порядковый месяц поставки мощности генерирующего объекта, начиная с первого месяца поставки мощности *m =* 1, в отношении которого для ГТП генерации впервые выполнены следующие условия в совокупности:

– предельный объем поставки мощности, переданный Системным оператором в КО в реестре предельных объемов поставки мощности в соответствии с *Регламентом определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), больше нуля;

– у поставщика возникло право участия в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке с использованием ГТП генерации *p*;

– наступила дата начала поставки мощности на оптовый рынок, указанная в Перечне генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ.

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 для месяца *m* и ГТП генерации *p* рассчитывается КО по формуле:

где – значение удельных затрат на эксплуатацию генерирующего объекта в месяце *m* для ГТП генерации *p*, определяемое в соответствии с пунктом 3 настоящего приложения;

– величина плановой компенсации капитальных затрат на модернизацию (реконструкцию) или строительство генерирующего объекта, включенного в Перечень генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ, к которому относится ГТП генерации *p*, для месяца *m*, определяемая в соответствии с пунктом 4 настоящего приложения;

– расчетная величина компенсации затрат на уплату поставщиком налога на прибыль организаций, определяемая в соответствии с пунктом 11 настоящего приложения;

– расчетная величина компенсации затрат на уплату поставщиком налога на имущество организаций, определяемая в соответствии с пунктом 12 настоящего приложения;

– расчетная величина, определяемая для ГТП генерации *p* и месяца *m* в соответствии с пунктом 14 настоящего приложения;

– коэффициент, отражающий потребление электрической энергии и мощности на собственные и (или) хозяйственные нужды электростанций, определяемый для соответствующего ГТП генерации *p* генерирующего объекта следующим образом:

– для генерирующего объекта газовой генерации, работающего с использованием парогазового цикла, а также для генерирующего объекта на базе газотурбинных установок – 1,033;

– для генерирующего объекта газовой генерации, работающего с использованием паросилового цикла – 1,058;

– для генерирующего объекта угольной генерации, а также для прочих типов генерирующих объектов – 1,081.

#### 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.

#### Величина плановой компенсации капитальных затрат на модернизацию (реконструкцию) или строительство генерирующего объекта, включенного в Перечень генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ, для месяца *m* определяется по формуле:

где – не возмещенная по состоянию на начало месяца *m* часть капитальных затрат на модернизацию (реконструкцию) или строительство генерирующего объекта, соответствующего ГТП генерации *p*, определяемая в соответствии с пунктами 5 и 9 настоящего приложения;

– норма доходности (в долях) в отношении месяца *m*, равная норме доходности в отношении календарного года, предшествующего календарному году, к которому относится месяц *m*, определяемая в соответствии с пунктом 13 настоящего приложения.

#### Не возмещенная по состоянию на начало первого (*m* = 1) месяца часть капитальных затрат на модернизацию (реконструкцию) или строительство генерирующего объекта, соответствующего ГТП генерации *p*, определяется по формуле:

,

где – удельное значение капитальных затрат на модернизацию (реконструкцию) или строительство генерирующего объекта, определяемое в соответствии с пунктом 6 настоящего приложения;

– коэффициент приведения, определяемый в соответствии с пунктом 7 настоящего приложения;

– коэффициент индексации, определяемый в соответствии с пунктом 8 настоящего приложения.

#### Удельное значение капитальных затрат на модернизацию (реконструкцию) или строительство генерирующего объекта, соответствующего ГТП генерации *p*, для месяца *m* определяется в отношении порядкового месяца поставки мощности *m* по формуле:

где – значение общих капитальных затрат на реализацию проекта модернизации (реконструкции) или строительства генерирующего объетка на отдельной территории, ранее относившейся к неценовой зоне, определяемое по формуле:

– значение капитальных затрат на реализацию мероприятия *e* в рамках проекта модернизации (реконструкции) или строительства генерирующего объетка, указанное в Перечне генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ, в отношении соответствующих мероприятия и ГТП генерации *p*.

*Примечание*. В случае отсутствия на момент проведения расчета цены в Перечне генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ, указанного значения, величина принимается равной нулю;

– множество мероприятий *e* в рамках проекта модернизации (реконструкции) или строительства, содержащихся в Перечне генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ, в отношении ГТП генерации *p*, для которых не подтверждена их реализация по состоянию на последнее число месяца, предшествующего расчетному месяцу *m*;

– множество мероприятий *e* в рамках проекта модернизации (реконструкции) или строительства, содержащихся в Перечне генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ, в отношении ГТП генерации *p*,для которых не подтверждена их локализация по состоянию на последнее число месяца, предшествующего расчетному месяцу *m*;

– объем установленной мощности генерирующего объекта, соответствующего ГТП генерации *p*, указанный в [Перечне](consultantplus://offline/ref=851A6CF1DBC52A8612E002D4CB9BFBD888E7EE737794C9201B09DD8C8D39D97DF68AF6A8CD7E3BAF87AB0A8902F16911D76B7FFCAD089D60yEh6I) генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ.

Множество мероприятий, для которых не подтверждена их реализация (), формируется КО в отношении ГТП генерации *p* и расчетного месяца *m* в следующем порядке. Мероприятие по модернизации (реконструкции) или строительству *e* в отношении ГТП генерации *p* и месяца *m* считается реализованным в части выполнения мероприятия, если информация о подтверждении выполнения данного мероприятия была получена КО от Совета рынка в соответствии с п. 6 приложения к *Регламенту проведения отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций* (Приложение № 19.3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) и в полученной информации месяц и год подтверждения реализации мероприятия наступают до месяца *m*. Если информация о подтверждении мероприятия *e* не была получена КО от Совета рынка по состоянию на 3-е число месяца *m+*1, или в полученной информации месяц и год подтверждения реализации мероприятия наступают в месяце *m* или позже, то такое мероприятие считается неподтвержденным по состоянию на месяц *m* и включается в множество .

Множество мероприятий, для которых не подтверждена локализация (), формируется КО в отношении ГТП генерации *p* и расчетного месяца *m* в следующем порядке. Мероприятие по модернизации (реконструкции) или строительству *e* в отношении ГТП генерации *p* и месяца *m* считается подтвержденным в части выполнения требований к локализации, если информация о подтверждении локализации данного мероприятия была получена КО от Совета рынка в соответствии с п. 6 приложения к *Регламенту проведения отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций* (Приложение № 19.3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) и в полученной информации месяц и год подтверждения локализации мероприятия наступают до месяца *m*. Если информация о подтверждении локализации мероприятия *e* не была получена КО от Совета рынка по состоянию на 3-е число месяца *m+*1, или в полученной информации месяц и год подтверждения локализации мероприятия наступают в месяце *m* или позже, то такое мероприятие считается неподтвержденным в части локализации по состоянию на месяц *m* и включается в множество .

#### Коэффициент приведения в отношении ГТП генерации *p* определяется по формуле:

где – среднее арифметическое значение норм доходности, определенных в отношении *M* календарных месяцев, предшествовавших году, на который приходится дата начала фактической поставки мощности, определяемое по формуле:

где *mb*– месяц, определяемый так, чтобы месяц соответствовал декабрю года, предшествующего году, на который приходится дата начала фактической поставки мощности, которая соответствует первому числу месяца *ms*, определенного в пункте 1 настоящего Порядка;

срок строительства или модернизации (реконструкции) генерирующего объекта, принимаемый равным:

60 месяцам – для проектов строительства генерирующих объектов, выработка электрической энергии которых осуществляется с использованием угля;

48 месяцам – для проектов строительства генерирующих объектов, выработка электрической энергии которых осуществляется с использованием газа;

36 месяцам – для проектов модернизации (реконструкции) генерирующих объектов, выработка электрической энергии которых осуществляется с использованием угля;

24 месяцам – для проектов модернизации (реконструкции) генерирующих объектов, выработка электрической энергии которых осуществляется с использованием газа;

– норма доходности в отношении календарного месяца *n*, равная норме доходности, определяемой в соответствии с пунктом 13 настоящего приложения в отношении календарного года *X*, к которому относится указанный календарный месяц (.

#### Коэффициент индексации в отношении ГТП генерации *p* определяется по формуле:

,

где – год, в котором Правительством Российской Федерации утверждены капитальные затраты на модернизацию (реконструкцию) или строительство генерирующего объекта, соответствующего ГТП генерации *p*. Год, в котором Правительством Российской Федерации утверждены капитальные затраты на модернизацию (реконструкцию) или строительство генерирующего объекта, определяется как год, в котором Правительством Российской Федерации в составе Перечня генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ, впервые определены капитальные затраты на реализацию объекта;

– год, на который приходится дата, определяемая половиной длительности периода от 1 января года, в котором Правительством Российской Федерации утверждены капитальные затраты на модернизацию (реконструкцию) или строительство генерирующего объекта, до 1 января года, на который приходится дата начала поставки мощности, указанная в Перечне генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ, определяемый по формуле (с округлением до целых в меньшую сторону):

– год, на который приходится дата начала поставки мощности генерирующего объекта, соответствующего ГТП генерации *p*, указанная в Перечне генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ.

#### Не возмещенная по состоянию на начало месяца *m*, отличного от первого , часть капитальных затрат на модернизацию (реконструкцию) или строительство генерирующего объекта, соответствующего ГТП генерации *p*, определяется по формуле:

где – не возмещенная по состоянию на начало месяца, предшествующего месяцу *m*, часть капитальных затрат на модернизацию (реконструкцию) или строительство генерирующего объекта;

– норма доходности в отношении месяца *m–*1, определяемая как норма доходности в отношении года, предшествующего году, к которому относится месяц *m–*1, в соответствии с пунктом 13 настоящего приложения.

#### В случае изменения значения удельных капитальных затрат на модернизацию (реконструкцию) или строительство генерирующего объекта при определении цены на мощность в отношении месяца *m* относительно значения этих затрат, учтенных при определении цены на мощность в отношении предыдущего месяца *m*–1, расчет величины не возмещенной по состоянию на начало месяца *m* части капитальных затрат производится с учетом изменения всех соответствующих величин (от до включительно). При этом цены на мощность, определенные для месяцев, предшествующих месяцу *m*, пересмотру не подлежат.

#### Расчетная величина компенсации затрат на уплату поставщиком налога на прибыль организаций в отношении ГТП генерации *p* в месяце *m* рассчитывается по формуле:

где *te* – плановый срок (в годах) полезного использования генерирующего объекта, равный 20 годам;

– ставка налога на прибыль организаций, равная 0,25 (величине, указанной в абзаце первом пункта 1 статьи 284 Налогового кодекса Российской Федерации (в редакции, действующей по состоянию на 1 января года, к которому относится месяц *m*)).

#### Расчетная величина компенсации затрат на уплату поставщиком налога на имущество организаций в отношении ГТП генерации *p* в месяце *m* определяется по формуле:

где – налоговая ставка налога на имущество организаций, равная 0,022 (величине, указанной в пункте 1 статьи 380 Налогового кодекса Российской Федерации (в редакции, действующей по состоянию на 1 января года, к которому относится месяц *m*)).

#### Норма доходности в отношении календарного года *X* (рассчитывается по формуле:

,

где – базовый уровень нормы доходности инвестированного капитала, равный 0,125 (12,5 процента);

– средняя доходность долгосрочных государственных обязательств, определяемая по результатам года *X* в соответствии с приложением 5 к *Регламенту определения параметров, необходимых для расчета цены по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии* (Приложение № 19.4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);

– базовый уровень доходности долгосрочных государственных обязательств, равный 0,085 (8,5 процента).

#### 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;

– значение переменных (топливных) затрат при производстве электрической энергии, определенное в отношении ГТП генерации *p* и месяца *m* в соответствии с пунктом 16 настоящего приложения;

– объем электрической энергии, определенный в отношении ГТП генерации *p* и месяца *m* в соответствии с пунктом 17 настоящего приложения;

– объем электрической энергии, составляющий обязательства по поставке по регулируемым договорам на оптовый рынок, определяемый в отношении ГТП генерации *p* и месяца *m* в соответствии с пунктом 18 настоящего приложения;

– объем мощности, фактически поставленный на оптовый рынок в ГТП генерации *p* в месяце, предшествующем расчетному месяцу *m*, который определяется в соответствии с п. 2.5 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). В случае если *m* является месяцем начала фактической поставки мощности *ms* или соответствует январю 2025 года, то величина принимается равной плановому объему продажи мощности по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях в отношении ГТП генерации участника оптового рынка *i* в месяце *m,* определенный в соответствии с разделом 17 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);

– объем установленной мощности генерирующего объекта, соответствующего ГТП генерации *p*, указанный в [Перечне](consultantplus://offline/ref=851A6CF1DBC52A8612E002D4CB9BFBD888E7EE737794C9201B09DD8C8D39D97DF68AF6A8CD7E3BAF87AB0A8902F16911D76B7FFCAD089D60yEh6I) генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ;

– 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*.

#### Средневзвешенное значение из цен на электрическую энергию, определенных по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в каждый час предшествующего месяца в ГТП генерации *p* , рассчитывается по формуле:

где [руб./МВт·ч] – цена электроэнергии, рассчитанная для целей расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед, в ГТП генерации *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h* расчетного месяца *m–*1, определяемая в соответствии с п. 5.3.2 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). Если в ГТП генерации *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h* не определена и(или) , не определен, то в отношении такого часа то и . Если в ГТП генерации *p* для участника оптового рынка *i* во все часы операционных суток *h* расчетного месяца *m–*1 или не определена, то ;

– объем электрической энергии, проданный поставщиком в ГТП генерации по договору комиссии на продажу электроэнергии на оптовом рынке электроэнергии, в ГТП генерации *p* в час операционных суток *h*, определяемый в соответствии с пунктом 8.1.1 *Регламентаа расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). В случае если величина не определена, то в расчете она принимается равной 0.

В отношении месяца *m*, соответствующего январю 2025 года, а также в отношении месяца *m = ms*, величина рассчитывается по формуле:

где – период с 1-е по 15-е число месяца *m*.

Если в ГТП генерации *p* для участника оптового рынка *i* во все часы операционных суток *h* расчетного месяца *m–*1 (кроме *m* = *ms* и *m*, соответствующего январю 2025 г.)равна 0 или не определена, то .

#### Значение переменных (топливных) затрат при производстве электрической энергии (), определяется по формуле:

где – цена топлива (руб./м3 или руб./т), определяемая для генерирующего объекта (ГТП генерации *p*) в соответствии с настоящим пунктом;

– калорийный эквивалент, определяемый для генерирующего объекта (ГТП генерации p) в соответствии с настоящим пунктом;

– значение удельного расхода условного топлива в целях определения переменных (топливных) затрат при производстве электрической энергии (г у.т./кВт·ч) генерирующим объектом (ГТП генерации *p*) в месяце *m*, определяемое в соответствии с пунктом 16.1 настоящего приложения.

Для генерирующего объекта, основным видом топлива которого является газ, величина (руб./м3) определяется по формуле:

где – оптовая цена на газ (руб./м3), указанная в уведомлении о параметрах переменных (топливных) затрат;

– размер затрат (руб./м3) на услуги по транспортировке газа по газораспределительным сетям (в случае оказания в отношении генерирующего объекта таких услуг), указанный в уведомлении о параметрах переменных (топливных) затрат;

– размер платы за снабженческо-сбытовые услуги (руб./м3), указанный в уведомлении о параметрах переменных (топливных) затрат.

Для генерирующего объекта, основным видом топлива которого является уголь, величина (руб./т) определяется по формуле:

где – цена угля с учетом затрат на транспортировку (руб./т), указанная в уведомлении о параметрах переменных (топливных) затрат.

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*.

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*)).

В случае если поставщик мощности не предоставил в КО информацию о величине нормативов удельного расхода топлива для генерирующего объекта, соответствующего ГТП генерации *p*, в срок, предусмотренный настоящим пунктом, то величина в отношении такого месяца *m* принимается равной:

– 240 граммам условного топлива на 1 кВт·ч электрической энергии – для генерирующих объектов на базе парогазовых установок, а также иных типов генерирующих объектов, не относящихся к генерирующим объектам на базе газотурбинных установок и паросиловых установок;

– 320 граммам условного топлива на 1 кВт·ч электрической энергии – для генерирующих объектов на базе паросиловых установок, использующих в качестве основного топлива природный газ;

– 346 граммам условного топлива на 1 кВт·ч электрической энергии – для генерирующих объектов на базе газотурбинных установок;

– 353 граммам условного топлива на 1 кВт·ч электрической энергии – для генерирующих объектов на базе паросиловых установок, использующих в качестве основного топлива уголь.

#### Объем электрической энергии определяется по формуле:

где – объем электрической энергии, выработанный ГТП генерации *p* в час *h* и определяемый в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*. В случае если величина не определена, то в расчете она принимается равной 0;

– объем установленной мощности генерирующего объекта, соответствующего ГТП генерации *p*, указанный в [Перечне](consultantplus://offline/ref=851A6CF1DBC52A8612E002D4CB9BFBD888E7EE737794C9201B09DD8C8D39D97DF68AF6A8CD7E3BAF87AB0A8902F16911D76B7FFCAD089D60yEh6I) генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ;

– число часов в месяце *m–*1.

В отношении месяца *m* = *ms* величина рассчитывается по формуле:

где – полный плановый объем производства электроэнергии в ГТП генерации *q* для участника *i* в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с пунктом 2.2.2 *Регламентаа расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).

#### Объем электрической энергии, составляющий обязательства по поставке по регулируемым договорам на оптовый рынок в месяце *m* с использованием ГТП генерации *p* , определяется по формуле:

где – договорный объем поставки электрической энергии в ГТП генерации *p* по регулируемому договору купли-продажи электрической энергии и мощности *D* в отношении потребления населения и приравненных к нему категорий потребителей в месяце, предшествующем месяцу *m*, определяемый в соответствии с настоящим приложением.

В отношении месяца *m–*1, соответствующего декабрю 2024 года или месяцу, предшествующему месяцу начала фактической поставки мощности *ms*, величина принимается равной (*m* соответствует январю 2025 г. или *m* = *ms*).

В случае если регулируемый договор заключен в отношении единственной ГТП генерации, договорный объем поставки электрической энергии в ГТП генерации *p* по регулируемому договору определяется по формулам:

В случае если регулируемый договор заключен в отношении нескольких ГТП генерации, договорный объем поставки электрической энергии по регулируемому договору распределяется между ГТП пропорционально установленной мощности каждой ГТП генерации, указанной в Перечне, по формулам:

где – договорный объем поставки электрической энергии по регулируемому договору купли-продажи электрической энергии и мощности *D* в отношении потребления населения и приравненных к нему категорий потребителей в час *h*, заключенному в отношении электростанции, включающей множество ГТП генерации *p*, определенный в соответствии с *Регламентом регистрации регулируемых договоров купли-продажи электроэнергии и мощности* (Приложение № 6.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);

– величина установленной мощности ГТП генерации *p*, учтенная КО в составе регистрационной информации 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)* по состоянию на первое число месяца *m*;

– множество ГТП генерации, в отношении которых установлен суммарный договорный объем поставки электрической энергии по регулируемому договору купли-продажи электрической энергии и мощности *D*.

Если в отношении месяца, предшествующего месяцу *m* (кроме случая, когда *m* соответствует январю 2025 г. или *m* = *ms*), в отношении ГТП генерации *p* не заключен регулируемый договор купли-продажи электрической энергии и мощности *D* в отношении потребления населения и приравненных к нему категорий потребителей, то величина принимается равной 0 (нулю).

Пропорциональное распределение величин осуществляется в соответствии с алгоритмом, прописанным в приложении 90 к настоящему Регламенту.

#### Величина определяется в соответствии с *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка.*

#### 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.

***Дополнить приложениями***

**Приложение 24.10**

**Получатель: Отправитель: АО «АТС»**

**Код участника:**

**Реестр договоров купли-продажи (поставки) мощности генерирующих объектов, функционирующих на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка**

за расчетный период \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

ценовая зона: \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Номер договора** | **Дата заключения договора** | **Наименование участника ОРЭМ – контрагента** | **Идентификационный код участника ОРЭМ – контрагента** |
|  |  |  |  |  |

**Приложение 24.11**

**Реестр договоров модернизации на отдельных территориях**

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** |
|  |  |  |  |  |  |  |

**Приложение 163.1**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **РЕЕСТР АВАНСОВЫХ ТРЕБОВАНИЙ ПО ДОГОВОРАМ НА МОДЕРНИЗАЦИЮ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ, РАСПОЛОЖЕННЫХ НА ОТДЕЛЬНЫХ ТЕРРИТОРИЯХ (ПРОДАЖА) /**  **РЕЕСТР АВАНСОВЫХ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ ПО ДОГОВОРАМ НА МОДЕРНИЗАЦИЮ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ, РАСПОЛОЖЕННЫХ НА ОТДЕЛЬНЫХ ТЕРРИТОРИЯХ (ПОКУПКА)** | | | | | | | | | | | | | |
| за [расчетный период] | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **№ п/п** | **Номер договора** | **Дата подписания договора** | **Наименование участника ОРЭМ – продавца/покупателя** | **Идентификационный код участника ОРЭМ – продавца/покупателя** | **Код ГТП генерации/потребления** | **Наименование участника ОРЭМ – покупателя/продавца** | **Идентификационный код участника ОРЭМ – покупателя/продавца** | **Код ГТП потребления/генерации** | **Дата платежа** | **Объем мощности, используемый для расчета авансовых обязательств/требований** | **Авансовое обязательство/ требование (без НДС)** | **Авансовое обязательство/ требование** | **В т.ч. НДС** |
|
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | **МВт** | **руб.** | **руб.** | **руб.** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Итого по договору: |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**Приложение 163.2**

|  |  |
| --- | --- |
| ***Получатель: АО «ЦФР»*** | ***Отправитель: АО «АТС»*** |

**Реестр авансовых обязательств/требований по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях,**

**на первую/вторую дату платежа за расчетный период mm YYYY**

**<package-comment>**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Уникальный идентификатор <id>** | **Номер договора  <contract-number>** | **Дата подписания договора <contract-date>** | **Первое число расчетного месяца <start-date>** | **Последнее число расчетного месяца <finish-date>** | **Идентификационный код участника ОРЭМ –**  **получателя**  **<trader-supplier-code>** | **Код ГТП генерации**  **<** **object-supply >** | **Идентификационный код участника ОРЭМ –**  **плательщика**  **<trader-consumer-code>** | **Параметр, определяющий дату платежа**  **<matrix-number>** | **Авансовое требование/**  **обязательство по договору (без НДС), руб.**  **<act-amount>** | **НДС, руб.**  **<vat-amount>** | **Авансовое требование/обязательство по договору, руб.**  **<payment-amount>** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**Приложение 163.3**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **ИТОГОВЫЙ РЕЕСТР ФИНАНСОВЫХ ТРЕБОВАНИЙ ПО ДОГОВОРАМ НА МОДЕРНИЗАЦИЮ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ, РАСПОЛОЖЕННЫХ НА ОТДЕЛЬНЫХ ТЕРРИТОРИЯХ (ПРОДАЖА) /**  **ИТОГОВЫЙ РЕЕСТР ФИНАНСОВЫХ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ ПО ДОГОВОРАМ НА МОДЕРНИЗАЦИЮ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ, РАСПОЛОЖЕННЫХ НА ОТДЕЛЬНЫХ ТЕРРИТОРИЯХ (ПОКУПКА)** | | | | | | | | | | | | | | | |
| Получатель:  за [расчетный период] | | | | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **№ п/п** | **Номер договора** | **Дата подписания договора** | **Наименование участника ОРЭМ – продавца/покупателя** | **Идентификационный код участника ОРЭМ – продавца/покупателя** | **Код ГТП генерации/потребления** | **Наименование участника ОРЭМ – покупателя/продавца** | **Идентификационный код участника ОРЭМ – покупателя/продавца** | **Код ГТП потребления/генерации** | **Договорный объем мощности** | **Аттестованный объем мощности** | **Объем мощности, фактически поставленный** | **Цена мощности** | **Стоимость мощности (без НДС)** | **Стоимость мощности** | **В т.ч. НДС** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  | **МВт** | **МВт** | **МВт** | **руб./ МВт** | **руб.** | **руб.** | **руб.** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Итого по договору: |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**Приложение 163.4**

|  |  |
| --- | --- |
| ***Получатель: АО «ЦФР»*** | ***Отправитель: АО «АТС»*** |

**Итоговый реестр финансовых обязательств/требований по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях,**

**за расчетный период mm YYYY**

**<package-comment>**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Уникальный идентификатор <id>** | **Номер договора  <contract-number>** | **Дата подписания договора <contract-date>** | **Первое число расчетного месяца <start-date>** | **Последнее число расчетного месяца <finish-date>** | **Идентификационный код участника ОРЭМ –**  **получателя**  **<trader-supplier-code>** | **Код ГТП генерации**  **<object-supply>** | **Идентификационный код участника ОРЭМ –**  **плательщика**  **<trader-consumer-code>** | **Объем мощности, фактически поставленный по договору, МВт**  **<qnt>** | **Стоимость (без НДС), руб.**  **<act-amount>** | **НДС, руб.**  **<vat-amount>** | **Стоимость, руб.**  **<payment-amount>** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**Приложение 163.5**

**Реестр штрафов за неготовность поставить мощность по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях**

**Получатель \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_**

**за расчетный период\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Номер договора** | **Дата подписания договора** | **Наименование участника ОРЭМ – продавца** | **Идентификационный код участника ОРЭМ – продавца** | **Код ГТП генерации** | **Наименование участника ОРЭМ – покупателя** | **Идентификационный код участника ОРЭМ – покупателя** | **Код ГТП потребления** | **Размер штрафа, руб.** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| **Итого по договору:** |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**Приложение 163.6**

|  |  |
| --- | --- |
| ***Получатель: АО «ЦФР»*** | ***Отправитель: АО «АТС»*** |

**Реестр штрафов за неготовность поставить мощность по договорам на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях**

**за расчетный период mm YYYY**

**<package-comment>**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Уникальный идентификатор <id>** | **Номер договора  <contract-number>** | **Дата договора <contract-date>** | **Первое число расчетного месяца <start-date>** | **Последнее число расчетного месяца <finish-date>** | **Код ГТП генерации**  **<object-supply>** | **Код участника ОРЭМ – получателя**  **<trader-supplier-code>** | **Код участника ОРЭМ –плательщика <trader-consumer-code>** | **Размер штрафа, руб. <payment-amount>** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**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**

Полное фирменное наименование участника оптового рынка:

Идентификационный код участника оптового рынка:

Календарный номер года, в отношении которого указаны параметры:

Наименование генерирующего объекта\*:

Местонахождение генерирующего объекта (субъект Российской Федерации) \*:

Код ГТП\*:

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **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 угляили м3 газа |  |  | Значение приводится с точностью до 15 знаков после запятой. |
|  |  |
| Удельный расход условного топлива (г у.т./кВт.ч) |  |  | Указываются реквизиты приказа федерального органа исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса, которым установлен удельный расход условного топлива. |
|  |  |

\* Заполняется в соответствии с Перечнем генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ, утвержденным распоряжением Правительства Российской Федерации.

\*\* Заполняется для генерирующего объекта, основным видом топлива которого является газ.

\*\*\* Заполняется для генерирующего объекта, основным видом топлива которого является уголь.

Подпись лица, осуществляющего функции единоличного исполнительного органа, или надлежащим образом уполномоченного представителя.

**Приложение 170.1**

***Получатель: Отправитель: АО «АТС»***

**РЕЕСТР АВАНСОВЫХ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ ПО ДОГОВОРУ КУПЛИ-ПРОДАЖИ МОЩНОСТИ ПО НЕРЕГУЛИРУЕМЫМ ЦЕНАМ (ПОКУПКА) /**

**РЕЕСТР АВАНСОВЫХ ТРЕБОВАНИЙ ПО ДОГОВОРУ КУПЛИ-ПРОДАЖИ МОЩНОСТИ ПО НЕРЕГУЛИРУЕМЫМ ЦЕНАМ (ПРОДАЖА)**

**за расчетный период\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_**

**ценовая зона\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№**  **п/п** | **Наименование участника** | **Идентификационный код** | **Номер договора** | **Дата договора** | **Дата платежа** | **Авансовое обязательство/требование по договору (без НДС), руб.** | **НДС, руб.** | **Авансовое обязательство/требование по договору, руб.** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**Приложение 170.2**

***Получатель: Отправитель: АО «АТС»***

**уведомление об объемах и стоимости ПО ДОГОВОРУ КУПЛИ-ПРОДАЖИ МОЩНОСТИ ПО НЕРЕГУЛИРУЕМЫМ ЦЕНАМ (ПОКУПКА) /**

**уведомление об объемах и стоимости ПО ДОГОВОРУ КУПЛИ-ПРОДАЖИ МОЩНОСТИ ПО НЕРЕГУЛИРУЕМЫМ ЦЕНАМ (ПРОДАЖА)**

**за расчетный период\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_**

**ценовая зона\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№**  **п/п** | **Наименование участника** | **Идентификационный код** | **Номер договора** | **Дата договора** | **Объем мощности, фактически поставленный по договору, МВт** | **Цена по договору, руб./Мвт** | **Обязательство/требование по договору (без НДС), руб.** | **НДС, руб.** | **Обязательство/требование по договору, руб.** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** | **7** | **8** | **9** | **10** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**Приложение 170.3**

**Реестр штрафов за невыполнение поставщиком обязательств по поставке мощности по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, взыскиваемых в случае, если показатель неготовности превышает минимальную из величин предельного объема поставки мощности и объема установленной мощности генерирующего объекта**

**Получатель \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_**

**Ценовая зона \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_**

**за расчетный период\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№ п/п** | **Номер договора** | **Дата договора** | **Наименование продавца** | **Наименование покупателя** | **Штраф, руб.** |
| **1** | **2** | **3** | **4** | **5** | **6** |

**Приложение 170.4**

**Реестр штрафов за невыполнение поставщиком обязательств по поставке мощности по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, взыскиваемых в случае, если показатель неготовности превышает минимальную из величин предельного объема поставки мощности и объема установленной мощности генерирующего объекта**

**за расчетный период mm YYYY**

**<package-comment>**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Уникальный идентификатор <id>** | **Номер договора  <contract-number>** | **Дата договора <contract-date>** | **Первое число расчетного месяца <start-date>** | **Последнее число расчетного месяца <finish-date>** | **Код участника ОРЭМ – получателя**  **<trader-supplier-code>** | **Код участника ОРЭМ –плательщика <trader-consumer-code>** | **Размер штрафа, руб. <payment-amount>** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |

**Приложение 170.5**

**Реестр авансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам,**

**на первую/вторую дату платежа за расчетный период mm YYYY**

**<package-comment>**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Уникальный идентификатор <id>** | **Номер договора  <contract-number>** | **Дата подписания договора <contract-date>** | **Первое число расчетного месяца <start-date>** | **Последнее число расчетного месяца <finish-date>** | **Идентификационный код участника ОРЭМ –**  **получателя**  **<trader-supplier-code>** | **Идентификационный код участника ОРЭМ –**  **плательщика**  **<trader-consumer-code>** | **Параметр, определяющий дату платежа**  **<matrix-number>** | **Авансовое требование/обязательство по договору (без НДС), руб.**  **<act-amount>** | **НДС, руб.**  **<vat-amount>** | **Авансовое требование/обязательство по договору, руб.**  **<payment-amount>** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**Приложение 170.6**

**Итоговый реестр финансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам,**

**за расчетный период mm YYYY**

**<package-comment>**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Уникальный идентификатор <id>** | **Номер договора  <contract-number>** | **Дата подписания договора <contract-date>** | **Первое число расчетного месяца <start-date>** | **Последнее число расчетного месяца <finish-date>** | **Идентификационный код участника ОРЭМ –**  **получателя**  **<trader-supplier-code>** | **Идентификационный код участника ОРЭМ –**  **плательщика**  **<trader-consumer-code>** | **Объем мощности, фактически поставленный по договору, МВт**  **<qnt>** | **Стоимость (без НДС), руб.**  **<act-amount>** | **НДС, руб.**  **<vat-amount>** | **Стоимость, руб.**  **<payment-amount>** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**Приложение 170.7**

**Уведомление об объемах и о сроках поставки мощности по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  | | | |  | | | | | |
|  |  | | |  | | |  | | |
|  | **Расчетный период:** | | |  | | |  | | |
|  | **Ценовая зона:** |  |  | | |  | | |  | | |
|  | **Участник оптового рынка** | **Код участника оптового рынка** | **Код станции** | | **Код ГТП генерации** | | | **Месяц поставки** | | | **Объем мощности, заявленный участником в ценовой заявке на продажу мощности, МВт** | |
|  |  |  |  | |  | | |  | | |  | |
|  |  |  |  | |  | | |  | | |  | |
|  |  |  |  | |  | | |  | | |  | |

**Приложение 171.1**

|  |  |
| --- | --- |
| ***Получатель: АО «ЦФР»*** | ***Отправитель: АО «АТС»*** |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Реестр обязательств/требований по авансовым платежам по договорам комиссии/купли-продажи электрической энергии по регулируемым ценам**  **на первую/вторую дату платежа за расчетный период mm YYYY**  **<package-comment>**   |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | **Уникальный идентификатор <id>** | **Номер договора  <contract-number>** | **Дата подписания договора <contract-date>** | **Идентификационный код участника ОРЭМ –**  **получателя**  **<trader-supplier-code>** | **Идентификационный код участника ОРЭМ –**  **плательщика**  **<trader-consumer-code>** | **Первое число расчетного месяца <start-date>** | **Последнее число расчетного месяца <finish-date>** | **Параметр, определяющий дату платежа**  **<matrix-number>** | **Авансовое требование/обязательство по договору (без НДС), руб.**  **<act-amount>** | **НДС, руб.**  **<vat-amount>** | **Авансовое требование/обязательство по договору, руб.**  **<payment-amount>** | |

**Приложение 171.2**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Реестр авансовых обязательств/требований по авансовым платежам по договорам комиссии / купли-продажи электрической энергии по регулируемым ценам** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Получатель \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  за [расчетный период]  на дату платежа \_\_\_\_\_\_\_\_\_ | | | | |  |  | |  |  | |  | |  |  |  | |  | |  | |  |
|  | |  |  | |  |  | |  |  | |  | |  |  |  | |  | |  | |  |
| **№ п/п** | **Номер договора комиссии / купли-продажи** | | | **Дата подписания договора** | | | **Кол-во, кВт.ч** | | | **Авансовое обязательство/требование (без НДС), руб.** | | **Авансовое обязательство/требование (с НДС), руб.** | | | | **В т.ч. НДС, руб.** | |
|  |  | | |  | | |  | | |  | |  | | | |  | |
|  |  | | |  | | |  | | |  | |  | | | |  | |

**Приложение 171.3**

|  |  |
| --- | --- |
| ***Получатель: АО «ЦФР»*** | ***Отправитель: АО «АТС»*** |

**Реестр авансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам**

**за расчетный период mm YYYY**

**<package-comment>**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Уникальный идентификатор <id>** | **Номер договора  <contract-number>** | **Дата подписания договора <contract-date>** | **Первое число расчетного месяца <start-date>** | **Последнее число расчетного месяца <finish-date>** | **Идентификационный код участника ОРЭМ –**  **получателя**  **<trader-supplier-code>** | **Идентификационный код участника ОРЭМ –**  **плательщика**  **<trader-consumer-code>** | **Параметр, определяющий дату платежа**  **<matrix-number>** | **Авансовое требование/обязательство по договору (без НДС), руб.**  **<act-amount>** | **НДС, руб.**  **<vat-amount>** | **Авансовое требование/обязательство по договору, руб.**  **<payment-amount>** |

**Приложение 171.4**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **РЕЕСТР АВАНСОВЫХ ТРЕБОВАНИЙ ПО ДОГОВОРАМ КУПЛИ-ПРОДАЖИ МОЩНОСТИ ПО РЕГУЛИРУЕМЫМ ЦЕНАМ (ПРОДАЖА) /**  **РЕЕСТР АВАНСОВЫХ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ ПО ДОГОВОРАМ НА КУПЛИ-ПРОДАЖИ МОЩНОСТИ ПО РЕГУЛИРУЕМЫМ ЦЕНАМ (ПОКУПКА)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Получатель:\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  за [расчетный период] | | | | |  | |  | |  |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  |
|  | |  |  | |  | |  | |  |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  |
| **№ п/п** | **Номер договора** | | | **Дата подписания договора** | | **Наименование участника ОРЭМ – продавца/покупателя** | | **Идентификационный код участника ОРЭМ – продавца/покупателя** | | | **Наименование участника ОРЭМ – покупателя/продавца** | | **Идентификационный код участника ОРЭМ – покупателя/продавца** | | **Дата платежа** | | **Объем мощности, используемый для расчета авансовых обязательств/требований, МВт** | | **Авансовое обязательство/ требование (без НДС), руб.** | | **Авансовое обязательство/ требование, руб.** | | **В т.ч. НДС, руб.** | |
|  |  | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |
|  |  | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |
|  | |  |  | |  | |  | |  |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  |

**Приложение 171.5**

|  |  |
| --- | --- |
| ***Получатель: АО «ЦФР»*** | ***Отправитель: АО «АТС»*** |

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Итоговый реестр обязательств/требований по договорам купли-продажи/комиссии на продажу** **электрической энергии по регулируемым ценам**  **за расчетный период mm YYYY**  **<package-comment>**   |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  | | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | | **Уникальный идентификатор <id>** | **Номер договора  <contract-number>** | **Дата подписания договора <contract-date>** | **Идентификационный код участника ОРЭМ –**  **получателя**  **<trader-supplier-code>** | **Идентификационный код участника ОРЭМ –**  **плательщика**  **<trader-consumer-code>** | **Первое число расчетного месяца <start-date>** | **Последнее число расчетного месяца <finish-date>** | **Параметр, определяющий дату платежа**  **<matrix-number>** | **Количество**  **<qnt>** | **Стоимость (без НДС), руб.**  **<act-amount>** | **НДС, руб.**  **<vat-amount>** | **Стоимость, руб.**  **<payment-amount>** | |

**Приложение 171.6**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Реестр обязательств/требований по итоговым платежам по договорам комиссии / купли-продажи электрической энергии по регулируемым ценам на отдельных территориях (покупка)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Получатель \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  за [расчетный период] | | | | |  |  | |  |  | |  | |  |  |  | |  | |  | |  |
|  | |  |  | |  |  | |  |  | |  | |  |  |  | |  | |  | |  |
| **№ п/п** | **Номер договора комиссии / купли-продажи** | | | **Дата подписания договора** | | | **Кол-во, кВт.ч** | | | **Авансовое обязательство/требование (без НДС), руб.** | | **Авансовое обязательство/требование (с НДС), руб.** | | | | **В т.ч. НДС, руб.** | |
|  |  | | |  | | |  | | |  | |  | | | |  | |
|  |  | | |  | | |  | | |  | |  | | | |  | |

**Приложение 171.7**

**Итоговый реестр финансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности по регулируемым ценам**

**за расчетный период mm YYYY**

**<package-comment>**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Уникальный идентификатор <id>** | **Номер договора  <contract-number>** | **Дата подписания договора <contract-date>** | **Первое число расчетного месяца <start-date>** | **Последнее число расчетного месяца <finish-date>** | **Идентификационный код участника ОРЭМ –**  **получателя**  **<trader-supplier-code>** | **Идентификационный код участника ОРЭМ –**  **плательщика**  **<trader-consumer-code>** | **Объем мощности, фактически поставленный по договору, МВт**  **<qnt>** | **Стоимость (без НДС), руб.**  **<act-amount>** | **НДС, руб.**  **<vat-amount>** | **Стоимость, руб.**  **<payment-amount>** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**Приложение 171.8**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **РЕЕСТР ТРЕБОВАНИЙ ПО ДОГОВОРАМ КУПЛИ-ПРОДАЖИ МОЩНОСТИ ПО РЕГУЛИРУЕМЫМ ЦЕНАМ (ПРОДАЖА) /**  **РЕЕСТР ОБЯЗАТЕЛЬСТВ ПО ДОГОВОРАМ КУПЛИ-ПРОДАЖИ МОЩНОСТИ ПО РЕГУЛИРУЕМЫМ ЦЕНАМ (ПОКУПКА)** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Получатель:\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_  за [расчетный период] | | | | |  | |  | |  |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  |
|  | |  |  | |  | |  | |  |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  |
| **№ п/п** | **Номер договора** | | | **Дата подписания договора** | | **Наименование участника ОРЭМ – продавца/покупателя** | | **Идентификационный код участника ОРЭМ – продавца/покупателя** | | | **Наименование участника ОРЭМ – покупателя/продавца** | | **Идентификационный код участника ОРЭМ – покупателя/продавца** | | **Дата платежа** | | **Объем мощности, фактически поставленный, МВт** | | **Авансовое обязательство/ требование (без НДС), руб.** | | **Авансовое обязательство/ требование, руб.** | | **В т.ч. НДС, руб.** | |
|  |  | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |
|  |  | | |  | |  | |  | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |  | |

## Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ КОНТРОЛЯ ЗА СОБЛЮДЕНИЕМ УЧАСТНИКАМИ ОПТОВОГО РЫНКА ПРАВИЛ ОПТОВОГО РЫНКА И ДОГОВОРА О ПРИСОЕДИНЕНИИ К ТОРГОВОЙ СИСТЕМЕ ОПТОВОГО РЫНКА (Приложение № 23 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **2.1.1** | * + 1. **Договоры на оптовом рынке**   Контроль расчетов участников на ОРЭМ, за исключением единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации и ПАО «Интер РАО», в рамках настоящего Регламента осуществляется по следующим договорам на оптовом рынке:  …   * договоры купли-продажи мощности (договоры купли-продажи мощности);   …   * договоры оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии (далее – договоры оказания услуг по управлению изменением режима потребления).   … | * + 1. **Договоры на оптовом рынке**   Контроль расчетов участников на ОРЭМ, за исключением единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации и ПАО «Интер РАО», в рамках настоящего Регламента осуществляется по следующим договорам на оптовом рынке:  …   * договоры купли-продажи мощности;   …   * договоры оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии (далее – договоры оказания услуг по управлению изменением режима потребления); * договоры купли-продажи электрической энергии на отдельных территориях ценовых зон, для которых установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, в целях обеспечения электрической энергией потребителей, не относящихся к населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей; * договоры комиссии на продажу электрической энергии по договорам купли-продажи электрической энергии на отдельных территориях ценовых зон, для которых установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, в целях обеспечения электрической энергией потребителей, не относящихся к населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей; * договоры 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; * договоры купли-продажи (поставки) мощности генерирующих объектов, модернизированных (реконструированных) или построенных на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам; * договоры купли-продажи (поставки) мощности генерирующих объектов, функционирующих на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам.   … |
| **2.2.2** | * + 1. **Алгоритм определения задолженности участника ОРЭМ в целях ограничения объемов поставки по свободным договорам купли-продажи электрической энергии**   Договоры на оптовом рынке, по которым осуществляется расчет задолженности:  …   * договоры оказания услуг по управлению изменением режима потребления.   … | * + 1. **Алгоритм определения задолженности участника ОРЭМ в целях ограничения объемов поставки по свободным договорам купли-продажи электрической энергии**   Договоры на оптовом рынке, по которым осуществляется расчет задолженности:  …   * договоры оказания услуг по управлению изменением режима потребления; * договоры купли-продажи электрической энергии на отдельных территориях ценовых зон, для которых установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, в целях обеспечения электрической энергией потребителей, не относящихся к населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей; * договоры комиссии на продажу электрической энергии по договорам купли-продажи электрической энергии на отдельных территориях ценовых зон, для которых установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, в целях обеспечения электрической энергией потребителей, не относящихся к населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей; * договоры 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; * договоры купли-продажи (поставки) мощности генерирующих объектов, модернизированных (реконструированных) или построенных на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам; * договоры купли-продажи (поставки) мощности генерирующих объектов, функционирующих на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам.   … |
| **2.3.2** | **2.3.2. Порядок проверки исполнения участниками оптового рынка обязательств по договорам на оптовом рынке в целях инициирования процедуры лишения статуса субъекта оптового рынка**  Порядок проверки наличия в отношении участника оптового рынка оснований, предусмотренных пунктом 2.3.3 настоящего Регламента, влекущих инициирование процедуры лишения статуса субъекта оптового рынка/права на участие в торговле электрической энергией (мощностью):  …   * договоры оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии (далее – договоры оказания услуг по управлению изменением режима потребления).   … | **2.3.2 Порядок проверки исполнения участниками оптового рынка обязательств по договорам на оптовом рынке в целях инициирования процедуры лишения статуса субъекта оптового рынка**  Порядок проверки наличия в отношении участника оптового рынка оснований, предусмотренных пунктом 2.3.3 настоящего Регламента, влекущих инициирование процедуры лишения статуса субъекта оптового рынка/права на участие в торговле электрической энергией (мощностью):  …   * договоры оказания услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии (далее – договоры оказания услуг по управлению изменением режима потребления); * договоры купли-продажи электрической энергии на отдельных территориях ценовых зон, для которых установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, в целях обеспечения электрической энергией потребителей, не относящихся к населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей; * договоры комиссии на продажу электрической энергии по договорам купли-продажи электрической энергии на отдельных территориях ценовых зон, для которых установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, в целях обеспечения электрической энергией потребителей, не относящихся к населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей; * договоры 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; * договоры купли-продажи (поставки) мощности генерирующих объектов, модернизированных (реконструированных) или построенных на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам; * договоры купли-продажи (поставки) мощности генерирующих объектов, функционирующих на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам.   … |
| **2.4.2** | * + 1. **Алгоритм определения суммы задолженности участника ОРЭМ в целях мониторинга расчетов на ОРЭМ**   Договоры на ОРЭМ, по которым осуществляется расчет задолженности:  …   * договоры оказания услуг по управлению изменением режима потребления.   … | * + 1. **Алгоритм определения суммы задолженности участника ОРЭМ в целях мониторинга расчетов на ОРЭМ**   Договоры на ОРЭМ, по которым осуществляется расчет задолженности:  …   * договоры оказания услуг по управлению изменением режима потребления; * договоры купли-продажи электрической энергии на отдельных территориях ценовых зон, для которых установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, в целях обеспечения электрической энергией потребителей, не относящихся к населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей; * договоры комиссии на продажу электрической энергии по договорам купли-продажи электрической энергии на отдельных территориях ценовых зон, для которых установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, в целях обеспечения электрической энергией потребителей, не относящихся к населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей; * договоры 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; * договоры купли-продажи (поставки) мощности генерирующих объектов, модернизированных (реконструированных) или построенных на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам; * договоры купли-продажи (поставки) мощности генерирующих объектов, функционирующих на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам.   … |
| **2.4.3** | * + 1. **Алгоритм определения суммы задолженности по оплате неустойки (пени) в целях мониторинга расчетов участников ОРЭМ**   Договоры на ОРЭМ, по которым осуществляется расчет задолженности по оплате неустойки (пени):  …   * договоры оказания услуг по управлению изменением режима потребления.   … | * + 1. **Алгоритм определения суммы задолженности по оплате неустойки (пени) в целях мониторинга расчетов участников ОРЭМ**   Договоры на ОРЭМ, по которым осуществляется расчет задолженности по оплате неустойки (пени):  …   * договоры оказания услуг по управлению изменением режима потребления; * договоры купли-продажи электрической энергии на отдельных территориях ценовых зон, для которых установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, в целях обеспечения электрической энергией потребителей, не относящихся к населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей; * договоры комиссии на продажу электрической энергии по договорам купли-продажи электрической энергии на отдельных территориях ценовых зон, для которых установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, в целях обеспечения электрической энергией потребителей, не относящихся к населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей; * договоры 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; * договоры купли-продажи (поставки) мощности генерирующих объектов, модернизированных (реконструированных) или построенных на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам; * договоры купли-продажи (поставки) мощности генерирующих объектов, функционирующих на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам.   … |