**I.2. Изменения, связанные с переводом времени исполнения деловых процессов на территории Дальнего Востока на московское**

**Приложение № 1.2.1**

**Инициатор:** Ассоциация «НП Совет рынка».

**Обоснование:** проектом постановления Правительства Российской Федерации **«**О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам установления особенностей функционирования оптового и розничных рынков электрической энергии и мощности на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка» (далее – Проект постановления) предусмотрено отнесение с 1 января 2025 года территории Дальнего Востока, в которую объединены территории Республики Саха (Якутия), Приморского края, Хабаровского края, Амурской области, Еврейской автономной области, за исключением территорий, технологически не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами, к ценовой зоне оптового рынка и применение на территории Дальнего Востока московского времени. Согласно Проекту постановления, на территории Дальнего Востока расчетный период по договорам энергоснабжения (купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности), в том числе в целях компенсации потерь электрической энергии), предшествующий январю 2025 года, увеличивается на разницу между московским временем и временем 9-й часовой зоны (МСК+7, московское время плюс 7 часов), определенной Федеральным законом «Об исчислении времени» 03.06.2011 № 107-ФЗ.

Предлагается внести в регламенты оптового рынка изменения, приводящие их в соответствие с указанными положениями Проекта постановления с целью обеспечения применения на территории Дальнего Востока московского времени с 1 января 2025 года.

**Дата вступления в силу:** с даты вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации, предусматривающего переход к применению на территории Дальнего Востока московского времени с 1 января 2025 года, и действуют по 31 января 2025 года (включительно). Применяются в отношении расчетного периода – декабрь 2024 года.

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ АКТУАЛИЗАЦИИ РАСЧЕТНОЙ МОДЕЛИ (Приложение № 3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **8** | **Добавить пункт** | **Особенности актуализации расчетной модели в отношении дополнительных 7 часов операционных суток 31 декабря 2024 года при переводе исполнения деловых процессов на территории Дальнего Востока на московское время**  При переходе к применению на территории Дальнего Востока московского времени при исполнении участниками оптового рынка и инфраструктурными организациями обязательств, предусмотренных *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* (регламентами оптового рынка), актуализация расчетной модели в отношении дополнительных 7 (семи) часов, относимых к операционным суткам 31 декабря 2024 года, производится СО на основании данных, указанных в п. 4.11 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ПОДАЧИ УВЕДОМЛЕНИЙ УЧАСТНИКАМИ ОПТОВОГО РЫНКА (Приложение № 4 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **4.2.1** | …  Порядок подачи уведомления о прогнозном почасовом объеме потребления электроэнергии определяется настоящим Регламентом, приложением 1 к Регламенту актуализации расчетной модели (Приложение № 3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) и Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка). | …  Порядок подачи уведомления о прогнозном почасовом объеме потребления электроэнергии определяется настоящим Регламентом, приложением 1 к Регламенту актуализации расчетной модели (Приложение № 3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) и Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).  При переходе к применению на территории Дальнего Востока московского времени при исполнении участниками оптового рынка и инфраструктурными организациями обязательств, предусмотренных *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* (регламентами оптового рынка), уведомление участника оптового рынка о плановом почасовом потреблении в отношении дополнительных 7 (семи) часов суток 31 декабря 2024 года производится в соответствии с п. 3.2.1.1 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  Уведомление участника оптового рынка о плановом почасовом потреблении в отношении операционных суток 1 января 2025 года, исчисляемых в московском времени, в отношении ГТП потребления, отнесенных ко второй неценовой зоне (а также соответствующих внезональных энергорайонов, ГТП потребления поставщика), подается начиная с 17 часов 00 минут хабаровского времени 30 декабря 2024 года до 10 часов 00 минут хабаровского времени 31 декабря 2024 года. |

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

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **2.1.3** | Порядок определения величины отклонений в неценовых зонах оптового рынка  …  Для сечений экспорта-импорта, расположенных на границах субъектов РФ, территории которых не объединены в ценовые зоны оптового рынка, величина отклонений ( ) по каждому сечению определяется как разность между фактическим объемом перетока электроэнергии по этому сечению () и согласованным плановым объемом перетока по указанному сечению ():  . | Порядок определения величины отклонений в неценовых зонах оптового рынка  …  Для сечений экспорта-импорта, расположенных на границах субъектов РФ, территории которых не объединены в ценовые зоны оптового рынка, величина отклонений ( ) по каждому сечению определяется как разность между фактическим объемом перетока электроэнергии по этому сечению () и согласованным плановым объемом перетока по указанному сечению ():  .  В отношении расчетного периода декабрь 2024 года объемы отклонений для участников, чьи ГТП расположены во второй неценовой зоне, определяются с учетом дополнительных 7 часов операционных суток 31 декабря 2024 года. |
| **3.1.1** | Определение суммарных объемов инициатив для целей расчета стоимости в неценовых зонах оптового рынка:  …  Примечание: в целях расчета стоимости таких отклонений , обусловленных параллельной работой энергосистемы в отношении неценовых зон, величины , , , , определенные в соответствии с п. 2.4.4 настоящего Регламента, учитываются в составе отклонений по внешней инициативе , или , .  При определении расчетных показателей стоимости объемы отклонений принимаются по абсолютному значению. | Определение суммарных объемов инициатив для целей расчета стоимости в неценовых зонах оптового рынка:  …  Примечание: в целях расчета стоимости таких отклонений , обусловленных параллельной работой энергосистемы в отношении неценовых зон, величины , , , , определенные в соответствии с п. 2.4.4 настоящего Регламента, учитываются в составе отклонений по внешней инициативе , или , .  При определении расчетных показателей стоимости объемы отклонений принимаются по абсолютному значению.  В отношении расчетного периода декабрь 2024 года объемы инициатив для участников, чьи ГТП расположены во второй неценовой зоне, определяются с учетом дополнительных 7 часов операционных суток 31 декабря 2024 года. |
| **4.5** | **Определение стоимости покупки/продажи на БР для участников неценовых зон**  …  В случае если ГТП потребления участника оптового рынка отнесена ко второй неценовой зоне и включает внезональный энергорайон, работающий синхронно со второй ценовой зоной,тогда:   * стоимость по договору комиссии на продажу электрической энергии по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы в обеспечение поставки электрической энергии в объеме перетока по границе с ценовыми зонами оптового рынка для участника *i* второй неценовой зоны в отношении ГТП потребления *p* в часе *h* определяется следующим образом:   ,  …  Коэффициент  определяется следующим образом:  − в случае если в данный час отклонение по собственной инициативе в ГТП потребления участника оптового рынка, отнесенной ко второй неценовой зоне и включающей внезональный энергорайон, работающий синхронно со второй ценовой зоной, однонаправлено с отклонением в самом внезональном энергорайоне, то  равен коэффициенту, применяемому в отношении стоимости отклонения по собственной инициативе в данный час для ГТП потребления участника оптового рынка, отнесенной ко второй неценовой зоне и включающей внезональный энергорайон, работающий синхронно со второй ценовой зоной, и определенному в соответствии с приложением 2 к настоящему Регламенту.  Примечание. Для последних 7 (семи) часов расчетного периода по времени второй ценовой зоны .  − в противном случае .  … | **Определение стоимости покупки/продажи на БР для участников неценовых зон**  …  В случае если ГТП потребления участника оптового рынка отнесена ко второй неценовой зоне и включает внезональный энергорайон, работающий синхронно со второй ценовой зоной,тогда:   * стоимость по договору комиссии на продажу электрической энергии по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы в обеспечение поставки электрической энергии в объеме перетока по границе с ценовыми зонами оптового рынка для участника *i* второй неценовой зоны в отношении ГТП потребления *p* в часе *h* определяется следующим образом:   ,  …  Коэффициент  определяется следующим образом:  − в случае если в данный час отклонение по собственной инициативе в ГТП потребления участника оптового рынка, отнесенной ко второй неценовой зоне и включающей внезональный энергорайон, работающий синхронно со второй ценовой зоной, однонаправлено с отклонением в самом внезональном энергорайоне, то  равен коэффициенту, применяемому в отношении стоимости отклонения по собственной инициативе в данный час для ГТП потребления участника оптового рынка, отнесенной ко второй неценовой зоне и включающей внезональный энергорайон, работающий синхронно со второй ценовой зоной, и определенному в соответствии с приложением 2 к настоящему Регламенту;  − в противном случае .  Примечание. В отношении расчетного периода декабрь 2024 года расчет стоимости покупки/продажи на БР для участников второй неценовой зоны определяется с учетом дополнительных 7 часов операционных суток 31 декабря 2024 года.  … |
| **11.1** | **Основные принципы оплаты отклонений участниками в неценовых зонах**  Расчет стоимости отклонений фактического производства (потребления) электрической энергии участников оптового рынка от объемов их планового почасового производства (потребления) осуществляется в разрезе каждой ГТП в почасовом режимев соответствии с приложением 2 к настоящему Регламенту. | **Основные принципы оплаты отклонений участниками в неценовых зонах**  Расчет стоимости отклонений фактического производства (потребления) электрической энергии участников оптового рынка от объемов их планового почасового производства (потребления) осуществляется в разрезе каждой ГТП в почасовом режимев соответствии с приложением 2 к настоящему Регламенту.  Примечание. В отношении расчетного периода декабрь 2024 года расчет стоимости отклонений для второй неценовой зоны определяется с учетом дополнительных 7 часов операционных суток 31 декабря 2024 года. |

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

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **3.4.15** | СО определяет значения мощности , соответствующие объемам невыполнения требований по поставке мощности в месяце *m*: (27.1)  (27.2)  (27.3)  , (27.4)  где  – значения мощности, определенные в пп. 3.4.3–3.4.14 настоящего Регламента в отношении ГТП *j* участника ОРЭМ;  – количество часов в отчетном месяце *m*. | СО определяет значения мощности , соответствующие объемам невыполнения требований по поставке мощности в месяце *m*: (27.1)  (27.2)  (27.3)  , (27.4) где  – значения мощности, определенные в пп. 3.4.3–3.4.14 настоящего Регламента в отношении ГТП *j* участника ОРЭМ. При формировании объемов невыполнения требований в отношении ГТП *j* электростанций, функционирующих во второй неценовой зоне, за декабрь 2024 года указанные объемы включают в себя первые 7 (семь) часов 1 января 2025 года в хабаровском времени (дополнительные 7 часов операционных суток 31 декабря 2024 года); – количество часов в отчетном месяце *m*. Для ГТП *j* электростанций, функционирующих во второй неценовой зоне, за декабрь 2024 года количество часов принимается равным 751. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ МОНИТОРИНГА СОБЛЮДЕНИЯ ОРГАНИЗАЦИЕЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ЕДИНОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ (ОБЩЕРОССИЙСКОЙ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТЬЮ ОБЪЕМА И СРОКОВ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТОВ (Приложение № 13.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **1.2** | Положения настоящего Регламента распространяются:   * + - * + на организацию по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью – ПАО «Россети» (далее – ФСК);         + системного оператора – АО «СО ЕЭС» (далее – СО);         + коммерческого оператора оптового рынка – АО «АТС» (далее – АТС).  В рамках настоящего Регламента под временем ценовых зон, неценовой зоны Архангельской области, неценовой зоны Республики Коми и неценовой зоны Калининградской области понимается московское время, для неценовой зоны Дальнего Востока – хабаровское (мск + 7 часов). | Положения настоящего Регламента распространяются:   * + - * + на организацию по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью – ПАО «Россети» (далее – ФСК);         + системного оператора – АО «СО ЕЭС» (далее – СО);         + коммерческого оператора оптового рынка – АО «АТС» (далее – АТС).   В рамках настоящего Регламента под временем ценовых зон, неценовой зоны Архангельской области, неценовой зоны Республики Коми и неценовой зоны Калининградской области понимается московское время, для неценовой зоны Дальнего Востока до 31 декабря 2024 года (включительно) – хабаровское (мск + 7 часов).  В отношении расчетного периода декабрь 2024 года при расчете показателей и коэффициентов, определяемых в соответствии с настоящим Регламентом, для второй неценовой зоны учитываются дополнительные 7 (семь) часов операционных суток 31 декабря 2024 года. |
| **3.5** | **Добавить** | При определении величин коэффициентов и в отношении объектов электросетевого хозяйства второй неценовой зоны за декабрь 2024 года учитываются первые 7 (семь) часов суток 1 января 2025 года в хабаровском времени (дополнительные 7 часов суток 31 декабря 2024 года). |

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

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **1.2** | Положения настоящего Регламента распространяются:  на участников оптового рынка, чьи ГТП расположены на территории неценовых зон оптового рынка;  владельцев объектов электрических сетей;  Федеральную сетевую компанию;  Системного оператора;  Совет рынка;  Коммерческого оператора.  В рамках настоящего Регламента под временем неценовой зоны понимается Московское ― для неценовой зоны Архангельской области, неценовой зоны Республики Коми и Калининградской области, Хабаровское (мск. +7 часов) ― для второй неценовой зоны оптового рынка. | Положения настоящего Регламента распространяются:   * + - * 1. на участников оптового рынка, чьи ГТП расположены на территории неценовых зон оптового рынка;         2. владельцев объектов электрических сетей;         3. Федеральную сетевую компанию;         4. Системного оператора;         5. Совет рынка;         6. Коммерческого оператора.   В рамках настоящего Регламента под временем неценовой зоны понимается Московское ― для неценовой зоны Архангельской области, неценовой зоны Республики Коми и Калининградской области, Хабаровское (мск. +7 часов) ― для второй неценовой зоны оптового рынка.   1. В отношении расчетного периода декабрь 2024 года для определения планового почасового производства и потребления, расчета финансовых обязательств/требований участников оптового рынка, допущенных к участию в торговле электрической энергией и (или) мощностью с 1-го декабря 2024 года, определения иных показателей, предусмотренных настоящим Регламентом, для второй неценовой зоны учитываются дополнительные 7 (семь) часов операционных суток 31 декабря 2024 года. |
| **3.2.1.1** | **Добавить пункт 3.2.1.1** | Уведомление участника оптового рынка о плановом почасовом потреблении при переходе к применению во второй неценовой зоне оптового рынка московского времени при исполнении участниками оптового рынка и инфраструктурными организациями обязательств, предусмотренных *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* (регламентами оптового рынка), в отношении дополнительных 7 (семи) часов суток 31 декабря 2024 года производится в следующем порядке:  - в период с 10 часов 00 минут хабаровского времени 30 декабря 2024 года до 16 часов 00 минут (включительно) хабаровского времени 30 декабря 2024 года соответствующий участник оптового рынка имеет право заявить в СО информацию о плановых почасовых значениях потребления в ГТП потребления на каждый из дополнительных 7 часов суток 31 декабря 2024 года путем заполнения уведомления о плановом почасовом потреблении на операционные сутки 1 января 2025 года, исчисляемые в хабаровском времени.  Информация о плановых почасовых значениях потребления в отношении суток 31 декабря 2024 года, размещенная на сайте ОРЭМ СО до 16 часов 00 минут (включительно) хабаровского времени 30 декабря 2024 года в составе указанного выше уведомления на операционные сутки 1 января 2025 года в хабаровском времени, используется только как информация о плановых почасовых значениях потребления в отношении дополнительных 7 часов суток 31 декабря 2024 года для соответствующей ГТП потребления.  Начиная с 17 часов 00 минут хабаровского времени 30 декабря 2024 года информация о плановых почасовых значениях потребления, размещенная участниками оптового рынка на сайте ОРЭМ СО в составе уведомления о плановом почасовом потреблении, используется как информация о плановом почасовом потреблении электроэнергии для соответствующей ГТП потребления в отношении операционных суток, исчисляемых в московском времени (начиная с 1 января 2025 года).  В случае непредоставления участником оптового рынка информации о плановом почасовом потреблении в отношении дополнительных 7 (семи) часов суток 31 декабря 2024 года в предусмотренном настоящем пунктом порядке СО использует в качестве планового почасового потребления для данных часов величину, указанную в типовом уведомлении о плановом почасовом потреблении, поданном в соответствии с пп. 4.4.2−4.4.3 *Регламента подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), или иную информацию, которая может быть использована СО в отсутствие данных типового уведомления о плановом почасовом потреблении в соответствии с п. 4.4.4 *Регламента подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |
| **3.2.3** | 3.2.3 Уведомление о плановом почасовом потреблении электроэнергии является основанием для составления Системным оператором прогнозного диспетчерского графика в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), с учетом следующих особенностей:   1. уведомления о плановом почасовом потреблении участников оптового рынка, ГТП которых отнесены к неценовым зонам оптового рынка (НЦЗА, НЦЗК, второй неценовой зоне и Калининградской области), подаются СО в отношении каждой ГТП потребления на часовой интервал; 2. участники оптового рынка в отношении ГТП потребления, расположенных в неценовых зонах оптового рынка, обязаны подать уведомление о плановом почасовом потреблении Системному оператору в порядке, установленном *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), с установлением времени закрытия ворот для приема уведомлений о плановом почасовом потреблении от участников оптового рынка:    * + в отношении ГТП, расположенных на территории НЦЗА и НЦЗК на 8 часов 30 минут по времени первой ценовой зоны торговых суток (суток Х-1)      + в отношении ГТП, расположенных в Калининградской области на 8 часов 30 минут по времени первой ценовой зоны торговых суток (суток Х-1);      + в отношении ГТП, расположенных на территории второй неценовой зоны, на 10 часов 00 минут по времени второй неценовой зоны торговых суток (суток Х-1). | 3.2.3 Уведомление о плановом почасовом потреблении электроэнергии является основанием для составления Системным оператором прогнозного диспетчерского графика в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), с учетом следующих особенностей:   1. уведомления о плановом почасовом потреблении участников оптового рынка, ГТП которых отнесены к неценовым зонам оптового рынка (НЦЗА, НЦЗК, второй неценовой зоне и Калининградской области), подаются СО в отношении каждой ГТП потребления на часовой интервал; 2. участники оптового рынка в отношении ГТП потребления, расположенных в неценовых зонах оптового рынка, обязаны подать уведомление о плановом почасовом потреблении Системному оператору в порядке, установленном *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), с установлением времени закрытия ворот для приема уведомлений о плановом почасовом потреблении от участников оптового рынка:    * + в отношении ГТП, расположенных на территории НЦЗА и НЦЗК на 8 часов 30 минут по времени первой ценовой зоны торговых суток (суток Х-1)      + в отношении ГТП, расположенных в Калининградской области на 8 часов 30 минут по времени первой ценовой зоны торговых суток (суток Х-1);      + в отношении ГТП, расположенных на территории второй неценовой зоны, на 10 часов 00 минут по времени второй неценовой зоны торговых суток (суток Х-1).   в) отношении операционных суток 1 января 2025 года, исчисляемых в московском времени, уведомление о плановом почасовом потреблении электроэнергии для ГТП потребления, отнесенных ко второй неценовой зоне (а также соответствующих внутризональных энергорайонов, ГТП потребления поставщика), могут быть поданы начиная с 17 часов 00 минут хабаровского времени 30 декабря 2024 года до 10 часов 00 минут хабаровского времени (включительно) 31 декабря 2024 года. |
| **3.2.5** | В случае если в ГТП потребления участника оптового рынка, отнесенную ко второй ценовой зоне, и (или) в ГТП потребления участника оптового рынка, отнесенную ко второй неценовой зоне, входит ВЭ, который содержит узлы, работающие изолированно от соответствующей энергосистемы (ценовой/неценовой зоны), участник оптового рынка обязан отдельно заявлять величины планового почасового потребления по основному (неизолированному) энергорайону и совокупности узлов, работающих изолированно от соответствующей энергосистемы (ВЭ), в соответствии с требованиями настоящего Регламента с указанием времени соответствующей зоны. | В случае если в ГТП потребления участника оптового рынка, отнесенную ко второй ценовой зоне, и (или) в ГТП потребления участника оптового рынка, отнесенную ко второй неценовой зоне, входит ВЭ, который содержит узлы, работающие изолированно от соответствующей энергосистемы (ценовой/неценовой зоны), участник оптового рынка обязан отдельно заявлять величины планового почасового потребления по основному (неизолированному) энергорайону и совокупности узлов, работающих изолированно от соответствующей энергосистемы (ВЭ), в соответствии с требованиями настоящего Регламента.  При переходе к применению во второй неценовой зоне оптового рынка московского времени при исполнении участниками оптового рынка и инфраструктурными организациями обязательств, предусмотренных *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* (регламентами оптового рынка), указанные действия в отношении дополнительных 7 (семи) часов суток 31 декабря 2024 года производятся с учетом положений п. 3.2.1.1 настоящего Регламента. |
| **4.11** | **Добавить пункт 4.11** | **Особенности формирования ПДГ и ДДГ в отношении дополнительных 7 часов операционных суток 31 декабря 2024 года на территории второй неценовой зоны при переходе к применению во второй неценовой зоне оптового рынка московского времени**  При переходе к применению во второй неценовой зоне оптового рынка московского времени при исполнении участниками оптового рынка и инфраструктурными организациями обязательств, предусмотренных *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* (регламентами оптового рынка), в отношении дополнительных 7 (семи) часов, относимых к операционным суткам 31 декабря 2024 года, для актуализации расчетной модели и формирования ПДГ и ДДГ СО использует:  а) данные о составе и параметрах генерирующего оборудования, представленные участниками оптового рынка в уведомлениях РСВ в отношении 24-го часа суток 31 декабря 2024 года не позднее 10 часов 00 минут по хабаровскому времени 30 декабря 2024 года в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  б) данные о заявленных приоритетах включения в почасовые плановые графики производства объемов электрической энергии по ГТП генерации на 24-й час 31 декабря 2024 года, представленные участниками оптового рынка не позднее 10 часов 00 минут по хабаровскому времени 30 декабря 2024 года в соответствии с настоящим Регламентом;  в) данные о плановом почасовом потреблении участников оптового рынка (в том числе в отношении ГТП потребления поставщика, внезональных энергорайонов) на дополнительные 7 (семь) часов суток 31 декабря 2024 года, представленные участниками оптового рынка в соответствии с п. 3.2.1.1 настоящего Регламента;  г) данные о предварительных плановых почасовых объемах поставки по соответствующему сечению экспорта-импорта на первые 7 (семь) часов суток 31 декабря 2024 года по хабаровскому времени, представленные ДДПР в соответствии с п. 5.4.2 *Регламента подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) не позднее 10 часов 00 минут по хабаровскому времени 30 декабря 2024 года;  д) иные данные, необходимые для актуализации расчетной модели на 31 декабря 2024 года, имеющиеся в распоряжении СО к 16 часам 30 минутам по хабаровскому времени 30 декабря 2024 года.  ПДГ и ДДГ для указанных дополнительных часов СО доводит до участников оптового рынка до 18 часов 00 минут по хабаровскому времени 30 декабря 2024 года.  Формирование уточненного ДДГ в отношении указанных дополнительных часов не осуществляется.  Информация о плановом почасовом производстве электроэнергии в отношении ГТП генерации и плановом почасовом потреблении электроэнергии в ГТП потребления в указанные часы передается СО в КО в порядке, установленном соглашением о взаимодействии между СО и КО.  Плановые почасовые объемы перетока электроэнергии в указанные дополнительные часы в соответствующих сечениях экспорта-импорта, включенные СО в ПДГ в соответствии с настоящим пунктом, доводятся: до Держателя договоров о параллельной работе − до 16 часов 00 минут по хабаровскому времени 30 декабря 2024 года;до КО − в порядке, установленном соглашением о взаимодействии между СО и КО. |
| **6.3** | 1. **Определение объемов электрической энергии, которые могут быть реализованы по двусторонним договорам на территории соответствующих неценовых зон**   …   1. *Примечание.* В случае если в сводном прогнозном балансе несколько электрических станций представлены в качестве единого имущественного комплекса, т.е. в отношении указанной группы станций в балансе указан совокупный объем сальдо-перетока и электропотребления электрической энергии на оптовом рынке, то объемы сальдо-перетока и электропотребления, поставляемые каждой такой станцией на оптовый рынок, определяются пропорционально установленной мощности указанной станции *s*. Если при этом в отношении указанных станций зарегистрированы ГТП генерации *q(мод)*, включенные в перечень генерирующих объектов в неценовых зонах, срок поставки мощности с использованием которых не превышает 180 месяцев с даты, указанной в перечне генерирующих объектов в неценовых зонах, то величина определяется с учетом особенностей, установленных настоящим пунктом. | 1. **Определение объемов электрической энергии, которые могут быть реализованы по двусторонним договорам на территории соответствующих неценовых зон**   …   1. *Примечание.* В случае если в сводном прогнозном балансе несколько электрических станций представлены в качестве единого имущественного комплекса, т.е. в отношении указанной группы станций в балансе указан совокупный объем сальдо-перетока и электропотребления электрической энергии на оптовом рынке, то объемы сальдо-перетока и электропотребления, поставляемые каждой такой станцией на оптовый рынок, определяются пропорционально установленной мощности указанной станции *s*. Если при этом в отношении указанных станций зарегистрированы ГТП генерации *q(мод)*, включенные в перечень генерирующих объектов в неценовых зонах, срок поставки мощности с использованием которых не превышает 180 месяцев с даты, указанной в перечне генерирующих объектов в неценовых зонах, то величина определяется с учетом особенностей, установленных настоящим пунктом.   В отношении расчетного периода декабрь 2024 года объемы электрической энергии, которые могут быть реализованы по двусторонним договорам, для участников второй неценовой зоны определяются с учетом дополнительных 7 часов операционных суток 31 декабря 2024 года. |
| **10.2.4** | **Добавить пункт 10.2.4** | Особенности формирования уточненных доводимых диспетчерских графиков при переходе к применению на территории Дальнего Востока московского времени.  Формирование уточненных доводимых диспетчерских графиков 31 декабря 2024 года по хабаровскому времени не осуществляется.  Формирование плановых диспетчерских графиков 1 января 2025 года начинает осуществляться по московскому времени, начиная с ПБР. |
| **14.2** | **14.2. Определение объемов электроэнергии по договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ и договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ, купленных участниками оптового рынка в отношении ГТП потребления (экспорта), отнесенных к территории неценовой зоны Дальнего Востока** | **14.2. Определение объемов электроэнергии по договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ и договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ, купленных участниками оптового рынка в отношении ГТП потребления (экспорта), отнесенных к территории неценовой зоны Дальнего Востока**   1. В отношении расчетного периода декабрь 2024 года объемы покупки электроэнергии по договору купли-продажи электрической энергии в НЦЗ (по договору купли-продажи электрической энергии для ЕЗ – для организации, исполняющей функции единого закупщика на территории второй неценовой зоны) для участников второй неценовой зоны определяются с учетом дополнительных 7 часов операционных суток 31 декабря 2024 года. |
| **14.3** | **14.3. Определение объемов электроэнергии по договорам комиссии НЦЗ (по договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ), проданных участниками оптового рынка в отношении ГТП или станций, отнесенных к территории неценовой зоны Дальнего Востока** | **14.3. Определение объемов электроэнергии по договорам комиссии НЦЗ (по договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ), проданных участниками оптового рынка в отношении ГТП или станций, отнесенных к территории неценовой зоны Дальнего Востока**  В отношении расчетного периода декабрь 2024 года объемы продажи электроэнергии по договору купли-продажи электрической энергии для ЕЗ для участников второй неценовой зоны определяются с учетом дополнительных 7 часов операционных суток 31 декабря 2024 года. |
| **17.2.5.1** | 17.2.5.1. Участники оптового рынка – ГП (ЭСО, ЭСК), осуществляющие поставку электрической энергии (мощности) на территориях неценовых зон оптового рынка, за исключением территорий, не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами, ежемесячно в срок не позднее окончания 59-ой минуты 23-го часа седьмого календарного дня месяца, следующего за расчетным (в отношении месяца *m* = декабрь не позднее окончания 59-й минуты 23-го часа 1-го (первого) рабочего дня года), по московскому времени (UTC+3) направляют Коммерческому оператору по электронной почте на адрес [infogp@atsenergo.ru](mailto:infogp@atsenergo.ru) в формате XML, в соответствии с приложением 5.2 к настоящему Регламенту, с ЭП следующую информацию в отношении каждой ГТП потребления участника оптового рынка:   * фактический почасовой объем электрической энергии, приобретенный у производителей электрической энергии на розничном рынке в отношении каждого часа расчетного месяца в разбивке по ГТП потребления, осуществляющих поставку электрической энергии (мощности) на территориях неценовых зон оптового рынка, за исключением территорий, не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами в соответствии с приложением 5.1 к настоящему Регламенту. | 17.2.5.1. Участники оптового рынка – ГП (ЭСО, ЭСК), осуществляющие поставку электрической энергии (мощности) на территориях неценовых зон оптового рынка, за исключением территорий, не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами, ежемесячно в срок не позднее окончания 59-ой минуты 23-го часа седьмого календарного дня месяца, следующего за расчетным (в отношении месяца *m* = декабрь не позднее окончания 59-й минуты 23-го часа 1-го (первого) рабочего дня года), по московскому времени (UTC+3) направляют Коммерческому оператору по электронной почте на адрес [infogp@atsenergo.ru](mailto:infogp@atsenergo.ru) в формате XML, в соответствии с приложением 5.2 к настоящему Регламенту, с ЭП следующую информацию в отношении каждой ГТП потребления участника оптового рынка:   * фактический почасовой объем электрической энергии, приобретенный у производителей электрической энергии на розничном рынке в отношении каждого часа расчетного месяца в разбивке по ГТП потребления, осуществляющих поставку электрической энергии (мощности) на территориях неценовых зон оптового рынка, за исключением территорий, не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами в соответствии с приложением 5.1 к настоящему Регламенту.   В отношении расчетного периода декабрь 2024 года участники оптового рынка – ГП (ЭСО, ЭСК), осуществляющие поставку электрической энергии (мощности) на территориях неценовых зон оптового рынка, за исключением территорий, не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами, в срок не позднее окончания 59-й минуты 23-го часа первого рабочего дня января 2025 года, по московскому времени (UTC+3) направляют Коммерческому оператору по электронной почте на адрес infogp@atsenergo.ru в формате XML, в соответствии с приложением 5.2 к настоящему Регламенту, с ЭП следующую информацию в отношении каждой ГТП потребления участника оптового рынка, расположенной на территории неценовой зоны Дальнего Востока:   * фактический почасовой объем электрической энергии, приобретенный у производителей электрической энергии на розничном рынке в отношении каждого часа расчетного месяца в разбивке по ГТП потребления, осуществляющих поставку электрической энергии (мощности) на территориях неценовых зон оптового рынка, за исключением территорий, не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами в соответствии с приложением 5.1.1 к настоящему Регламенту. |
| **17.2.5.5** | **Добавить пункт** | 17.2.5.5. В отношении расчетного периода декабрь 2024 года информация, направляемая участниками в соответствии с п. 17.2.5.1 в отношении ГТП, расположенных на территории неценовой зоны Дальнего Востока, должна содержать данные за дополнительные 7 часов операционных суток 31 декабря 2024 года. |
| **19** | ПОРЯДОК ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ КОММЕРЧЕСКИМ ОПЕРАТОРОМ ГП (ЭСО, ЭСК) СОСТАВЛЯЮЩИХ РЕГУЛИРУЕМЫХ ЦЕН НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ), ПОСТАВЛЯЕМУЮ НА РОЗНИЧНЫХ РЫНКАХ НА ТЕРРИТОРИЯХ, ОБЪЕДИНЕННЫХ В НЕЦЕНОВЫЕ ЗОНЫ ОПТОВОГО РЫНКА В срок не позднее 14-го числа месяца, следующего за расчетным, КО публикует на своем официальном сайте в открытом доступе информацию о составляющих регулируемых цен на электрическую энергию (мощность), поставляемую на розничных рынках на территориях, объединенных в неценовые зоны (далее – конечные регулируемые цены), указанных в Основных положениях функционирования розничных рынков электрической энергии и Правилах оптового рынка электрической энергии и мощности, по форме приложений 2 и 2.1 к настоящему Регламенту в соответствии с перечнем, определенным в разделе 19.1 настоящего Регламента.  Примечание. Для расчетного месяца – июнь 2020 года, в соответствии с рассчитанными фактическими обязательствами/требованиями по договорам, обеспечивающим куплю/продажу электрической энергии  и (или) мощности, выполненными в соответствии с пунктом 7.2.2 настоящего Регламента, КО уточняет ранее опубликованную информацию о составляющих регулируемых цен на электрическую энергию (мощность), поставляемую на розничных рынках на территории Дальнего Востока, на сайте в срок не позднее 17-го числа месяца, следующего за расчетным.  КО рассчитывает указанные выше параметры для участников оптового рынка, у которых есть ГТП потребления (за исключением ГТП потребления поставщиков и ГТП экспорта), расположенные на территории неценовой зоны z, в отношении ГТП потребления p, по которой получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке.  Если в соответствии с пунктом 2.2 настоящего Регламента ГТП потребления участника оптового рынка состоит из основного энергорайона на территории второй неценовой зоны и внезонального энергорайона, в отношении которого покупка электрической энергии осуществляется во второй ценовой зоне, расчет указанных параметров осуществляется в целом в отношении указанной ГТП.  Если гарантирующий поставщик приобретает на оптовом рынке электрическую энергию и мощность по нескольким ГТП, в отношении которых получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке, зарегистрированным исходя из границ зоны его деятельности в качестве гарантирующего поставщика в пределах одного субъекта Российской Федерации, то указанные в настоящем разделе составляющие конечных регулируемых цен определяются КО по совокупности указанных ГТП в порядке, определенном настоящим разделом.  Отнесение часов *h* месяца *m* к соответствующей зоне суток осуществляется на основании приказа федерального органа исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов об утверждении интервалов тарифных зон суток (далее – Приказ) с учетом следующего:   * интервалы тарифных зон суток определяются в астрономических часах по московскому времени; * длительность зоны суток исчисляется начиная с первой минуты часа, указанного в начале соответствующего интервала, и заканчивается по истечении последней минуты часа, предшествующего часу, указанному в конце интервала; * полупиковая зона суток соответствует часам, не вошедшим в Приказе в ночной и пиковый интервалы зон суток; * дневная зона суток соответствует часам, входящим в пиковый и полупиковый интервалы зон суток.   Составляющие регулируемых цен на электрическую энергию (мощность) публикуются в руб./МВт∙ч с точностью до 8 знаков после запятой, в руб./МВт – с точностью до 11 знаков после запятой, объемы электрической энергии – в МВт∙ч с точностью до 3 знаков после запятой, объемы мощности – в МВт с точностью до 3 знаков после запятой, коэффициенты – с точностью до 15 знаков после запятой.  Все величины, участвующие в расчете, приводятся к размерности, позволяющей определить составляющие в руб./кВт∙ч и руб./МВт. При определении коэффициентов все показатели приводятся в сопоставимый вид: кВт и кВт∙ч и т.п.  Если не указано иное, ценовые показатели, определяемые в соответствии с настоящим разделом, рассчитываются с точностью до 11 знаков после запятой в руб./кВт∙ч (руб./МВт), объемные величины – с точностью до 0 знаков после запятой в кВт∙ч и до 3 знаков после запятой в МВт, стоимости – до 2 знаков после запятой в руб., коэффициенты – с точностью до 15 знаков после запятой. Округление производится методом математического округления.  Указанные в настоящем разделе составляющие конечных регулируемых цен публикуются с учетом возможности средств отображения (Microsoft Excel). | ПОРЯДОК ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ КОММЕРЧЕСКИМ ОПЕРАТОРОМ ГП (ЭСО, ЭСК) СОСТАВЛЯЮЩИХ РЕГУЛИРУЕМЫХ ЦЕН НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ (МОЩНОСТЬ), ПОСТАВЛЯЕМУЮ НА РОЗНИЧНЫХ РЫНКАХ НА ТЕРРИТОРИЯХ, ОБЪЕДИНЕННЫХ В НЕЦЕНОВЫЕ ЗОНЫ ОПТОВОГО РЫНКА В срок не позднее 14-го числа месяца, следующего за расчетным, КО публикует на своем официальном сайте в открытом доступе информацию о составляющих регулируемых цен на электрическую энергию (мощность), поставляемую на розничных рынках на территориях, объединенных в неценовые зоны (далее – конечные регулируемые цены), указанных в Основных положениях функционирования розничных рынков электрической энергии и Правилах оптового рынка электрической энергии и мощности, по форме приложений 2 и 2.1 к настоящему Регламенту в соответствии с перечнем, определенным в разделе 19.1 настоящего Регламента.  Примечание. Для расчетного месяца – июнь 2020 года, в соответствии с рассчитанными фактическими обязательствами/требованиями по договорам, обеспечивающим куплю/продажу электрической энергии  и (или) мощности, выполненными в соответствии с пунктом 7.2.2 настоящего Регламента, КО уточняет ранее опубликованную информацию о составляющих регулируемых цен на электрическую энергию (мощность), поставляемую на розничных рынках на территории Дальнего Востока, на сайте в срок не позднее 17-го числа месяца, следующего за расчетным.  КО рассчитывает указанные выше параметры для участников оптового рынка, у которых есть ГТП потребления (за исключением ГТП потребления поставщиков и ГТП экспорта), расположенные на территории неценовой зоны *z*, в отношении ГТП потребления *p*, по которой получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке.  Если в соответствии с пунктом 2.2 настоящего Регламента ГТП потребления участника оптового рынка состоит из основного энергорайона на территории второй неценовой зоны и внезонального энергорайона, в отношении которого покупка электрической энергии осуществляется во второй ценовой зоне, расчет указанных параметров осуществляется в целом в отношении указанной ГТП.  Если гарантирующий поставщик приобретает на оптовом рынке электрическую энергию и мощность по нескольким ГТП, в отношении которых получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке, зарегистрированным исходя из границ зоны его деятельности в качестве гарантирующего поставщика в пределах одного субъекта Российской Федерации, то указанные в настоящем разделе составляющие конечных регулируемых цен определяются КО по совокупности указанных ГТП в порядке, определенном настоящим разделом.  Отнесение часов *h* месяца *m* к соответствующей зоне суток осуществляется на основании приказа федерального органа исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов об утверждении интервалов тарифных зон суток (далее – Приказ) с учетом следующего:   * интервалы тарифных зон суток определяются в астрономических часах по московскому времени; * длительность зоны суток исчисляется начиная с первой минуты часа, указанного в начале соответствующего интервала, и заканчивается по истечении последней минуты часа, предшествующего часу, указанному в конце интервала; * полупиковая зона суток соответствует часам, не вошедшим в Приказе в ночной и пиковый интервалы зон суток; * дневная зона суток соответствует часам, входящим в пиковый и полупиковый интервалы зон суток.   Примечание. В отношении расчетного периода декабрь 2024 года дополнительные 7 часов операционных суток 31 декабря 2024 года относятся к ночной зоне суток.  Составляющие регулируемых цен на электрическую энергию (мощность) публикуются в руб./МВт∙ч с точностью до 8 знаков после запятой, в руб./МВт – с точностью до 11 знаков после запятой, объемы электрической энергии – в МВт∙ч с точностью до 3 знаков после запятой, объемы мощности – в МВт с точностью до 3 знаков после запятой, коэффициенты – с точностью до 15 знаков после запятой.  Все величины, участвующие в расчете, приводятся к размерности, позволяющей определить составляющие в руб./кВт∙ч и руб./МВт. При определении коэффициентов все показатели приводятся в сопоставимый вид: кВт и кВт∙ч и т.п.  Если не указано иное, ценовые показатели, определяемые в соответствии с настоящим разделом, рассчитываются с точностью до 11 знаков после запятой в руб./кВт∙ч (руб./МВт), объемные величины – с точностью до 0 знаков после запятой в кВт∙ч и до 3 знаков после запятой в МВт, стоимости – до 2 знаков после запятой в руб., коэффициенты – с точностью до 15 знаков после запятой. Округление производится методом математического округления.  Указанные в настоящем разделе составляющие конечных регулируемых цен публикуются с учетом возможности средств отображения (Microsoft Excel).  В отношении расчетного периода декабрь 2024 года составляющие конечных регулируемых цен для участников второй неценовой зоны определяются и публикуются с учетом дополнительных 7 часов операционных суток 31 декабря 2024 года. |
| **19.1.1** | **Плата** **за иные услуги**, **оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки электрической энергии потребителям**  …..  ;  ,  где *z* – неценовая зона;  **–** фактический объем потребления электрической энергии на оптовом рынке в час *h* в отношении ГТП потребления *p* участника оптового рынка *i*, определенный в соответствии с разделом 11 настоящего Регламента.  **–** фактический почасовой объем электрической энергии, приобретенный ГП (ЭСО, ЭСК) у производителей электрической энергии на розничном рынке, осуществляющих поставку электрической энергии (мощности) на территориях неценовых зон оптового рынка, за исключением территорий, не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами, предоставленный КО в порядке и сроки, установленные пунктом 17.2.5 настоящего Регламента.  В случае если ГП (ЭСО, ЭСК) не предоставил указанную информацию Коммерческому оператору в порядке и сроки, установленные пунктом 17.2.5 настоящего Регламента, или предоставил указанную информацию в отношении не всех ГТП потребления, зарегистрированных за рассматриваемым участником оптового рынка в неценовой зоне *z*, в отношении которых получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке, то:  … | **Плата** **за иные услуги**, **оказание которых является неотъемлемой частью процесса поставки электрической энергии потребителям**  …..  ;  ,  где *z* – неценовая зона;  **–** фактический объем потребления электрической энергии на оптовом рынке в час *h* в отношении ГТП потребления *p* участника оптового рынка *i*, определенный в соответствии с разделом 11 настоящего Регламента.  **–** фактический почасовой объем электрической энергии, приобретенный ГП (ЭСО, ЭСК) у производителей электрической энергии на розничном рынке, осуществляющих поставку электрической энергии (мощности) на территориях неценовых зон оптового рынка, за исключением территорий, не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами, предоставленный КО в порядке и сроки, установленные пунктом 17.2.5 настоящего Регламента.  В отношении расчетного периода m=декабрь 2024 года величины , для участников второй неценовой зоны определяются с учетом дополнительных 7 часов операционных суток 31 декабря 2024 года.  В случае если ГП (ЭСО, ЭСК) не предоставил указанную информацию Коммерческому оператору в порядке и сроки, установленные пунктом 17.2.5 настоящего Регламента, или предоставил указанную информацию в отношении не всех ГТП потребления, зарегистрированных за рассматриваемым участником оптового рынка в неценовой зоне *z*, в отношении которых получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке, то:  … |
| **20.6** | **Добавить пункт** | Особенности расчетов выбора состава генерирующего оборудования в отношении дополнительных 7 часов операционных суток 31 декабря 2024 года на территории второй неценовой зоны и при переходе к применению на территории Дальнего Востока рынка московского времени. При переходе к применению на территории Дальнего Востока московского времени при исполнении участниками оптового рынка и инфраструктурными организациями обязательств, предусмотренных *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* (регламентами оптового рынка), в отношении дополнительных 7 (семи) часов, относимых к операционным суткам 31 декабря 2024 года, для расчета ВСВГО СО использует данные, заявленные поставщиками электрической энергии и мощности второй неценовой зоны не позднее 10 часов 00 минут хабаровского времени 29 декабря 2024 года в отношении первых 7 (семи) часов 1 января 2025 года в хабаровском времени, и иные исходные данные, необходимые для осуществления расчета ВСВГО и имеющиеся в распоряжении СО к моменту осуществления расчета ВСВГО 29 декабря 2024 года в отношении периода 31 декабря 2024 года, 1 и 2 января 2025 года в хабаровском времени.  Состав единиц генерирующего оборудования, включенных по результатам расчета ВСВГО в отношении указанных часов, является окончательным.  Расчет ВСВГО в отношении операционных суток 1 января 2025 года, исчисляемых в московском времени, осуществляется начиная с 29 декабря 2024 года при расчете ВСВГО на 1, 2 и 3 января 2025 года. |
| **Приложение 5.1.1** | **Добавить новое приложение 5.1.1** | **Приложение 5.1.1**  **Объемы электрической энергии, приобретенные у производителей электрической энергии на розничном рынке в отношении расчетного периода декабрь 2024 года** |
| **Приложение 5.2** | **Формат и порядок передачи участником оптового рынка в АО «АТС» данных**  Передача осуществляется в виде XML-файла, подписанного ЭП.  Шаблон имени файла:  YYYYMMDD\_XXXXXXXX\_BBBBBBBB\_gs\_ncz\_roz.xml – наименование файла с данными, где:  YYYYMMDD – первое число расчетного месяца;  XXXXXXXX – код участника;  BBBBBBBB – код ГТП;  gs\_ncz\_roz – 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"  gtp-code="8x">  <app5 day="DD" hour="HH" v1="18.3d"/>  </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 " GS\_NCZ\_ROZ ");  ver – версия формата сообщения;  target-date – первое число расчетного месяца;  trader-code – код участника в реестре АТС (уникален);  gtp-code – тег для указания кода ГТП (уникален).  <app5> – тег для указания данных по приложению 5.1. В файле должна быть только одна запись для каждой пары день-час расчетного месяца:  day – дата в формате "DD";  hour – час в формате "HH";  v1 – фактический почасовой объем электрической энергии, приобретенный у производителей электрической энергии на розничном рынке, осуществляющих поставку электрической энергии (мощности) на территориях неценовых зон оптового рынка, за исключением территорий, не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами, МВт∙ч.  Информация, передающаяся в данном формате xml, должна соответствовать в том числе следующим условиям:  1. Должны быть заполнены следующие атрибуты:  • расчетный период;  • код участника;  • код ГТП.  2. Код участника оптового рынка – ГП (ЭСО, ЭСК) должен соответствовать коду участника-подписанта xml в электронной подписи.  3. Значения атрибутов в формате «действительное число» содержат число знаков после запятой, не превышающее допустимые величины, указанные в формате файла.  4. Цифровые данные должны быть неотрицательны, если не указано иное.  5. Значения атрибутов «Дата» должны быть расположены в диапазоне 1–31.  6. Значения атрибутов «Час» должны быть расположены в диапазоне 1–24.  7. Данные должны быть указаны в отношении каждого часа расчетного месяца. | **Формат и порядок передачи участником оптового рынка в АО «АТС» данных**  Передача осуществляется в виде XML-файла, подписанного ЭП.  Шаблон имени файла:  YYYYMMDD\_XXXXXXXX\_BBBBBBBB\_gs\_ncz\_roz.xml – наименование файла с данными, где:  YYYYMMDD – первое число расчетного месяца;  XXXXXXXX – код участника;  BBBBBBBB – код ГТП;  gs\_ncz\_roz – 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"  gtp-code="8x">  <app5 day="DD" hour="HH" v1="18.3d"/>  </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 " GS\_NCZ\_ROZ ");  ver – версия формата сообщения (в отношении расчетного периода декабрь 2024 года для участников второй неценовой зоны ver="1.1.2", в остальных случаях ver="1.1.1");  target-date – первое число расчетного месяца;  trader-code – код участника в реестре АТС (уникален);  gtp-code – тег для указания кода ГТП (уникален).  <app5> – тег для указания данных по приложению 5.1. В файле должна быть только одна запись для каждой пары день-час расчетного месяца:  day – дата в формате "DD";  hour – час в формате "HH";  v1 – фактический почасовой объем электрической энергии, приобретенный у производителей электрической энергии на розничном рынке, осуществляющих поставку электрической энергии (мощности) на территориях неценовых зон оптового рынка, за исключением территорий, не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами, МВт∙ч.  Информация, передающаяся в данном формате xml, должна соответствовать в том числе следующим условиям:  1. Должны быть заполнены следующие атрибуты:  • расчетный период;  • код участника;  • код ГТП.  2. Код участника оптового рынка – ГП (ЭСО, ЭСК) должен соответствовать коду участника-подписанта xml в электронной подписи.  3. Значения атрибутов в формате «действительное число» содержат число знаков после запятой, не превышающее допустимые величины, указанные в формате файла.  4. Цифровые данные должны быть неотрицательны, если не указано иное.  5. Значения атрибутов «Дата» должны быть расположены в диапазоне 1–31.  6. Значения атрибутов «Час» должны быть расположены в диапазоне 1–24.  Исключение – в отношении расчетного периода декабрь 2024 года для участников второй неценовой зоны значения атрибутов «Час», относящиеся к 31 декабря 2024 года, должны быть расположены в диапазоне 1–31.  7. Данные должны быть указаны в отношении каждого часа расчетного месяца. |

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

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **7.2** | **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. | **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.  В отношении расчетного периода декабря 2024 года итоговые обязательства/требования по договорам купли-продажи / комиссии электрической энергии (по договору купли-продажи электрической энергии для ЕЗ), по двусторонним договорам купли-продажи электрической энергии для участников второй неценовой зоны определяются с учетом дополнительных 7 часов операционных суток 31 декабря 2024 года. При этом применяются соответствующие тарифы / индикативные цены, цены (тарифы) на электрическую энергию в неценовых зонах оптового рынка, поставляемую в электроэнергетические системы иностранных государств и приобретаемую у них в целях экспорта или импорта, установленные в отношении декабря 2024 года*.* |
| **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.  …  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. | **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.  …  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.  В отношении расчетного периода декабря 2024 года информация по формам приложений 38.9, 38.10, 38.11, 38.16 к настоящему Регламенту, предоставляемая в почасовом разрезе, для участников второй неценовой зоны публикуется с учетом дополнительных 7 часов операционных суток 31 декабря 2024 года. |
| **7.11.1а** | Участники оптового рынка – гарантирующие поставщики (энергосбытовые, энергоснабжающие организации, далее – ЭСО, ЭСК соответственно), функционирующие на территории неценовых зон оптового рынка, 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 141 к настоящему Регламенту с ЭП следующую информацию по субъекту РФ в отношении его зоны деятельности:  …  Участники оптового рынка – гарантирующие поставщики (ЭСО, ЭСК) направляют информацию в формате xml в отношении расчетного периода в соответствии с приложением 141 к настоящему Регламенту, действующим на 1-е число месяца соответствующего расчетного периода, если в разделе 7 настоящего Регламента не указано иное. | Участники оптового рынка – гарантирующие поставщики (энергосбытовые, энергоснабжающие организации, далее – ЭСО, ЭСК соответственно), функционирующие на территории неценовых зон оптового рынка, 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 141 к настоящему Регламенту с ЭП следующую информацию по субъекту РФ в отношении его зоны деятельности:  …  Участники оптового рынка – гарантирующие поставщики (ЭСО, ЭСК) направляют информацию в формате xml в отношении расчетного периода в соответствии с приложением 141 к настоящему Регламенту, действующим на 1-е число месяца соответствующего расчетного периода, если в разделе 7 настоящего Регламента не указано иное.  Для участников оптового рынка – гарантирующих поставщиков (ЭСО, ЭСК), функционирующих на территории неценовой зоны Дальнего Востока, информация в соответствии с приложениями 95а, 140 к настоящему Регламенту для отчетного периода декабря 2024 года заполняется по хабаровскому времени. В отношении дополнительных 7 часов операционных суток 31 декабря 2024 года информация направляется в следующем порядке:   1. осуществляется направление приложения 141 к настоящему Регламенту, содержащего сведения в соответствии с приложениями 95а, 140 к настоящему Регламенту исключительно в отношении дополнительных 7 часов операционных суток 31 декабря 2024 года с применением атрибутов day = «31», hour в диапазоне «17», «18» … «23». Остальные часы расчетного периода должны сопровождаться атрибутами цен и объемов равными «0». При этом приложения, за исключением 95а, 140 к настоящему Регламенту, заполняются в обычном порядке; 2. осуществляется направление полностью заполненного приложения 141 к настоящему Регламенту, за исключением сведений в соответствии с приложениями 95а, 140 к настоящему Регламенту в отношении дополнительных 7 часов операционных суток 31 декабря 2024 года. В остальном приложения заполняются в обычном порядке. |
| **8.7.1.2** | В отношении субъекта Российской Федерации, отнесенного к неценовым зонам:  ,  …  При проведении расчетов в соответствии с настоящим пунктом КО использует величины, определенные по состоянию на 10-е число месяца *m+*1. | В отношении субъекта Российской Федерации, отнесенного к неценовым зонам:  ,  …  При проведении расчетов в соответствии с настоящим пунктом КО использует величины, определенные по состоянию на 10-е число месяца *m+*1.  В отношении расчетного периода *m*–1 = декабрь 2024 года стоимость электрической энергии и мощности для целей определения ставки тарифа на услуги по передаче электрической энергии, используемой для целей определения расходов на оплату нормативных потерь электрической энергии при ее передаче по электрическим сетям единой национальной (общероссийской) электрической сети, в отношении субъектов РФ, отнесенных к неценовым зонам, определяется с учетом дополнительных 7 часов операционных суток 31 декабря 2024 года во второй неценовой зоне. |
| **8.7.2** | КО рассчитывает объем потерь электрической энергии в электрических сетях единой национальной (общероссийской) электрической сети в отношении субъектов Российской Федерации по следующей формуле:  – если , то  ,  …  При проведении расчетов в соответствии с настоящим пунктом КО использует величины, определенные по состоянию на 10-е число месяца *m+*1. | КО рассчитывает объем потерь электрической энергии в электрических сетях единой национальной (общероссийской) электрической сети в отношении субъектов Российской Федерации по следующей формуле:  – если , то  ,  …  При проведении расчетов в соответствии с настоящим пунктом КО использует величины, определенные по состоянию на 10-е число месяца *m+*1.  В отношении расчетного периода *m* = декабрь 2024 года расчет объема потерь электрической энергии в электрических сетях единой национальной (общероссийской) электрической сети в отношении субъектов Российской Федерации определяется с учетом дополнительных 7 часов операционных суток 31 декабря 2024 года во второй неценовой зоне. |
| **11.1.3.1** | **11.1.3.1. Определение размера фактических обязательств по оплате услуг КО в части организации торговли электрической энергией и мощностью**  Размер фактических обязательств по оплате услуг КО в части организации торговли электрической энергией и мощностью для участника оптового рынка *i* определяется по формуле:  ,  …  Если  > 0, то формируется обязательство на доплату с суммой  = .  Если  < 0, то формируется обязательство на возврат с суммой  = . | **11.1.3.1. Определение размера фактических обязательств по оплате услуг КО в части организации торговли электрической энергией и мощностью**  Размер фактических обязательств по оплате услуг КО в части организации торговли электрической энергией и мощностью для участника оптового рынка *i* определяется по формуле:  ,  …  Если  > 0, то формируется обязательство на доплату с суммой  = .  Если  < 0, то формируется обязательство на возврат с суммой  = .  В отношении расчетного периода *t* = декабрь 2024 года фактические обязательства по оплате услуги КО для участника оптового рынка определяются с учетом дополнительных 7 часов операционных суток 31 декабря 2024 года во второй неценовой зоне. |
| **11.1.3.2.1** | 11.1.3.2.1. Для ФСК,где .Величина  для ценовой зоны *z* определяется в соответствии с формулой:,где  – объем электрической энергии в месяце *m* в целях компенсации потерь в сетях ФСК на территории ценовой зоны *z*, рассчитанный в соответствии с п. 8.3.1 настоящего Регламента.Величина  для неценовой зоны *z* определяется в соответствии с формулой:,где  – величина расчетного фактического объема потерь в сетях ФСК неценовой зоны *z* в час операционных суток *h*, рассчитанная в соответствии с п. 11.4.3 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); *z* – ценовые и неценовые зоны;  *t* – расчетный период. | 11.1.3.2.1. Для ФСК,где .Величина  для ценовой зоны *z* определяется в соответствии с формулой:,где  – объем электрической энергии в месяце *m* в целях компенсации потерь в сетях ФСК на территории ценовой зоны *z*, рассчитанный в соответствии с п. 8.3.1 настоящего Регламента.Величина  для неценовой зоны *z* определяется в соответствии с формулой:,где  – величина расчетного фактического объема потерь в сетях ФСК неценовой зоны *z* в час операционных суток *h*, рассчитанная в соответствии с п. 11.4.3 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); *z* – ценовые и неценовые зоны;  *t* – расчетный период.  В отношении расчетного периода *t* = декабрь 2024 года фактические обязательства по оплате услуги КО определяются с учетом дополнительных 7 часов операционных суток 31 декабря 2024 года во второй неценовой зоне. |
| **11.1.3.2.2** | **11.1.3.2.2. Для участников оптового рынка на территории второй неценовой зоны, ГТП потребления которых включают внезональный энергорайон**  В случае если ГТП потребления участника оптового рынка, отнесенного ко второй неценовой зоне, включает внезональный энергорайон, поставка электрической энергии в отношении которого осуществляется из второй ценовой зоны, то величина , используемая для расчета стоимости услуг КО в части организации торговли электрической энергией и мощностью, определяется с учетом объема потребления электрической энергии в указанной ГТП потребления по формуле:  . | **11.1.3.2.2. Для участников оптового рынка на территории второй неценовой зоны, ГТП потребления которых включают внезональный энергорайон**  В случае если ГТП потребления участника оптового рынка, отнесенного ко второй неценовой зоне, включает внезональный энергорайон, поставка электрической энергии в отношении которого осуществляется из второй ценовой зоны, то величина , используемая для расчета стоимости услуг КО в части организации торговли электрической энергией и мощностью, определяется с учетом объема потребления электрической энергии в указанной ГТП потребления по формуле:  .  В отношении расчетного периода *t* = декабрь 2024 года фактические обязательства по оплате услуги КО определяются с учетом дополнительных 7 часов операционных суток 31 декабря 2024 года во второй неценовой зоне. |
| **11.2.4** | **…**  Если  > 0, то формируется обязательство на доплату с суммой  = .  Если  < 0, то формируется обязательство на возврат с суммой  = . | **…**  Если  > 0, то формируется обязательство на доплату с суммой  = .  Если  < 0, то формируется обязательство на возврат с суммой  = .  В отношении расчетного периода *t* = декабрь 2024 года фактические обязательства по оплате комплексной услуги ЦФР определяются с учетом дополнительных 7 часов операционных суток 31 декабря 2024 года во второй неценовой зоне. |
| **11.2.5.1** | **…**  где  – величина расчетного фактического объема потерь в сетях ФСК неценовой зоны *z* в час операционных суток *h*, рассчитанная в соответствии c п. 11.4.3 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  *z* – ценовые и неценовые зоны;  *t* – расчетный период. | **…**  где  – величина расчетного фактического объема потерь в сетях ФСК неценовой зоны *z* в час операционных суток *h*, рассчитанная в соответствии c п. 11.4.3 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  *z* – ценовые и неценовые зоны;  *t* – расчетный период.  В отношении расчетного периода *t* = декабрь 2024 года фактические обязательства по оплате комплексной услуги ЦФР определяются с учетом дополнительных 7 часов операционных суток 31 декабря 2024 года во второй неценовой зоне. |
| **11.2.5.2** | **11.2.5.2 Для участников оптового рынка на территории второй неценовой зоны, ГТП потребления которых включают внезональный энергорайон**  В случае если ГТП потребления участника оптового рынка, отнесенного ко второй неценовой зоне, включает внезональный энергорайон, поставка электрической энергии в отношении которого осуществляется из второй ценовой зоны, то величина , используемая для расчета стоимости услуги, определяется с учетом объема потребления электрической энергии в указанной ГП потребления по формуле:  . | **11.2.5.2 Для участников оптового рынка на территории второй неценовой зоны, ГТП потребления которых включают внезональный энергорайон**  В случае если ГТП потребления участника оптового рынка, отнесенного ко второй неценовой зоне, включает внезональный энергорайон, поставка электрической энергии в отношении которого осуществляется из второй ценовой зоны, то величина , используемая для расчета стоимости услуги, определяется с учетом объема потребления электрической энергии в указанной ГП потребления по формуле:  .  В отношении расчетного периода *t* = декабрь 2024 года фактические обязательства по оплате комплексной услуги ЦФР определяются с учетом дополнительных 7 часов операционных суток 31 декабря 2024 года во второй неценовой зоне. |

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

**Действующая редакция**

**Приложение 38.11**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **АО «АТС»** | | | | | | |  | |  | |  | |  | |  | | | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  | |  | | | | |  |
| **Адрес: 123610, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Пресненский, наб. Краснопресненская, д. 12, подъезд 7, этаж 8** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 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: 123610, г. Москва, вн. тер. г. муниципальный округ Пресненский, наб. Краснопресненская, д. 12, подъезд 7, этаж 8** | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 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. | |  | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  |
| **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. | |  | |  | | |  |
| **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. | |  | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  |
| **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. | |  | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  |
| **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 | |  | |  |
|  | |  |
|  | | |  | |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  | |  | |  | | |  |
| **10.    Данные акта оборота электроэнергии** | | | | | | | | | | | | | | | | |  | | |  |
|  |  | | | | | |  | |  | |  | |  | |  | | | | |  |
| п/п | ГТП | | | | | | Объем потребления, кВт•ч | | Объем производства, кВт•ч | |  | |  | |  | |  | | |  |

**Приложение № 1.2.2**

**Дата вступления в силу:** с даты вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации, предусматривающего переход к применению на территории Дальнего Востока московского времени с 1 января 2025 года.

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ АКТУАЛИЗАЦИИ РАСЧЕТНОЙ МОДЕЛИ (Приложение № 3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **6.1** | **Представление минимального и максимального значений активной мощности, используемых для актуализации расчетной модели**  Минимальные и максимальные значения активной мощности представляются не позднее 12 часов 30 минут по московскому времени (не позднее 14 часов 00 минут хабаровского времени для второй неценовой зоны) торговых суток  участникам рынка:  • по объектам генерации и объектам управления участников с регулируемым потреблением;  держателю договоров о параллельной работе:  • по сечениям поставки экспортно-импортных операций, в отношении которых выполнено условие, указанное в п. 6.2 Регламента покупки/продажи электроэнергии участниками оптового рынка для дальнейшего использования в целях экспорта/импорта в зарубежные энергосистемы (Приложение № 15 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка). Соответствующая информация представляется в КО в порядке и сроки, предусмотренные *Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | **Представление минимального и максимального значений активной мощности, используемых для актуализации расчетной модели**  Минимальные и максимальные значения активной мощности представляются не позднее 12 часов 30 минут по московскому времени для ценовых зон и неценовых зон НЦЗК, НЦЗА и Калининградской области и не позднее 7 часов 00 минут по московскому времени (14 часов 00 минут хабаровского времени) для второй неценовой зоны торговых суток  участникам рынка:  • по объектам генерации и объектам управления участников с регулируемым потреблением;  держателю договоров о параллельной работе:  • по сечениям поставки экспортно-импортных операций, в отношении которых выполнено условие, указанное в п. 6.2 Регламента покупки/продажи электроэнергии участниками оптового рынка для дальнейшего использования в целях экспорта/импорта в зарубежные энергосистемы (Приложение № 15 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка). Соответствующая информация представляется в КО в порядке и сроки, предусмотренные *Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |
| **7** | **Представление актуализированной расчетной модели участникам оптового рынка**  Результирующая информация о составе, параметрах и ограничениях режимов работы генерирующего оборудования до 12 часов 30 минут московского времени для ценовых зон и территорий, не объединенных в ценовые зоны (за исключением территории Дальнего Востока), до 14 часов 00 минут хабаровского времени для территории Дальнего Востока размещается в персонифицированном порядке на шлюзе СО для получения участниками оптового рынка посредством клиентской версии автоматизированной системы подготовки и передачи уведомлений о составе и параметрах оборудования (консоль сбора данных об изменении системных условий – КИСУ) либо иного программного обеспечения участника оптового рынка, обеспечивающего прием размещенной СО результирующей информации о составе, актуальных параметрах и ограничениях режимов работы генерирующего оборудования участников оптового рынка. | **Представление актуализированной расчетной модели участникам оптового рынка**  Результирующая информация о составе, параметрах и ограничениях режимов работы генерирующего оборудования до 12 часов 30 минут московского времени торговых суток для ценовых зон и неценовых зон НЦЗК, НЦЗА и Калининградской области, до 7 часов 00 минут московского времени (14 часов 00 минут хабаровского времени) торговых суток – для второй неценовой зоны размещается в персонифицированном порядке на шлюзе СО для получения участниками оптового рынка посредством клиентской версии автоматизированной системы подготовки и передачи уведомлений о составе и параметрах оборудования (консоль сбора данных об изменении системных условий – КИСУ) либо иного программного обеспечения участника оптового рынка, обеспечивающего прием размещенной СО результирующей информации о составе, актуальных параметрах и ограничениях режимов работы генерирующего оборудования участников оптового рынка. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ПОДАЧИ УВЕДОМЛЕНИЙ УЧАСТНИКАМИ ОПТОВОГО РЫНКА (Приложение № 4 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **3.2.1** | Участник оптового рынка в отношении ГТП генерации и объектов управления, относящихся к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, а также блок-станций, зарегистрированных за ГТП потребления, отнесенными к ценовым зонам оптового рынка и неценовым зонам оптового рынка, подает СО:  • уведомление ВСВГО – не позднее 10 часов 00 минут московского времени (для второй неценовой зоны – не позднее 10 часов 00 минут хабаровского времени) суток Х-2 в отношении суток Х+2;  • уведомление РСВ – не позднее:  o 16 часов 30 минут московского времени суток Х-2 в отношении суток Х для объектов, отнесенных к ценовым зонам оптового рынка и к неценовым зонам оптового рынка: НЦЗА, НЦЗК и Калининградской области;  o 10 часов 00 минут хабаровского времени суток Х-1 в отношении суток Х для объектов, отнесенных ко второй неценовой зоне оптового рынка;  • оперативное уведомление,  где Х – операционные сутки. | Участник оптового рынка в отношении ГТП генерации и объектов управления, относящихся к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, а также блок-станций, зарегистрированных за ГТП потребления, отнесенными к ценовым зонам оптового рынка и неценовым зонам оптового рынка, подает СО:  • уведомление ВСВГО – не позднее 10 часов 00 минут московского времени (для второй неценовой зоны – не позднее 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени)) суток Х-2 в отношении суток Х+2;  • уведомление РСВ – не позднее:  o 16 часов 30 минут московского времени суток Х-2 в отношении суток Х для объектов, отнесенных к ценовым зонам оптового рынка и к неценовым зонам оптового рынка: НЦЗА, НЦЗК и Калининградской области;  o 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени) суток Х-1 в отношении суток Х для объектов, отнесенных ко второй неценовой зоне оптового рынка;  • оперативное уведомление,  где Х – операционные сутки. |
| **3.2.3** | Участник оптового рынка в отношении ГТП генерации и объектов управления, относящихся к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, а также блок-станций, зарегистрированных за ГТП потребления, отнесенными к ценовым зонам оптового рынка и неценовым зонам оптового рынка, может уведомить СО об изменении (актуализации) состава и параметрах генерирующего оборудования:  • в уведомлениях ВСВГО, поданных не позднее 10 часов 00 минут московского времени (кроме второй неценовой зоны) суток Х-2 в отношении суток Х и Х+1;  • в уведомлениях ВСВГО, поданных для второй неценовой зоны не позднее 10 часов 00 минут хабаровского времени суток Х-2 в отношении суток Х и Х+1;  • в оперативных уведомлениях, поданных не позднее 8 часов 30 минут московского времени (кроме второй неценовой зоны) суток Х-1 в отношении суток Х для учета при актуализации расчетной модели в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  • в оперативных уведомлениях, поданных после 8 часов 30 минут московского времени (кроме второй неценовой зоны) суток Х-1 в отношении суток Х, но не позднее чем за 120 минут до последней минуты первого часа периода поставки электрической энергии, в отношении которого актуализируются состав и (или) параметры генерирующего оборудования, для учета при конкурентном отборе БР в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* (Приложение № 10 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  • в оперативных уведомлениях, поданных для второй неценовой зоны после 10 часов 00 минут хабаровского времени суток Х-1 в отношении суток Х, но не позднее чем за 180 минут до последней минуты первого часа периода поставки электрической энергии, в отношении которого актуализируются состав и (или) параметры генерирующего оборудования, для учета при внутрисуточной актуализации расчетной модели в соответствии с *Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | Участник оптового рынка в отношении ГТП генерации и объектов управления, относящихся к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, а также блок-станций, зарегистрированных за ГТП потребления, отнесенными к ценовым зонам оптового рынка и неценовым зонам оптового рынка, может уведомить СО об изменении (актуализации) состава и параметрах генерирующего оборудования:  • в уведомлениях ВСВГО, поданных не позднее 10 часов 00 минут московского времени (кроме второй неценовой зоны) суток Х-2 в отношении суток Х и Х+1;  • в уведомлениях ВСВГО, поданных для второй неценовой зоны не позднее 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени) суток Х-2 в отношении суток Х и Х+1;  • в оперативных уведомлениях, поданных не позднее 8 часов 30 минут московского времени (кроме второй неценовой зоны) суток Х-1 в отношении суток Х для учета при актуализации расчетной модели в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  • в оперативных уведомлениях, поданных после 8 часов 30 минут московского времени (кроме второй неценовой зоны) суток Х-1 в отношении суток Х, но не позднее чем за 120 минут до последней минуты первого часа периода поставки электрической энергии, в отношении которого актуализируются состав и (или) параметры генерирующего оборудования, для учета при конкурентном отборе БР в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* (Приложение № 10 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  • в оперативных уведомлениях, поданных для второй неценовой зоны после 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени) суток Х-1 в отношении суток Х, но не позднее чем за 180 минут до последней минуты первого часа периода поставки электрической энергии, в отношении которого актуализируются состав и (или) параметры генерирующего оборудования, для учета при внутрисуточной актуализации расчетной модели в соответствии с *Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |
| **4.2.1** | 4.2.1. Участник оптового рынка в отношении ГТП потребления (в том числе ГТП потребления, в которой осуществляется покупка электроэнергии в отношении ВЭ), объектов управления, относящихся к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, должен уведомить СО о прогнозном почасовом объеме потребления электроэнергии:  • до 8 часов 30 минут московского времени торговых суток в отношении ГТП потребления (за исключением ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации), объектов управления, относящихся к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, отнесенных к ценовым зонам и территориям, не объединенным в ценовые зоны (за исключением территории Дальнего Востока);  • до 10 часов 00 минут московского времени торговых суток в отношении ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации;  • до 10 часов 00 минут хабаровского времени торговых суток в отношении ГТП потребления, объектов управления, относящихся к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, отнесенных ко второй неценовой зоне.  … | 4.2.1. Участник оптового рынка в отношении ГТП потребления (в том числе ГТП потребления, в которой осуществляется покупка электроэнергии в отношении ВЭ), объектов управления, относящихся к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, должен уведомить СО о прогнозном почасовом объеме потребления электроэнергии:  • до 8 часов 30 минут московского времени торговых суток в отношении ГТП потребления (за исключением ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации), объектов управления, относящихся к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, отнесенных к ценовым зонам и территориям, не объединенным в ценовые зоны (за исключением территории Дальнего Востока);  • до 10 часов 00 минут московского времени торговых суток в отношении ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации;  • до 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени) торговых суток в отношении ГТП потребления, объектов управления, относящихся к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, отнесенных ко второй неценовой зоне.  … |
| **4.3.2** | К 11 часам 00 минутам по времени ценовой (неценовой) зоны торговых суток СО должен рассмотреть уведомления участников оптового рынка, поступившие в течение срока подачи уведомлений участников оптового рынка, указанных в подпункте 4.2.1 настоящего Регламента. | К 11 часам 00 минутам по московскому времени для ценовых зон и неценовых зон НЦЗК, НЦЗА и Калининградской области и до 4 часов 00 минут московского времени (11 часов 00 минут хабаровского времени) для второй неценовой зоны торговых суток СО должен рассмотреть уведомления участников оптового рынка, поступившие в течение срока подачи уведомлений участников оптового рынка, указанного в пункте 4.2.1 настоящего Регламента. |
| **5.2.1** | До 17 часов 00 минут по времени ценовой (неценовой) зоны последнего дня месяца, предшествующего месяцу поставки каждый участник рынка, осуществляющий покупку/продажу электроэнергии в ГТП экспорта/импорта, за исключением покупки/продажи электроэнергии в соответствии с п. 3.2 Регламента покупки/продажи электроэнергии участниками оптового рынка для дальнейшего использования в целях экспорта/импорта в зарубежные энергосистемы (Приложение № 15 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), передает ДДПР типовые почасовые графики поставки электроэнергии по каждой отнесенной к нему ГТП экспорта/импорта, согласованные с контрагентами по договорам экспорта/импорта данного участника. При этом типовые почасовые графики в отношении ГТП экспорта и ГТП импорта, зарегистрированных в отношении участника в Реестре субъектов ОРЭ на одном сечении экспорта-импорта, на один час суток могут содержать поставки электроэнергии только по ГТП экспорта или только по ГТП импорта.  … | До 17 часов 00 минут по московскому времени для ценовых зон и неценовых зон НЦЗК, НЦЗА и Калининградской области и до 10 часов 00 минут московского времени (17 часов 00 минут хабаровского времени) для второй неценовой зоны последнего дня месяца, предшествующего месяцу поставки каждый участник рынка, осуществляющий покупку/продажу электроэнергии в ГТП экспорта/импорта, за исключением покупки/продажи электроэнергии в соответствии с п. 3.2 Регламента покупки/продажи электроэнергии участниками оптового рынка для дальнейшего использования в целях экспорта/импорта в зарубежные энергосистемы (Приложение № 15 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), передает ДДПР типовые почасовые графики поставки электроэнергии по каждой отнесенной к нему ГТП экспорта/импорта, согласованные с контрагентами по договорам экспорта/импорта данного участника. При этом типовые почасовые графики в отношении ГТП экспорта и ГТП импорта, зарегистрированных в отношении участника в Реестре субъектов ОРЭ на одном сечении экспорта-импорта, на один час суток могут содержать поставки электроэнергии только по ГТП экспорта или только по ГТП импорта.  … |
| **5.2.2** | Для целей актуализации расчетной модели, не позднее 17 часов 00 минут по времени ценовой (неценовой) зоны суток Х-2 в отношении суток Х участники оптового рынка, осуществляющие покупку/продажу электроэнергии в ГТП экспорта/импорта (за исключением покупки/продажи электроэнергии в соответствии с п. 3.2 Регламента покупки/продажи электроэнергии участниками оптового рынка для дальнейшего использования в целях экспорта/импорта в зарубежные энергосистемы (Приложение № 15 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), подают ДДПР уведомления о предварительных плановых почасовых сальдо-объемах поставки электроэнергии по каждой из зарегистрированных за ними ГТП экспорта/импорта, а также уведомления о предварительных плановых почасовых объемах поставки электроэнергии в целях осуществления межгосударственной передачи по тем из зарегистрированных за ними ГТП экспорта/импорта, по которым планируется осуществление межгосударственной передачи. | Для целей актуализации расчетной модели не позднее 17 часов 00 минут по московскому времени для ценовых зон и неценовых зон НЦЗК, НЦЗА и Калининградской области и до 10 часов 00 минут московского времени (17 часов 00 минут хабаровского времени) для второй неценовой зоны суток Х-2 в отношении суток Х участники оптового рынка, осуществляющие покупку/продажу электроэнергии в ГТП экспорта/импорта (за исключением покупки/продажи электроэнергии в соответствии с п. 3.2 Регламента покупки/продажи электроэнергии участниками оптового рынка для дальнейшего использования в целях экспорта/импорта в зарубежные энергосистемы (Приложение № 15 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), подают ДДПР уведомления о предварительных плановых почасовых сальдо-объемах поставки электроэнергии по каждой из зарегистрированных за ними ГТП экспорта/импорта, а также уведомления о предварительных плановых почасовых объемах поставки электроэнергии в целях осуществления межгосударственной передачи по тем из зарегистрированных за ними ГТП экспорта/импорта, по которым планируется осуществление межгосударственной передачи. |
| **5.2.3** | Для целей проведения расчетов выбора состава включенного генерирующего оборудования и генерирующего оборудования, находящегося в резерве, не позднее 10 часов 00 минут по времени ценовой (неценовой) зоны суток Х-2 в отношении суток Х+2 участники оптового рынка, осуществляющие покупку/продажу электроэнергии в ГТП экспорта/импорта (за исключением покупки/продажи электроэнергии в соответствии с п. 3.2 *Регламента покупки/продажи электроэнергии участниками оптового рынка для дальнейшего использования в целях экспорта/импорта в зарубежные энергосистемы* (Приложение № 15 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)), имеют право подать ДДПР уведомления о предварительных плановых почасовых сальдо-объемах поставки электроэнергии по каждой из зарегистрированных за ними ГТП экспорта/импорта, а также уведомления о предварительных плановых почасовых объемах поставки электроэнергии в целях осуществления межгосударственной передачи по тем из зарегистрированных за ними ГТП экспорта/импорта, по которым планируется осуществление межгосударственной передачи.  Участники оптового рынка, осуществляющие покупку/продажу электроэнергии в ГТП экспорта/импорта в уведомлениях, поданных не позднее 10 часов 00 минут по времени ценовой зоны (неценовой) зоны суток Х-2 в отношении суток Х и Х+1, могут уведомить ДДПР об изменении (актуализации) предварительных плановых почасовых сальдо-объемов поставки электроэнергии по каждой из зарегистрированных за ними ГТП экспорта/импорта, а также об изменении (актуализации) предварительных плановых почасовых объемов межгосударственной передачи. | Для целей проведения расчетов выбора состава включенного генерирующего оборудования и генерирующего оборудования, находящегося в резерве, не позднее 10 часов 00 минут по московскому времени для ценовых зон и неценовых зон НЦЗК, НЦЗА и Калининградской области и до 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени) для второй неценовой зоны суток Х-2 в отношении суток Х+2 участники оптового рынка, осуществляющие покупку/продажу электроэнергии в ГТП экспорта/импорта (за исключением покупки/продажи электроэнергии в соответствии с п. 3.2 *Регламента покупки/продажи электроэнергии участниками оптового рынка для дальнейшего использования в целях экспорта/импорта в зарубежные энергосистемы* (Приложение № 15 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)), имеют право подать ДДПР уведомления о предварительных плановых почасовых сальдо-объемах поставки электроэнергии по каждой из зарегистрированных за ними ГТП экспорта/импорта, а также уведомления о предварительных плановых почасовых объемах поставки электроэнергии в целях осуществления межгосударственной передачи по тем из зарегистрированных за ними ГТП экспорта/импорта, по которым планируется осуществление межгосударственной передачи.  Участники оптового рынка, осуществляющие покупку/продажу электроэнергии в ГТП экспорта/импорта в уведомлениях, поданных не позднее 10 часов 00 минут по московскому времени для ценовых зон и неценовых зон НЦЗК, НЦЗА и Калининградской области и до 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени) для второй неценовой зоны суток Х-2 в отношении суток Х и Х+1, могут уведомить ДДПР об изменении (актуализации) предварительных плановых почасовых сальдо-объемов поставки электроэнергии по каждой из зарегистрированных за ними ГТП экспорта/импорта, а также об изменении (актуализации) предварительных плановых почасовых объемов межгосударственной передачи. |
| **5.4.1** | Не позднее 11 часов 00 минут по времени ценовой (неценовой) зоны суток Х-2 в отношении суток Х, Х+1 и Х+2 ДДПР передает СО данные о предварительных плановых почасовых объемах поставки по каждому сечению экспорта-импорта, сформированные в соответствии с п. 5.3.1 настоящего Регламента для целей проведения расчетов выбора состава включенного генерирующего оборудования и генерирующего оборудования, находящегося в резерве.  При этом указываются сечения экспорта-импорта, соответствующие ГТП экспорта/импорта, по которым участником оптового рынка, осуществляющим экспортно-импортные операции, были поданы уведомления о предварительных плановых почасовых сальдо-объемах поставки электроэнергии для целей проведения расчетов выбора состава включенного генерирующего оборудования и генерирующего оборудования, находящегося в резерве. | Не позднее 11 часов 00 минут по московскому времени для ценовых зон и неценовых зон НЦЗК, НЦЗА и Калининградской области, до 4 часов 00 минут московского времени (11 часов 00 минут хабаровского времени) для второй неценовой зоны суток Х-2 в отношении суток Х, Х+1 и Х+2 ДДПР передает СО данные о предварительных плановых почасовых объемах поставки по каждому сечению экспорта-импорта, сформированные в соответствии с п. 5.3.1 настоящего Регламента для целей проведения расчетов выбора состава включенного генерирующего оборудования и генерирующего оборудования, находящегося в резерве.  При этом указываются сечения экспорта-импорта, соответствующие ГТП экспорта/импорта, по которым участником оптового рынка, осуществляющим экспортно-импортные операции, были поданы уведомления о предварительных плановых почасовых сальдо-объемах поставки электроэнергии для целей проведения расчетов выбора состава включенного генерирующего оборудования и генерирующего оборудования, находящегося в резерве. |
| **5.4.2** | Не позднее 10 часов 30 минут московского времени по ценовым зонам и территориям, не объединенным в ценовые зоны (за исключением территории Дальнего Востока), и до 10 часов 00 минут хабаровского времени для второй неценовой зоны суток Х-1 в отношении суток Х держатель договоров о параллельной работе передает СО согласованные с организацией, выполняющей функции системного оператора зарубежной энергосистемы, данные о предварительных плановых почасовых объемах поставки по каждому сечению экспорта-импорта. | Не позднее 10 часов 30 минут московского времени по ценовым зонам и неценовым зонам НЦЗК, НЦЗА и Калининградской области, до 3 часов 00 минут московского времени (до 10 часов 00 минут хабаровского времени) для второй неценовой зоны суток Х-1 в отношении суток Х держатель договоров о параллельной работе передает СО согласованные с организацией, выполняющей функции системного оператора зарубежной энергосистемы, данные о предварительных плановых почасовых объемах поставки по каждому сечению экспорта-импорта. |
| **5.5.2** | СО передает ДДПР и КО составленные плановые почасовые сальдо-объемы поставки электроэнергии по каждому сечению экспорта-импорта, в отношении которого **не** выполнено условие, указанное в п. 6.2 *Регламента покупки/продажи электроэнергии участниками оптового рынка для дальнейшего использования в целях экспорта/импорта в зарубежные энергосистемы* (Приложение № 15 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*):– ДДПР – до 12 часов 30 минут московского времени по ценовым зонам и территориям, не объединенным в ценовые зоны (за исключением территории Дальнего Востока), и до 16:00 хабаровского времени по второй неценовой зоне торговых суток (территории Дальнего Востока);– КО – в момент передачи прогнозных диспетчерских графиков в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) и *Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон*(Приложение № 14 к*Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).*СО передает ДДПР и КО минимальные и максимальные допустимые значения перетоков для сечений экспорта-импорта, в отношении которых выполнено условие, указанное в п. 6.2 *Регламента покупки/продажи электроэнергии участниками оптового рынка для дальнейшего использования в целях экспорта/импорта в зарубежные энергосистемы* (Приложение № 15 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в порядке, установленном п. 6.1 *Регламента актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | СО передает ДДПР и КО составленные плановые почасовые сальдо-объемы поставки электроэнергии по каждому сечению экспорта-импорта, в отношении которого **не** выполнено условие, указанное в п. 6.2 *Регламента покупки/продажи электроэнергии участниками оптового рынка для дальнейшего использования в целях экспорта/импорта в зарубежные энергосистемы* (Приложение № 15 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*):– ДДПР – до 12 часов 30 минут московского времени торговых суток по ценовым зонам и неценовым зонам НЦЗК, НЦЗА и Калининградской области и до 9 часов 00 минут московского времени (16 часов 00 минут хабаровского времени) торговых суток по второй неценовой зоне;– КО – в момент передачи прогнозных диспетчерских графиков в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) и *Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон*(Приложение № 14 к*Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).* СО передает ДДПР и КО минимальные и максимальные допустимые значения перетоков для сечений экспорта-импорта, в отношении которых выполнено условие, указанное в п. 6.2 *Регламента покупки/продажи электроэнергии участниками оптового рынка для дальнейшего использования в целях экспорта/импорта в зарубежные энергосистемы* (Приложение № 15 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в порядке, установленном п. 6.1 *Регламента актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |
| **5.5.3** | До 12 часов 45 минут московского времени торговых суток по ценовым зонам и территориям, не объединенным в ценовые зоны (за исключением территории Дальнего Востока), и до 16:30 хабаровского времени по второй неценовой зоне (территории Дальнего Востока) ДДПР на основании полученных от СО плановых почасовых сальдо-объемов поставки электроэнергии по сечениям экспорта-импорта, а также полученных от участников оптового рынка предварительных плановых почасовых объемов поставки электроэнергии в целях экспортно-импортной деятельности и предварительных плановых почасовых объемов поставки электроэнергии в целях осуществления межгосударственной передачи формирует и сообщает соответствующим участникам оптового рынка информацию о почасовых сальдо-объемах поставки по каждой ГТП экспорта/импорта с отдельным указанием плановых почасовых объемов поставки электроэнергии в целях экспортно-импортной деятельности и плановых почасовых объемов поставки электроэнергии в целях осуществления межгосударственной передачи с разбиением по каждому из объемов поставки электрической энергии, в отношении которого участником оптового рынка ДДПР было подано соответствующее уведомление по данной ГТП экспорта/импорта.… | До 12 часов 45 минут московского времени торговых суток по ценовым зонам и неценовым зонам НЦЗК, НЦЗА и Калининградской области, до 9 часов 30 минут московского времени (16 часов 30 минут хабаровского времени) торговых суток по второй неценовой зоне ДДПР на основании полученных от СО плановых почасовых сальдо-объемов поставки электроэнергии по сечениям экспорта-импорта, а также полученных от участников оптового рынка предварительных плановых почасовых объемов поставки электроэнергии в целях экспортно-импортной деятельности и предварительных плановых почасовых объемов поставки электроэнергии в целях осуществления межгосударственной передачи формирует и сообщает соответствующим участникам оптового рынка информацию о почасовых сальдо-объемах поставки по каждой ГТП экспорта/импорта с отдельным указанием плановых почасовых объемов поставки электроэнергии в целях экспортно-импортной деятельности и плановых почасовых объемов поставки электроэнергии в целях осуществления межгосударственной передачи с разбиением по каждому из объемов поставки электрической энергии, в отношении которого участником оптового рынка ДДПР было подано соответствующее уведомление по данной ГТП экспорта/импорта.… |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ОПЕРАТИВНОГО ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ РЕЖИМОМ ОБЪЕКТОВ УПРАВЛЕНИЯ ЕЭС РОССИИ (Приложение № 9 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| --- | --- | --- |
| **7.3** | **Организация документирования действий и результатов оперативного диспетчерского управления режимами**  …  Формирование и публикация персонифицированных Актов согласования команд осуществляется СО в отношении операционных суток Х в сутки Х+1 (первый рабочий день, следующий за отчетными сутками) до 17:00 по московскому времени (для операционной зоны ОДУ Востока – до 17:00 хабаровского времени) в соответствии с Порядком отдачи и регистрации команд.  Согласование Актов согласования команд осуществляется участниками оптового рынка путем акцепта опубликованных на Шлюзе СО персонифицированных Актов согласования команд в отношении операционных суток Х в сутки Х+2 (второй рабочий день, следующий за отчетными сутками) до 15:00 по московскому времени (для операционной зоны ОДУ Востока – до 15:00 хабаровского времени). | **Организация документирования действий и результатов оперативного диспетчерского управления режимами**  …  Формирование и публикация персонифицированных Актов согласования команд осуществляется СО в отношении операционных суток Х в сутки Х+1 (первый рабочий день, следующий за отчетными сутками) до 17:00 по московскому времени (для операционной зоны ОДУ Востока – до 10:00 московского времени (17:00 хабаровского времени) в соответствии с Порядком отдачи и регистрации команд.  Согласование Актов согласования команд осуществляется участниками оптового рынка путем акцепта опубликованных на Шлюзе СО персонифицированных Актов согласования команд в отношении операционных суток Х в сутки Х+2 (второй рабочий день, следующий за отчетными сутками) до 15:00 по московскому времени (для операционной зоны ОДУ Востока – до 08:00 московского времени (15:00 хабаровского времени). |

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

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **3.4.2.1** | До начала расчетного периода участник ОРЭМ в порядке, определенном СО, в отношении всех суток месяца *m* заявляет значения ограничений установленной мощности по всем единицам генерирующего оборудования, ГТП генерации *j* и электростанции *s* в целом, актуальные для каждого часа *h* суток *k* месяца *m* () и соответствующую среднемесячную величину ограничений() с учетом допустимого превышения располагаемой мощности над установленной (номинальной) мощностью (для объектов ВИЭ (солнце / ветер) величины ограничений заявляются участником ОРЭМ исходя из параметров инсоляции / ветровой нагрузки, обеспечивающих выдачу мощности готового к выработке электроэнергии оборудования в полном объеме в соответствии с его паспортными характеристиками).  В отношении генерирующего оборудования ГЭС (за исключением малых водоточных ГЭС), ГАЭС и электростанций, в отношении которых в реестре субъектов оптового рынка, допущенных к торговой системе оптового рынка, предоставленном КО в СО до начала расчетного месяца, установлен признак использования при производстве электроэнергии в качестве основного энергоносителя доменный, коксовой, конвертерный газ, масляные смеси, каменноугольную смолу, отходящее тепло технологических агрегатов и иные отходы промышленного производства (электростанции, использующие отходы промышленного производства), участником ОРЭМ в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданных в СО не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 10 часов хабаровского времени суток *Х*-1) заявляются почасовые значения ограничений (), соответствующие ограничениям мощности, не связанным с проведением ремонтов.  В отношении генерирующего оборудования малых водоточных ГЭС участником ОРЭМ в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданных в СО не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 10 часов хабаровского времени суток *Х*-1), заявляются почасовые значения ограничений (), соответствующие напору воды, обеспечивающему выдачу мощности готового к выработке электроэнергии оборудования в полном объеме в соответствии с его паспортными характеристиками ().  … | До начала расчетного периода участник ОРЭМ в порядке, определенном СО, в отношении всех суток месяца *m* заявляет значения ограничений установленной мощности по всем единицам генерирующего оборудования, ГТП генерации *j* и электростанции *s* в целом, актуальные для каждого часа *h* суток *k* месяца *m* () и соответствующую среднемесячную величину ограничений () с учетом допустимого превышения располагаемой мощности над установленной (номинальной) мощностью (для объектов ВИЭ (солнце / ветер) величины ограничений заявляются участником ОРЭМ исходя из параметров инсоляции / ветровой нагрузки, обеспечивающих выдачу мощности готового к выработке электроэнергии оборудования в полном объеме в соответствии с его паспортными характеристиками).  В отношении генерирующего оборудования ГЭС (за исключением малых водоточных ГЭС), ГАЭС и электростанций, в отношении которых в реестре субъектов оптового рынка, допущенных к торговой системе оптового рынка, предоставленном КО в СО до начала расчетного месяца, установлен признак использования при производстве электроэнергии в качестве основного энергоносителя доменный, коксовой, конвертерный газ, масляные смеси, каменноугольную смолу, отходящее тепло технологических агрегатов и иные отходы промышленного производства (электростанции, использующие отходы промышленного производства), участником ОРЭМ в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданных в СО не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 3 часов 00 минут московского времени (10 часов хабаровского времени) суток *Х*-1) заявляются почасовые значения ограничений (), соответствующие ограничениям мощности, не связанным с проведением ремонтов.  В отношении генерирующего оборудования малых водоточных ГЭС участником ОРЭМ в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданных в СО не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 3 часов 00 минут московского времени (10 часов хабаровского времени) суток *Х*-1), заявляются почасовые значения ограничений (), соответствующие напору воды, обеспечивающему выдачу мощности готового к выработке электроэнергии оборудования в полном объеме в соответствии с его паспортными характеристиками ().  **…** |
| **3.4.3** | СО определяет плановый технологический минимум с учетом плановых увеличений технологического минимума по блочному генерирующему оборудованию, отнесенному к каждой ГТП участника ОРЭМ, на каждый час расчетных суток в соответствии с Техническими требованиями и Порядком установления соответствия.  определяется на основании данных о минимальной мощности генерирующего оборудования, заявленных участником оптового рынка в уведомлении, поданном не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 10 часов 00 минут хабаровского времени суток *Х*-2) в отношении суток *Х*, и согласованных СО.  … | СО определяет плановый технологический минимум с учетом плановых увеличений технологического минимума по блочному генерирующему оборудованию, отнесенному к каждой ГТП участника ОРЭМ, на каждый час расчетных суток в соответствии с Техническими требованиями и Порядком установления соответствия.  определяется на основании данных о минимальной мощности генерирующего оборудования, заявленных участником оптового рынка в уведомлении, поданном не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени) суток *Х*-2) в отношении суток *Х*, и согласованных СО.  … |
| **3.4.6** | Процесс согласования ремонтов осуществляется при планировании режимов, в том числе долгосрочном. Участник ОРЭМ в соответствии с порядком, установленным СО, может подать СО заявку на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния оборудования.СО определяет почасовые значения максимальной мощности ЕГО на основании уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования для целей ВСВГО, поданных СО участником ОРЭМ не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 10 часов хабаровского времени суток *Х*-1) на сутки *X*, и формирует значение и  по каждой ЕГО и ГТП в целом участника ОРЭМ и на каждый час суток *h*, и определяет  и – величины ремонтного снижения мощности ЕГО *g* и ГТП *j* (Dрем\_план), соответствующие критериям отнесения к объемам согласованных плановых ремонтных снижений мощности, указанным в п. 3.4.6.1 настоящего Регламента, и заявленные в отношении ЕГО *g* и ГТП *j* в составе соответствующих уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования:; (8.1)*. (8.2)*При этом снижения максимальной мощности генерирующего оборудования (Dрем\_план), в том числе обусловленные ремонтом основного, общестанционного и (или) вспомогательного оборудования, подлежащие отнесению к плановым ремонтам снижениям мощности при условии их соответствия критериям, указанным в п. 3.4.6.1 настоящего Регламента, должны быть заявлены в соответствующих диспетчерских заявках, а также в составе уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования для целей ВСВГО и РСВ в отношении ЕГО, на режим работы которых они оказывают влияние (при невозможности отнесения снижений максимальной мощности на отдельные ЕГО по складывающимся схемно-режимным условиям, разнесение снижений максимальной мощности между ЕГО осуществляется по согласованию с СО на этапе подачи уведомлений ВСВГО).В случае изменения состава и (или) максимальной мощности ЕГО *g*, входящих в ГТП *j*, относительно состава и (или) максимальной мощности ЕГО, заявленных участником оптового рынка в уведомлении ВСВГО, поданном до 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 10 часов хабаровского времени суток *Х*-1), допускается перераспределение между ЕГО *g* объемов плановых ремонтных снижений мощности в составе уведомлений РСВ или оперативных уведомлений, при условии непревышения суммарного объема планового ремонтного снижения по ГТП *j*. При превышении указанного объема при определении готовности к несению нагрузки используются объемы, заявленные по ЕГО *g* в составе уведомлений ВСВГО по состоянию на 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 10 часов хабаровского времени суток *Х*-1). | Процесс согласования ремонтов осуществляется при планировании режимов, в том числе долгосрочном. Участник ОРЭМ в соответствии с порядком, установленным СО, может подать СО заявку на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния оборудования.СО определяет почасовые значения максимальной мощности ЕГО на основании уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования для целей ВСВГО, поданных СО участником ОРЭМ не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 3 часов 00 минут московского времени (10 часов хабаровского времени) суток *Х*-1) на сутки *X*, и формирует значение и  по каждой ЕГО и ГТП в целом участника ОРЭМ и на каждый час суток *h*, и определяет  и – величины ремонтного снижения мощности ЕГО *g* и ГТП *j* (Dрем\_план), соответствующие критериям отнесения к объемам согласованных плановых ремонтных снижений мощности, указанным в п. 3.4.6.1 настоящего Регламента, и заявленные в отношении ЕГО *g* и ГТП *j* в составе соответствующих уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования:; (8.1). (8.2)При этом снижения максимальной мощности генерирующего оборудования (Dрем\_план), в том числе обусловленные ремонтом основного, общестанционного и (или) вспомогательного оборудования, подлежащие отнесению к плановым ремонтам снижениям мощности при условии их соответствия критериям, указанным в п. 3.4.6.1 настоящего Регламента, должны быть заявлены в соответствующих диспетчерских заявках, а также в составе уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования для целей ВСВГО и РСВ в отношении ЕГО, на режим работы которых они оказывают влияние (при невозможности отнесения снижений максимальной мощности на отдельные ЕГО по складывающимся схемно-режимным условиям, разнесение снижений максимальной мощности между ЕГО осуществляется по согласованию с СО на этапе подачи уведомлений ВСВГО).В случае изменения состава и (или) максимальной мощности ЕГО *g*, входящих в ГТП *j*, относительно состава и (или) максимальной мощности ЕГО, заявленных участником оптового рынка в уведомлении ВСВГО, поданном до 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 3 часов 00 минут московского времени (10 часов хабаровского времени) суток *Х*-1), допускается перераспределение между ЕГО *g* объемов плановых ремонтных снижений мощности в составе уведомлений РСВ или оперативных уведомлений, при условии непревышения суммарного объема планового ремонтного снижения по ГТП *j*. При превышении указанного объема при определении готовности к несению нагрузки используются объемы, заявленные по ЕГО *g* в составе уведомлений ВСВГО по состоянию на 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 3 часов 00 минут московского времени (10 часов хабаровского времени) суток *Х*-1). |
| **3.4.7** | Участник ОРЭМ должен уведомить в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений Участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) о составе и параметрах генерирующего оборудования территориальное (-ые) подразделение (-я) СО, на территории которого находятся ГТП генерации.  В случае утверждения в составе перечня участников, допущенных к торговле электрической энергией и мощностью на соответствующий месяц, изменений, связанных с изменением состава ГТП, после направления Участником ОРЭМ уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования, Участник ОРЭМ имеет право направить Системному оператору повторное уведомление в письменном виде.  СО на основании данных, заявляемых участником ОРЭМ не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 в уведомлении о составе и параметрах оборудования, поданном в отношении суток *Х*+2 (уведомление ВСВГО), и разрешенных внеплановых заявках на снижение максимальной мощности, определяет  – максимальную мощность генерирующего оборудования, отнесенного к ГТП генерации, и  – величину снижения указанной мощности в связи с проведением ремонтов основного и вспомогательного оборудования от определенной СО в соответствии с п. 3.4.6 настоящего Регламента.  …  СО на основании данных, заявляемых участником ОРЭМ не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 в уведомлении о составе и параметрах оборудования, поданном в отношении суток *Х*+2 (уведомление ВСВГО), и разрешенных внеплановых заявках на увеличение минимальной мощности включенного генерирующего оборудования, определяет  – минимальную мощность фактически включенного генерирующего оборудования (с учетом ограничений, заявленных по режимным генерирующим единицам), отнесенного к ГТП генерации, включающей только блочные ГЕМ, но не более чем величина минимальной мощности генерирующего оборудования, заявленная участником оптового рынка в уведомлении, поданном не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 10 часов 00 минут хабаровского времени суток *Х*-2) в отношении суток *Х*, и согласованная СО, и  – величину отличия указанной мощности от планового технологического минимума :  … | Участник ОРЭМ должен уведомить в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений Участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) о составе и параметрах генерирующего оборудования территориальное (-ые) подразделение (-я) СО, на территории которого находятся ГТП генерации.  В случае утверждения в составе перечня участников, допущенных к торговле электрической энергией и мощностью на соответствующий месяц, изменений, связанных с изменением состава ГТП, после направления Участником ОРЭМ уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования, Участник ОРЭМ имеет право направить Системному оператору повторное уведомление в письменном виде. СО на основании данных, заявляемых участником ОРЭМ не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени) суток *Х*-2) в уведомлении о составе и параметрах оборудования, поданном в отношении суток *Х*+2 (уведомление ВСВГО), и разрешенных внеплановых заявках на снижение максимальной мощности, определяет  – максимальную мощность генерирующего оборудования, отнесенного к ГТП генерации, и  – величину снижения указанной мощности в связи с проведением ремонтов основного и вспомогательного оборудования от определенной СО в соответствии с п. 3.4.6 настоящего Регламента.…СО на основании данных, заявляемых участником ОРЭМ не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток Х-2 (для второй неценовой зоны – до 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени) суток *Х*-2) в уведомлении о составе и параметрах оборудования, поданном в отношении суток Х+2 (уведомление ВСВГО), и разрешенных внеплановых заявках на увеличение минимальной мощности включенного генерирующего оборудования, определяет  – минимальную мощность фактически включенного генерирующего оборудования (с учетом ограничений, заявленных по режимным генерирующим единицам), отнесенного к ГТП генерации, включающей только блочные ГЕМ, но не более чем величина минимальной мощности генерирующего оборудования, заявленная участником оптового рынка в уведомлении, поданном не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток Х-2 (для второй неценовой зоны – до 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени) суток Х-2) в отношении суток Х, и согласованная СО, и – величину отличия указанной мощности от планового технологического минимума  :… |
| **3.4.8** | СО на основании данных, заявляемых участником ОРЭМ в уведомлении о составе и параметрах оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток Х-2 (для второй неценовой зоны – до 10 часов хабаровского времени суток Х-1), (уведомлениях РСВ) и разрешенных внеплановых заявках на снижение максимальной мощности определяет  – максимальную мощность генерирующего оборудования, отнесенного к ГТП генерации, и  величину снижения указанной мощности от определенной СО в соответствии с п. 3.4.7 настоящего Регламента.  …  СО на основании данных, заявляемых участником ОРЭМ в указанном в настоящем пункте уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования (уведомлении РСВ), а также разрешенных внеплановых заявок на увеличение минимальной мощности включенного генерирующего оборудования определяет  – минимальную мощность фактически включенного генерирующего оборудования (с учетом ограничений, заявленных по режимным генерирующим единицам), отнесенного к ГТП генерации, включающей только блочные ГЕМ, и  – величину отличия указанной мощности от определенного СО актуального планового технологического минимума генерирующего оборудования:  , (13)  где  – минимальная мощность фактически включенного генерирующего оборудования (с учетом ограничений, заявленных по режимной генерирующей единице), отнесенного к ГТП генерации, включающей только блочные ГЕМ, включенного по результатам процедуры ВСВГО и (или) при актуализации состава оборудования на этапе формирования ПДГ по требованию СО и (или) по команде диспетчера СО, определенная на основании данных, заявленных участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 10 часов 00 минут хабаровского времени суток *Х*-1), увеличенная на величину минимальной мощности генерирующего оборудования, отключенного по результатам процедуры ВСВГО и включенного по требованию участника оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 10 часов 00 минут хабаровского времени суток *Х*-1).  В качестве величины минимальной мощности генерирующего оборудования, отключенного по результатам процедуры ВСВГО и включенного по требованию участника оптового рынка, используется максимальное значение из величины минимальной мощности, заявленной участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 10 часов 00 минут хабаровского времени суток *Х*-1), и значения нижнего предела регулировочного диапазона, представленного участником оптового рынка Коммерческому оператору в соответствии с *Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) в перечне паспортных технологических характеристик генерирующего оборудования по форме 12 (приложение 1 к данному Положению).  … | СО на основании данных, заявляемых участником ОРЭМ в уведомлении о составе и параметрах оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток Х-2 (для второй неценовой зоны – до 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени) суток Х-1) (уведомлениях РСВ), и разрешенных внеплановых заявках на снижение максимальной мощности определяет  – максимальную мощность генерирующего оборудования, отнесенного к ГТП генерации, и  величину снижения указанной мощности от определенной СО в соответствии с п. 3.4.7 настоящего Регламента.  …  СО на основании данных, заявляемых участником ОРЭМ в указанном в настоящем пункте уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования (уведомлении РСВ), а также разрешенных внеплановых заявок на увеличение минимальной мощности включенного генерирующего оборудования определяет  – минимальную мощность фактически включенного генерирующего оборудования (с учетом ограничений, заявленных по режимным генерирующим единицам), отнесенного к ГТП генерации, включающей только блочные ГЕМ, и  – величину отличия указанной мощности от определенного СО актуального планового технологического минимума генерирующего оборудования:  , (13)  где  – минимальная мощность фактически включенного генерирующего оборудования (с учетом ограничений, заявленных по режимной генерирующей единице), отнесенного к ГТП генерации, включающей только блочные ГЕМ, включенного по результатам процедуры ВСВГО и (или) при актуализации состава оборудования на этапе формирования ПДГ по требованию СО и (или) по команде диспетчера СО, определенная на основании данных, заявленных участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени) суток *Х*-1), увеличенная на величину минимальной мощности генерирующего оборудования, отключенного по результатам процедуры ВСВГО и включенного по требованию участника оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени) суток *Х*-1).  В качестве величины минимальной мощности генерирующего оборудования, отключенного по результатам процедуры ВСВГО и включенного по требованию участника оптового рынка, используется максимальное значение из величины минимальной мощности, заявленной участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени) суток *Х*-1), и значения нижнего предела регулировочного диапазона, представленного участником оптового рынка Коммерческому оператору в соответствии с *Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) в перечне паспортных технологических характеристик генерирующего оборудования по форме 12 (приложение 1 к данному Положению).  … |
| **3.4.10** | В случае изменения состава или параметров оборудования, ожидаемого в час *n*, участник ОРЭМ уведомляет в час *h* СО об указанных изменениях в порядке, определенном СО. Системный оператор в случаях, если данное изменение состава или параметров оборудования допустимо для режима в ЕЭС, регистрирует величины:  …  - ― максимальную мощность оборудования, соответствующую составу и параметрам оборудования, измененным в соответствии с уведомлением, принятым в период с 16 часов 30 минут суток, предшествующих торговым, до часа (*n*-4), где *n* ― операционный час (для объектов ВИЭ (солнце / ветер / малые водоточные ГЭС), соответствующая параметрам инсоляции / ветровой нагрузки / напора воды, обеспечивающим выдачу мощности готового к выработке электроэнергии оборудования в полном объеме в соответствии с паспортными характеристиками генерирующего оборудования), и величину :  ,(16.1)  - ― минимальную мощность фактически включенного генерирующего оборудования (с учетом ограничений, заявленных по режимной генерирующей единице), отнесенного к ГТП генерации, включающей только блочные ГЕМ, включенного по результатам процедуры ВСВГО и (или) при актуализации состава оборудования на этапе формирования ПДГ по требованию СО и (или) по команде диспетчера СО, определенную на основании данных, заявленных участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном в период с 16 часов 30 минут московского времени суток, предшествующих торговым (для второй неценовой зоны – с 10 часов 00 минут хабаровского времени суток *Х*-1), до часа (*n*-4), где *n* – операционный час, увеличенную на величину минимальной мощности генерирующего оборудования, учтенного отключенным на этапе формирования ПДГ и включенного по требованию участника оптового рынка в уведомлении, поданном до часа (*n*-4), и величину :  … | В случае изменения состава или параметров оборудования, ожидаемого в час *n*, участник ОРЭМ уведомляет в час *h* СО об указанных изменениях в порядке, определенном СО. Системный оператор в случаях, если данное изменение состава или параметров оборудования допустимо для режима в ЕЭС, регистрирует величины:  …  - ― максимальную мощность оборудования, соответствующую составу и параметрам оборудования, измененным в соответствии с уведомлением, принятым в период с 16 часов 30 минут суток, предшествующих торговым (для территории Дальнего Востока – с 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени) суток *Х*-1), до часа (*n*-4), где *n* ― операционный час (для объектов ВИЭ (солнце / ветер / малые водоточные ГЭС), соответствующая параметрам инсоляции / ветровой нагрузки / напора воды, обеспечивающим выдачу мощности готового к выработке электроэнергии оборудования в полном объеме в соответствии с паспортными характеристиками генерирующего оборудования), и величину :  ,(16.1)  - ― минимальную мощность фактически включенного генерирующего оборудования (с учетом ограничений, заявленных по режимной генерирующей единице), отнесенного к ГТП генерации, включающей только блочные ГЕМ, включенного по результатам процедуры ВСВГО и (или) при актуализации состава оборудования на этапе формирования ПДГ по требованию СО и (или) по команде диспетчера СО, определенную на основании данных, заявленных участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном в период с 16 часов 30 минут московского времени суток, предшествующих торговым (для второй неценовой зоны – с 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени) суток *Х*-1), до часа (*n*-4), где *n* – операционный час, увеличенную на величину минимальной мощности генерирующего оборудования, учтенного отключенным на этапе формирования ПДГ и включенного по требованию участника оптового рынка в уведомлении, поданном до часа (*n*-4), и величину :  … |
| **3.4.11.1** | При несоблюдении нормативного времени включения в сеть при плановых пусках, учтенных при актуализации состава оборудования на этапе формирования ПДГ, а также при неплановых пусках по команде диспетчера СО (за исключением команд диспетчера на включение генерирующего оборудования в минимально возможный срок с целью предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима):  …  и  регистрируются с часа, на который в ПДГ запланировано включение в сеть или включение в сеть задано командой диспетчера, до наступления одного из следующих событий:   * времени фактического включения в сеть, но не менее 4 (четырех) часов, в случае наличия уведомления о согласованном отступлении от нормативного времени включения в сеть; * первого часа суток, в отношении которых не позднее 10 часов 00 минут московского времени (для второй неценовой зоны – хабаровского времени) суток *Х*–2 в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не ранее оперативного уведомления об отступлении от нормативного времени включения в сеть или о прекращении пусковых операций и соответствующем диспетчерской заявке, заявлен ремонт (вынужденный простой) или готовность генерирующего оборудования к работе. | При несоблюдении нормативного времени включения в сеть при плановых пусках, учтенных при актуализации состава оборудования на этапе формирования ПДГ, а также при неплановых пусках по команде диспетчера СО (за исключением команд диспетчера на включение генерирующего оборудования в минимально возможный срок с целью предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима):  …  и  регистрируются с часа, на который в ПДГ запланировано включение в сеть или включение в сеть задано командой диспетчера, до наступления одного из следующих событий:   * времени фактического включения в сеть, но не менее 4 (четырех) часов, в случае наличия уведомления о согласованном отступлении от нормативного времени включения в сеть; * первого часа суток, в отношении которых не позднее 10 часов 00 минут московского времени (для второй неценовой зоны – не позднее 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени)) суток *Х*–2 в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не ранее оперативного уведомления об отступлении от нормативного времени включения в сеть или о прекращении пусковых операций и соответствующем диспетчерской заявке, заявлен ремонт (вынужденный простой) или готовность генерирующего оборудования к работе. |
| **3.4.11.2** | При несоблюдении нормативного времени включения по команде диспетчера на включение генерирующего оборудования в минимально возможный срок с целью предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима:  …  и  регистрируются с часа отдачи диспетчерской команды на включение в сеть в минимально возможный срок до наступления одного из следующих событий:   * времени фактического включения в сеть генерирующего оборудования, но не менее 4 (четырех) часов, в случае наличия уведомления о согласованном отступлении от нормативного времени включения в сеть; * первого часа суток, в отношении которых не позднее 10 часов 00 минут московского времени (для второй неценовой зоны – хабаровского времени) суток *Х*–2 в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не ранее оперативного уведомления об отступлении от нормативного времени включения в сеть или о прекращении пусковых операций и соответствующем диспетчерской заявке, заявлен ремонт (вынужденный простой) или готовность генерирующего оборудования к работе. | При несоблюдении нормативного времени включения по команде диспетчера на включение генерирующего оборудования в минимально возможный срок с целью предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима:  …  и  регистрируются с часа отдачи диспетчерской команды на включение в сеть в минимально возможный срок до наступления одного из следующих событий:   * времени фактического включения в сеть генерирующего оборудования, но не менее 4 (четырех) часов, в случае наличия уведомления о согласованном отступлении от нормативного времени включения в сеть; * первого часа суток, в отношении которых не позднее 10 часов 00 минут московского времени (для второй неценовой зоны – 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени)) суток *Х*–2 в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не ранее оперативного уведомления об отступлении от нормативного времени включения в сеть или о прекращении пусковых операций и соответствующем диспетчерской заявке, заявлен ремонт (вынужденный простой) или готовность генерирующего оборудования к работе. |
| **3′.1.2** | 1. Процесс согласования ремонтов осуществляется при планировании режимов, в том числе долгосрочном. Участник ОРЭМ в соответствии с порядком, установленным СО, может подать СО заявку на вывод в ремонт / из ремонта оборудования. СО определяет почасовые значения максимальной мощности единиц генерирующего оборудования на основании данных о согласованных снижениях установленной мощности и заявок, поданных СО участником ОРЭМ не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 10 часов хабаровского времени суток *Х*-1), и формирует значение по каждой ГТП участника ОРЭМ и на каждый час суток, а также определяет  – величину ремонтного снижения мощности:   … | 1. Процесс согласования ремонтов осуществляется при планировании режимов, в том числе долгосрочном. Участник ОРЭМ в соответствии с порядком, установленным СО, может подать СО заявку на вывод в ремонт / из ремонта оборудования. СО определяет почасовые значения максимальной мощности единиц генерирующего оборудования на основании данных о согласованных снижениях установленной мощности и заявок, поданных СО участником ОРЭМ не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени) суток *Х*-1), и формирует значение по каждой ГТП участника ОРЭМ и на каждый час суток, а также определяет  – величину ремонтного снижения мощности:   .  … |
| **4.2.1** | 4.2.1. Проведение плановых специальных испытаний на включенном оборудовании…  1. На проведение испытаний участник ОРЭМ в соответствии с порядком, установленным СО, должен подать в СО соответствующую заявку и уведомление о составе и параметрах генерирующего оборудования для целей ВСВГО не позднее 10 часов 00 минут московского времени для ценовых и неценовых зон (за исключением территории Дальнего Востока) суток Х-2 (для второй неценовой зоны до 10 часов 00 минут хабаровского времени суток Х-1) на сутки X. | 4.2.1. Проведение плановых специальных испытаний на включенном оборудовании…  1. На проведение испытаний участник ОРЭМ в соответствии с порядком, установленным СО, должен подать в СО соответствующую заявку и уведомление о составе и параметрах генерирующего оборудования для целей ВСВГО не позднее 10 часов 00 минут московского времени для ценовых и неценовых зон (за исключением территории Дальнего Востока) суток Х-2 (для второй неценовой зоны - до 3 часов 00 минут московского времени (до 10 часов 00 минут хабаровского времени) суток Х-1) на сутки X. |
| **4.2.2.2** | 4.2.2.2. для испытаний длительностью, превышающей 12 часов для генерирующего оборудования, выведенного в ремонт (вынужденный простой) по плановым или внеплановым диспетчерским заявкам, или превышающей 6 часов для генерирующего оборудования, выведенного в ремонт (вынужденный простой) по неотложным (аварийным) диспетчерским заявкам, но не более 48 часов, при одновременном выполнении следующих условий:   * диспетчерская заявка на проведение испытаний подана не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток Х-2 (не позднее 10 часов 00 минут хабаровского времени суток Х-1 для второй неценовой зоны) и согласована (разрешена) СО; * на весь период проведения таких испытаний участник оптового рынка заявляет в уведомлении ВСВГО, поданном не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток Х-2 (не позднее 10 часов 00 минут хабаровского времени суток Х-1 для второй неценовой зоны), включенное состояние испытываемого генерирующего оборудования. При этом режим работы (нагрузка) данной ЕГО в каждый час периода проведения испытаний должен быть задан равными значениями максимальной и минимальной мощности (Рмакс=Рмин) с указанием признака вынужденного состояния ЕГО (признак «ВСост»); * испытания заявлены участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования для целей РСВ и учтены на этапе формирования ПДГ; * заявляемая длительность испытаний не превышает срок ремонта (вынужденного простоя) генерирующего оборудования, предусмотренный соответствующей разрешенной диспетчерской заявкой; | 4.2.2.2. для испытаний длительностью, превышающей 12 часов для генерирующего оборудования, выведенного в ремонт (вынужденный простой) по плановым или внеплановым диспетчерским заявкам, или превышающей 6 часов для генерирующего оборудования, выведенного в ремонт (вынужденный простой) по неотложным (аварийным) диспетчерским заявкам, но не более 48 часов, при одновременном выполнении следующих условий:   * диспетчерская заявка на проведение испытаний подана не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток Х-2 (не позднее 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени) суток Х-1 для второй неценовой зоны) и согласована (разрешена) СО; * на весь период проведения таких испытаний участник оптового рынка заявляет в уведомлении ВСВГО, поданном не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток Х-2 (не позднее 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени) суток Х-1 для второй неценовой зоны), включенное состояние испытываемого генерирующего оборудования. При этом режим работы (нагрузка) данной ЕГО в каждый час периода проведения испытаний должен быть задан равными значениями максимальной и минимальной мощности (Рмакс=Рмин) с указанием признака вынужденного состояния ЕГО (признак «ВСост»); * испытания заявлены участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования для целей РСВ и учтены на этапе формирования ПДГ; * заявляемая длительность испытаний не превышает срок ремонта (вынужденного простоя) генерирующего оборудования, предусмотренный соответствующей разрешенной диспетчерской заявкой; |
| **4.2.2.3** | **…**  Обязательным условием проведения указанных испытаний является одновременное выполнение следующих условий:   * диспетчерская заявка на проведение испытаний подана не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 (не позднее 10 часов 00 минут хабаровского времени суток *Х*-1 для второй неценовой зоны) и согласована (разрешена) СО. При этом в заявке должна быть указана информация о длительности проведения испытаний, о графиках нагрузки и о возможности аварийного отключения оборудования, а также время, необходимое для прекращения испытаний; * в уведомлении о составе и параметрах оборудования, поданном не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 (не позднее 10 часов 00 минут хабаровского времени суток *Х*-1 для второй неценовой зоны), заявлен режим работы испытываемого генерирующего оборудования в соответствии с диспетчерской заявкой. При этом режим работы (нагрузка) данной ЕГО в каждый час периода проведения испытаний должен быть задан равными значениями максимальной и минимальной мощности (Рмакс=Рмин) с указанием признака вынужденного состояния ЕГО (признак «ВСост»); * испытания заявлены участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования для целей РСВ и учтены на этапе формирования ПДГ.   **…** | **…**  Обязательным условием проведения указанных испытаний является одновременное выполнение следующих условий:   * диспетчерская заявка на проведение испытаний подана не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 (не позднее 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени) суток *Х*-1 для второй неценовой зоны) и согласована (разрешена) СО. При этом в заявке должна быть указана информация о длительности проведения испытаний, о графиках нагрузки и о возможности аварийного отключения оборудования, а также время, необходимое для прекращения испытаний; * в уведомлении о составе и параметрах оборудования, поданном не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток *Х*-2 (не позднее 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени) суток *Х*-1 для второй неценовой зоны), заявлен режим работы испытываемого генерирующего оборудования в соответствии с диспетчерской заявкой. При этом режим работы (нагрузка) данной ЕГО в каждый час периода проведения испытаний должен быть задан равными значениями максимальной и минимальной мощности (Рмакс=Рмин) с указанием признака вынужденного состояния ЕГО (признак «ВСост»); * испытания заявлены участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования для целей РСВ и учтены на этапе формирования ПДГ.   **…** |
| **4.3** | 4.3. Порядок определения готовности генерирующего оборудования, режим работы которого зависит от наличия теплового потребителя Максимальная мощность единиц генерирующего оборудования тепловых электростанций, состояние которых подлежит оптимизации в рамках ВСВГО и режим работы которых зависит от наличия теплового потребителя (турбины типа «Р» (в том числе «ПР», «ТР» и «ПТР», за исключением турбин типа «Р», имеющих приключенные турбины), ГТУ в составе ГТУ-ТЭЦ и пр.), готовая к выработке электроэнергии, при выводе такого оборудования в резерв или ремонт принимается равной нулю, если иное не подтверждено специализированными расчетами, заключающимися в перераспределении паровой нагрузки между оставшимися турбинами с соответствующим пересчетом ограничений мощности по каждой из них.  Максимальная мощность единиц генерирующего оборудования тепловых электростанций, состояние которых не подлежит оптимизации в рамках процедуры ВСВГО (состояние такого оборудования в уведомлении ВСВГО указано как вынужденно включенное или отключенное) и режим работы которых зависит от наличия теплового потребителя (турбины типа «Р» (в том числе «ПР», «ТР» и «ПТР»), ГТУ в составе ГТУ-ТЭЦ и пр.), при выводе такого оборудования в резерв или ремонт принимается равной нулю.  Снижение максимальной мощности в указанных в настоящем пункте случаях при подаче соответствующего уведомления о составе и параметрах оборудования не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток *Х*-2 (не позднее 10 часов 00 минут хабаровского времени суток *Х*-1 для второй неценовой зоны) подлежит регистрации как , при направлении уведомления после указанного времени или его отсутствии снижение максимальной мощности регистрируется в общем порядке (, ). | 4.3. Порядок определения готовности генерирующего оборудования, режим работы которого зависит от наличия теплового потребителя Максимальная мощность единиц генерирующего оборудования тепловых электростанций, состояние которых подлежит оптимизации в рамках ВСВГО и режим работы которых зависит от наличия теплового потребителя (турбины типа «Р» (в том числе «ПР», «ТР» и «ПТР», за исключением турбин типа «Р», имеющих приключенные турбины), ГТУ в составе ГТУ-ТЭЦ и пр.), готовая к выработке электроэнергии, при выводе такого оборудования в резерв или ремонт принимается равной нулю, если иное не подтверждено специализированными расчетами, заключающимися в перераспределении паровой нагрузки между оставшимися турбинами с соответствующим пересчетом ограничений мощности по каждой из них.  Максимальная мощность единиц генерирующего оборудования тепловых электростанций, состояние которых не подлежит оптимизации в рамках процедуры ВСВГО (состояние такого оборудования в уведомлении ВСВГО указано как вынужденно включенное или отключенное) и режим работы которых зависит от наличия теплового потребителя (турбины типа «Р» (в том числе «ПР», «ТР» и «ПТР»), ГТУ в составе ГТУ-ТЭЦ и пр.), при выводе такого оборудования в резерв или ремонт принимается равной нулю.  Снижение максимальной мощности в указанных в настоящем пункте случаях при подаче соответствующего уведомления о составе и параметрах оборудования не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток *Х*-2 (не позднее 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени) суток *Х*-1 для второй неценовой зоны) подлежит регистрации как , при направлении уведомления после указанного времени или его отсутствии снижение максимальной мощности регистрируется в общем порядке (, ). |
| **4.5** | **Порядок учета ограничений (снижений) мощности энергоблоков ПГУ и ГТУ, зависящих от температуры наружного воздуха**  …  При наличии согласованной до начала месяца с СО зависимости ограничений (снижений) максимальной мощности блочных единиц генерирующего оборудования (ГТУ в составе ПГУ, ГТУ) от величины изменения температуры наружного воздуха, участник оптового рынка в составе уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования (и в уведомлениях РСВ, и в оперативных уведомлениях), подаваемых в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), должен заявлять значения прогнозной температуры наружного воздуха, принятые при расчете параметров указанного генерирующего оборудования, и соответствующие им ограничения (снижения) максимальной мощности.  При этом в составе оперативных уведомлений могут быть заявлены дополнительные ограничения (снижения) максимальной мощности, не связанные с ремонтом основного и (или) вспомогательного оборудования и обусловленные изменением ограничений установленной мощности в связи с увеличением прогнозной температуры наружного воздуха, заявленной в составе оперативного уведомления, относительно прогнозной температуры наружного воздуха, заявленной в составе уведомления РСВ, более чем на 5 (пять) градусов по Цельсию. В таких случаях снижение максимальной мощности включенных в работу блочных единиц генерирующего оборудования энергоблоков ПГУ и ГТУ, заявленное в составе уведомления о составе и параметрах генерирующего оборудования в период с 16 часов 30 минут московского времени суток, предшествующих торговым (для второй неценовой зоны – после 10 часов 00 минут хабаровского времени суток *Х*-1), до часа (*n*-4), где *n* – операционный час регистрируется:  … | **Порядок учета ограничений (снижений) мощности энергоблоков ПГУ и ГТУ, зависящих от температуры наружного воздуха**  …  При наличии согласованной до начала месяца с СО зависимости ограничений (снижений) максимальной мощности блочных единиц генерирующего оборудования (ГТУ в составе ПГУ, ГТУ) от величины изменения температуры наружного воздуха, участник оптового рынка в составе уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования (и в уведомлениях РСВ, и в оперативных уведомлениях), подаваемых в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), должен заявлять значения прогнозной температуры наружного воздуха, принятые при расчете параметров указанного генерирующего оборудования, и соответствующие им ограничения (снижения) максимальной мощности.  При этом в составе оперативных уведомлений могут быть заявлены дополнительные ограничения (снижения) максимальной мощности, не связанные с ремонтом основного и (или) вспомогательного оборудования и обусловленные изменением ограничений установленной мощности в связи с увеличением прогнозной температуры наружного воздуха, заявленной в составе оперативного уведомления, относительно прогнозной температуры наружного воздуха, заявленной в составе уведомления РСВ, более чем на 5 (пять) градусов по Цельсию. В таких случаях снижение максимальной мощности включенных в работу блочных единиц генерирующего оборудования энергоблоков ПГУ и ГТУ, заявленное в составе уведомления о составе и параметрах генерирующего оборудования в период с 16 часов 30 минут московского времени суток, предшествующих торговым (для второй неценовой зоны – после 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени) суток *Х*-1), до часа (*n*-4), где *n* – операционный час регистрируется:  … |
| **4.7.1** | Участник ОРЭМ может подать СО оперативное уведомление о досрочном окончании ремонта (вынужденного простоя) оборудования ранее согласованных сроков окончания ремонта и готовности указанного оборудования к работе.  В случае включения указанного оборудования в работу, снижение мощности регистрируется в общем порядке до момента включения генерирующего оборудования в сеть.  В случае согласованного СО перевода указанного оборудования из ремонта (вынужденного простоя) в холодный резерв (для ГЭС/ГАЭС – закрытия соответствующей диспетчерской заявки), снижение мощности регистрируется в общем порядке (продолжается регистрация соответствующего снижения мощности ,,,,) до наступления одного из следующих событий:  …   * до часа *h*, на который указанное оборудование было заявлено участником оптового рынка как готовое к работе в уведомлении о составе и параметрах оборудования, поданном не позднее 10 часов 00 минут суток *Х-2*. | Участник ОРЭМ может подать СО оперативное уведомление о досрочном окончании ремонта (вынужденного простоя) оборудования ранее согласованных сроков окончания ремонта и готовности указанного оборудования к работе.  В случае включения указанного оборудования в работу, снижение мощности регистрируется в общем порядке до момента включения генерирующего оборудования в сеть.  В случае согласованного СО перевода указанного оборудования из ремонта (вынужденного простоя) в холодный резерв (для ГЭС/ГАЭС – закрытия соответствующей диспетчерской заявки), снижение мощности регистрируется в общем порядке (продолжается регистрация соответствующего снижения мощности ,,,,) до наступления одного из следующих событий:  …   * до часа *h,* на который указанное оборудование было заявлено участником оптового рынка как готовое к работе в уведомлении о составе и параметрах оборудования, поданном не позднее 10 часов 00 минут суток *Х-2* (для территории Дальнего Востока – 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени) суток *Х-2.* |
| **4.7.2** | Участник ОРЭМ может подать СО оперативное уведомление о досрочном завершении заявленного режима работы (ограничений) с закрытием соответствующей диспетчерской заявки (в т.ч. в связи с проведением испытаний генерирующего оборудования с заявленным снижением включенной мощности, а также ремонтом котельного, вспомогательного или общестанционного оборудования) ранее предварительно согласованных сроков.  В таком случае снижение мощности регистрируется в общем порядке (продолжается регистрация соответствующего снижения мощности ,,,,) до наступления одного из следующих событий:  …  до часа *h*, на который отсутствие указанного снижения было заявлено участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах оборудования, поданном не позднее 10 часов 00 минут суток *Х*-2. | Участник ОРЭМ может подать СО оперативное уведомление о досрочном завершении заявленного режима работы (ограничений) с закрытием соответствующей диспетчерской заявки (в т.ч. в связи с проведением испытаний генерирующего оборудования с заявленным снижением включенной мощности, а также ремонтом котельного, вспомогательного или общестанционного оборудования) ранее предварительно согласованных сроков.  В таком случае снижение мощности регистрируется в общем порядке (продолжается регистрация соответствующего снижения мощности ,,,,) до наступления одного из следующих событий:  …   * до часа *h*, на который отсутствие указанного снижения было заявлено участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах оборудования, поданном не позднее 10 часов 00 минут (для территории Дальнего Востока – 3 часов 00 минут московского времени (10 часов 00 минут хабаровского времени)) суток *Х*-2. |
| **4.9** | 4.9. Порядок определения готовности генерирующего оборудования в период снижения максимальной мощности, не связанного с изменением эксплуатационного состояния оборудованияСнижение максимальной мощности, заявленное участником ОРЭМ в уведомлении о составе и параметрах оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 10 часов хабаровского времени суток *Х*-1), и разрешенных внеплановых диспетчерских заявках на снижение максимальной мощности, подлежат регистрации как  в случаях, если указанные снижения обусловлены:  * сезонно действующими факторами (снижение тепловых нагрузок, повышенное потребление тепла, повышение температуры воды на входе в конденсатор, повышение температуры наружного воздуха), отсутствием топлива, недостатком гидроресурсов, наличием ограничений по техническим причинам, носящих временный характер; * неработоспособностью устройств противоаварийной автоматики, наличие которой было предусмотрено техническими условиями на технологическое присоединение генерирующего оборудования.  В случае заявления указанных снижений позже 16 часов 30 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 10 часов хабаровского времени суток *Х*-1) СО осуществляет регистрацию показателей неготовности в общем порядке. | 4.9. Порядок определения готовности генерирующего оборудования в период снижения максимальной мощности, не связанного с изменением эксплуатационного состояния оборудованияСнижение максимальной мощности, заявленное участником ОРЭМ в уведомлении о составе и параметрах оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 3 часов московского времени (10 часов хабаровского времени) суток *Х*-1), и разрешенных внеплановых диспетчерских заявках на снижение максимальной мощности, подлежат регистрации как  в случаях, если указанные снижения обусловлены:  * сезонно действующими факторами (снижение тепловых нагрузок, повышенное потребление тепла, повышение температуры воды на входе в конденсатор, повышение температуры наружного воздуха), отсутствием топлива, недостатком гидроресурсов, наличием ограничений по техническим причинам, носящих временный характер; * неработоспособностью устройств противоаварийной автоматики, наличие которой было предусмотрено техническими условиями на технологическое присоединение генерирующего оборудования.  В случае заявления указанных снижений позже 16 часов 30 минут московского времени суток *Х*-2 (для второй неценовой зоны – до 3 часов московского времени (10 часов хабаровского времени) суток *Х*-1) СО осуществляет регистрацию показателей неготовности в общем порядке. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ МОНИТОРИНГА СОБЛЮДЕНИЯ ОРГАНИЗАЦИЕЙ ПО УПРАВЛЕНИЮ ЕДИНОЙ НАЦИОНАЛЬНОЙ (ОБЩЕРОССИЙСКОЙ) ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТЬЮ ОБЪЕМА И СРОКОВ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТОВ (Приложение № 13.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **3.4.1** | 3.4.1. В отношении ремонтов объектов электросетевого хозяйства ФСК, проводимых по разрешенным СО диспетчерским заявкам, поданным ФСК в СО не позднее 16:30 5 (пятых) рабочих суток, предшествующих отчетным суткам *Х* (по времени соответствующей ценовой/неценовой зоны *z*; далее – 16:30 рабочих суток *Х*-5), и по диспетчерским заявкам на продление, поданным ФСК в СО не позднее 16:30 календарных суток *Х*-2, и неучете такого ремонта в сводном месячном графике ремонтов, СО регистрирует коэффициент , который рассчитывается для каждого часа *h* суток по формуле:  , (1а)  , (1б)  где  (, ) ― число объектов электросетевого хозяйства ценовой/неценовой зоны *z* соответствующего класса напряжения (500 кВ и выше, 330 кВ, 220 кВ соответственно), ремонт которых в часе *h* не был предусмотрен сводным месячным графиком ремонтов и проводится по разрешенным СО диспетчерским заявкам, поданным ФСК в СО не позднее 16:30 рабочих суток *Х*-5 (по времени соответствующей ценовой/неценовой зоны *z*; далее – рабочих суток *Х*-5), и по диспетчерским заявкам на продление, поданным ФСК в СО не позднее 16:30 календарных суток *Х*-2;  ... | 3.4.1. В отношении ремонтов объектов электросетевого хозяйства ФСК, проводимых по разрешенным СО диспетчерским заявкам, поданным ФСК в СО не позднее 16:30 5 (пятых) рабочих суток, предшествующих отчетным суткам *Х* (по московскому времени для ценовых зон *z,* неценовых зон *z* НЦЗК, НЦЗА, Калининградской области, а для второй неценовой зоны *z* – до 9 часов 30 минут по московскому времени (16 часов 30 минут по хабаровскому времени); далее – 16:30 рабочих суток *Х*-5), и по диспетчерским заявкам на продление, поданным ФСК в СО не позднее 16:30 календарных суток *Х*-2, и неучете такого ремонта в сводном месячном графике ремонтов, СО регистрирует коэффициент , который рассчитывается для каждого часа *h* суток по формуле:  , (1а)  , (1б)  где  (, ) ― число объектов электросетевого хозяйства ценовой/неценовой зоны *z* соответствующего класса напряжения (500 кВ и выше, 330 кВ, 220 кВ соответственно), ремонт которых в часе *h* не был предусмотрен сводным месячным графиком ремонтов и проводится по разрешенным СО диспетчерским заявкам, поданным ФСК в СО не позднее 16:30 рабочих суток *Х*-5 (по московскому времени для ценовых зон *z,* неценовых зон *z* НЦЗК, НЦЗА, Калининградской области, а для второй неценовой зоны *z* – до 9 часов 30 минут по московскому времени (16 часов 30 минут по хабаровскому времени) далее – рабочих суток *Х*-5), и по диспетчерским заявкам на продление, поданным ФСК в СО не позднее 16:30 календарных суток *Х*-2;  ... |
| **3.4.2** | 3.4.2. В случае отключения электросетевого оборудования или невключения по команде СО в пределах срока аварийной готовности или при проведении ремонта при отсутствии разрешенных СО диспетчерских заявок ФСК на вывод в ремонт, поданных не позднее 16:30 рабочих суток *Х*-5 (по времени соответствующей ценовой/неценовой зоны *z*; далее – рабочих суток *Х*-5), а диспетчерских заявок на продление ремонта – не позднее 16:30 календарных суток *Х*-2, СО регистрирует коэффициент , который рассчитывается для каждого часа *h* суток по формуле:  , (2а)  , (2б)  где  (, ) ― число объектов электросетевого хозяйства ценовой/неценовой зоны *z* соответствующего класса напряжения (500 кВ и выше, 330 кВ, 220 кВ соответственно), отключение и (или) невключение по команде СО, в т.ч. в пределах срока аварийной готовности, и (или) ремонт которых зарегистрированы в часе *h* при отсутствии разрешенных СО диспетчерских заявок ФСК на вывод в ремонт, поданных не позднее 16:30 рабочих суток *Х*-5 (по времени соответствующей ценовой/неценовой зоны *z*), а диспетчерских заявок на продление ремонта – не позднее 16:30 календарных суток *Х*-2;  … | 3.4.2. В случае отключения электросетевого оборудования или невключения по команде СО в пределах срока аварийной готовности или при проведении ремонта при отсутствии разрешенных СО диспетчерских заявок ФСК на вывод в ремонт, поданных не позднее 16:30 рабочих суток *Х*-5 (по московскому времени для ценовых зон *z,* неценовых зон *z* НЦЗК, НЦЗА, Калининградской области, а для второй неценовой зоны *z* – до 9 часов 30 минут по московскому времени (16 часов 30 минут по хабаровскому времени); далее – рабочих суток *Х*-5), а диспетчерских заявок на продление ремонта – не позднее 16:30 календарных суток *Х*-2, СО регистрирует коэффициент , который рассчитывается для каждого часа *h* суток по формуле:  , (2а)  , (2б)  где  (, ) ― число объектов электросетевого хозяйства ценовой/неценовой зоны *z* соответствующего класса напряжения (500 кВ и выше, 330 кВ, 220 кВ соответственно), отключение и (или) невключение по команде СО, в т.ч. в пределах срока аварийной готовности, и (или) ремонт которых зарегистрированы в часе *h* при отсутствии разрешенных СО диспетчерских заявок ФСК на вывод в ремонт, поданных не позднее 16:30 рабочих суток *Х*-5 (по московскому времени для ценовых зон *z,* неценовых зон *z* НЦЗК, НЦЗА, Калининградской области, а для второй неценовой зоны *z* – до 9 часов 30 минут по московскому времени (16 часов 30 минут по хабаровскому времени), а диспетчерских заявок на продление ремонта – не позднее 16:30 календарных суток *Х*-2;  … |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ПОКУПКИ/ПРОДАЖИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ УЧАСТНИКАМИ ОПТОВОГО РЫНКА ДЛЯ ДАЛЬНЕЙШЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В ЦЕЛЯХ ЭКСПОРТА/ИМПОРТА В ЗАРУБЕЖНЫЕ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ (Приложение № 15 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **3.5** | ДДПР обязан обеспечить заключение соглашения между СО и организацией, осуществляющей функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежной энергосистеме (оператор зарубежной энергосистемы), о предоставлении организацией, осуществляющей функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежной энергосистеме, информации о режимах работы зарубежной энергосистемы и основных объектов электроэнергетики этой системы, необходимой СО для актуализации расчетной модели ЕЭС России с целью корректного определения ограничений по внешним перетокам электроэнергии (мощности), учитывающих потокораспределение электроэнергии, обусловленное параллельной работой, и управления режимами указанных энергосистем. Предметом такого соглашения является обязательство организации, осуществляющей функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежной энергосистеме, предоставлять СО следующую информацию: до 9 часов 00 минут по московскому времени для ценовых и первой неценовой (до 9 часов 00 минут по времени второй неценовой) зон торговых суток:прогноз почасового потребления электроэнергии на территории зарубежной энергосистемы в операционные сутки;планируемый суммарный почасовой график генерации зарубежной энергосистемы в операционные сутки;планируемый почасовой график генерации электростанций установленной мощности 100 МВт и выше в операционные сутки;планируемые почасовые перетоки электроэнергии в третьи страны, определяющие баланс энергосистемы в операционные сутки;планируемые ремонты элементов системообразующей сети, находящихся в ведении СО;а также иную информацию, необходимую СО в процессе управления режимами в рамках параллельной работы. | ДДПР обязан обеспечить заключение соглашения между СО и организацией, осуществляющей функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежной энергосистеме (оператор зарубежной энергосистемы), о предоставлении организацией, осуществляющей функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежной энергосистеме, информации о режимах работы зарубежной энергосистемы и основных объектов электроэнергетики этой системы, необходимой СО для актуализации расчетной модели ЕЭС России с целью корректного определения ограничений по внешним перетокам электроэнергии (мощности), учитывающих потокораспределение электроэнергии, обусловленное параллельной работой, и управления режимами указанных энергосистем. Предметом такого соглашения является обязательство организации, осуществляющей функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежной энергосистеме, предоставлять СО в сроки, установленные в *Договоре о присоединении к торговой системе оптового рынка* (регламентах оптового рынка), следующую информацию: прогноз почасового потребления электроэнергии на территории зарубежной энергосистемы в операционные сутки;планируемый суммарный почасовой график генерации зарубежной энергосистемы в операционные сутки;планируемый почасовой график генерации электростанций установленной мощности 100 МВт и выше в операционные сутки;планируемые почасовые перетоки электроэнергии в третьи страны, определяющие баланс энергосистемы в операционные сутки;планируемые ремонты элементов системообразующей сети, находящихся в ведении СО;а также иную информацию, необходимую СО в процессе управления режимами в рамках параллельной работы. … |

**Приложение № 1.2.3**

**Дата вступления в силу:** с1 января 2025 года, но не ранее даты вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации, предусматривающего переход к применению на территории Дальнего Востока московского времени с 1 января 2025 года.

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

|  |  |
| --- | --- |
| **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| |  |  | | --- | --- | | **Время ценовой зоны** | Время, применяемое в первой и второй ценовых зонах (соответственно, именуемое временем первой/второй ценовой зоны) оптового рынка при исполнении Участниками оптового рынка и инфраструктурными организациями обязательств, предусмотренных Договором о присоединении и регламентами оптового рынка, и определяемое как московское (МСК).  В отношении ГТП, отнесенных к первой или второй ценовой зоне, применяется московское время (МСК). | | |  |  | | --- | --- | | **Время ценовой и неценовой зоны** | Время, применяемое в ценовых и неценовых зонах оптового рынка при исполнении Участниками оптового рынка и инфраструктурными организациями обязательств, предусмотренных Договором о присоединении и регламентами оптового рынка, и определяемое как московское (МСК). | |
| |  |  | | --- | --- | | **Время неценовой зоны** | Время, применяемое в соответствующей неценовой зоне оптового рынка при исполнении Участниками оптового рынка и инфраструктурными организациями обязательств, предусмотренных Договором о присоединении и регламентами оптового рынка, и определяемое для неценовой зоны Архангельской области, неценовой зоны Республики Коми и неценовой зоны Калининградской области как московское (МСК), для второй неценовой зоны как хабаровское (МСК + 7 часов). | | **Удалить** |
| |  |  | | --- | --- | | **Операционные сутки** | Интервал времени, равный 24 (двадцати четырем) астрономическим часам, начинающийся в 00 (ноль) часов 00 (ноль) минут 00 (ноль) секунд:  – по московскому времени для первой и второй ценовых зон, неценовых зон НЦЗК, НЦЗА и Калининградской области,  – по хабаровскому времени – для второй неценовой зоны,  в определенную календарную дату, в течение которой происходит производство/потребление электроэнергии, проданное/купленное в торговые сутки. | | |  |  | | --- | --- | | **Операционные сутки** | Интервал времени, равный 24 (двадцати четырем) астрономическим часам, начинающийся в 00 (ноль) часов 00 (ноль) минут 00 (ноль) секунд по московскому времени для ценовых зон и неценовых зон оптового рынка в определенную календарную дату, в течение которой происходит производство/потребление электроэнергии, проданное/купленное в торговые сутки. | |

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

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **3.9** | Вышеуказанные корректирующие акты учета перетоков (макеты 51075) по сечениям коммерческого учета, входящим в сечение экспорта-импорта, должны формироваться и представляться ФСК в КО на основании результатов измерений объемов электроэнергии, передаваемой по межгосударственным линиям электропередач (МГЛЭП), пересекающим государственную границу Российской Федерации, при этом данные коммерческого учета представляются в КО с учетом времени той ценовой зоны (неценовой зоны), к которой отнесено сечение экспорта-импорта. | Вышеуказанные корректирующие акты учета перетоков (макеты 51075) по сечениям коммерческого учета, входящим в сечение экспорта-импорта, должны формироваться и представляться ФСК в КО на основании результатов измерений объемов электроэнергии, передаваемой по межгосударственным линиям электропередач (МГЛЭП), пересекающим государственную границу Российской Федерации, при этом данные коммерческого учета представляются в КО по московскому времени. |
| **3.10** | Для сечений между ценовыми зонами, а также между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, формирование (направление) данных коммерческого учета в КО осуществляет ФСК (за исключением случаев, когда в указанных сечениях точки поставки относятся к ГТП потребления смежных участников оптового рынка или участника оптового рынка и ФСК). В случае если сечение между ценовыми зонами, а также между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, сформировано из точек поставки, относящихся к ГТП потребления смежных участников оптового рынка или участника оптового рынка и ФСК, формирование (направление) данных коммерческого учета осуществляют указанные участники оптового рынка или участник оптового рынка и ФСК. При этом данные коммерческого учета представляются в КО с учетом времени той ценовой зоны, к которой отнесено данное сечение. | Для сечений между ценовыми зонами, а также между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, формирование (направление) данных коммерческого учета в КО осуществляет ФСК (за исключением случаев, когда в указанных сечениях точки поставки относятся к ГТП потребления смежных участников оптового рынка или участника оптового рынка и ФСК). В случае если сечение между ценовыми зонами, а также между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, сформировано из точек поставки, относящихся к ГТП потребления смежных участников оптового рынка или участника оптового рынка и ФСК, формирование (направление) данных коммерческого учета осуществляют указанные участники оптового рынка или участник оптового рынка и ФСК. При этом данные коммерческого учета представляются в КО по московскому времени. |
| **4.3** | СО:   * согласует представленные ФСК ПСИ в части способов формирования оперативной информации по точкам учета в сечениях коммерческого учета, входящих в сечения экспорта-импорта, и точкам учета в сечениях между ценовыми зонами, а также между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, за исключением точек поставки, включенных в сечение коммерческого учета между первой и второй ценовыми зонами и расположенных на границе балансовой принадлежности ГТП потребления участников оптового рынка; * согласует представленные участниками оптового рынка в отношении ГТП генерации ПСИ в части способов формирования оперативной информации; * определяет источники оперативных данных, используемые для формирования суммарной величины потребления по территориям субъектов РФ, в том числе на основании нормальных схем электрических соединений объектов электроэнергетики, данных, представленных в ПСИ субъектов оптового рынка, направляемых КО в СО в рамках cоглашения о взаимодействии между СО и КО; * ежедневно по рабочим дням, но не позднее 12:00 3-го календарного дня месяца, следующего за отчетным, передает в КО, в соответствии с соглашением о взаимодействии между СО и КО, для возможного использования при применении замещающих методов расчета следующую почасовую оперативную информацию:  1. оперативную информацию о выработке электроэнергии по ГТП генерации (с учетом информации об объемах потребления электроэнергии по ГТП ГАЭС в двигательном режиме), а также информацию на основании которой она сформирована, а именно:  * информацию о выработке электроэнергии по ГТП генерации (с учетом информации об объемах потребления электроэнергии по ГТП ГАЭС в двигательном режиме), сформированную на основании телеинформации, полученной от субъекта оптового рынка в порядке, предусмотренном приложением 3 к Регламенту допуска к торговой системе оптового рынка (Приложение № 1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка); * информацию о выработке электроэнергии по ГТП генерации (с учетом информации об объемах потребления электроэнергии по ГТП ГАЭС в двигательном режиме), сформированную на основании данных уточненного диспетчерского графика (УДГ); * информацию о признаках недостоверности данных, сформированных на основании телеинформации, определенных в соответствии с п. 6.4.4 настоящего Регламента;  1. оперативную информацию о перетоках электроэнергии по сечениям экспорта-импорта и сечениям между ценовыми зонами, а также между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам.   При этом оперативная информация о выработке электроэнергии по ГТП генерации (с учетом информации об объемах потребления электроэнергии по ГТП ГАЭС в двигательном режиме) формируется СО на основании телеинформации, полученной от субъекта оптового рынка в порядке, предусмотренном приложением 3 к Регламенту допуска к торговой системе оптового рынка (Приложение № 1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка). В случае если оперативные данные о выработке электроэнергии по ГТП генерации (с учетом информации об объемах потребления электроэнергии по ГТП ГАЭС в двигательном режиме) для соответствующих часов, сформированные на основе телеинформации, являются недостоверными, СО передает в отношении вышеуказанных часов в КО значения уточненного диспетчерского графика (далее – УДГ);   1. оперативную информацию о суммарном потреблении территории субъекта РФ, равном алгебраической сумме значений оперативной информации о выработке электроэнергии по ГТП генерации (с учетом информации об объемах потребления электроэнергии по ГТП ГАЭС в двигательном режиме), расположенным на соответствующей территории, и оперативной информации о величине перетоков между территориями субъектов РФ, а также оперативной информации о величине перетоков в сечениях коммерческого учета, отнесенных к сечениям экспорта/импорта (при наличии на территории соответствующего субъекта РФ), при этом за положительное значение перетоков принимается значение перетока электрической энергии, направленное в сторону территории субъекта РФ;  * в случае выявления недостоверных данных не позднее 12:00 3-го календарного дня месяца, следующего за отчетным, передает в КО, в соответствии с соглашением о взаимодействии между СО и КО, для возможного использования при применении замещающих методов расчета уточненную почасовую оперативную информацию; * принимает и обрабатывает данные коммерческого учета по объектам регулирования агрегаторов, направленные КО в соответствии с разделом 9 настоящего Регламента, для последующего определения объема оказанных услуг по управлению изменением режима потребления электроэнергии. | СО:   * согласует представленные ФСК ПСИ в части способов формирования оперативной информации по точкам учета в сечениях коммерческого учета, входящих в сечения экспорта-импорта, и точкам учета в сечениях между ценовыми зонами, а также между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, за исключением точек поставки, включенных в сечение коммерческого учета между первой и второй ценовыми зонами и расположенных на границе балансовой принадлежности ГТП потребления участников оптового рынка; * согласует представленные участниками оптового рынка в отношении ГТП генерации ПСИ в части способов формирования оперативной информации; * определяет источники оперативных данных, используемые для формирования суммарной величины потребления по территориям субъектов РФ, в том числе на основании нормальных схем электрических соединений объектов электроэнергетики, данных, представленных в ПСИ субъектов оптового рынка, направляемых КО в СО в рамках cоглашения о взаимодействии между СО и КО; * ежедневно по рабочим дням, но не позднее 12:00 3-го календарного дня месяца, следующего за отчетным, передает в КО, в соответствии с соглашением о взаимодействии между СО и КО, для возможного использования при применении замещающих методов расчета следующую почасовую оперативную информацию:  1. оперативную информацию о выработке электроэнергии по ГТП генерации (с учетом информации об объемах потребления электроэнергии по ГТП ГАЭС в двигательном режиме), а также информацию на основании которой она сформирована, а именно:  * информацию о выработке электроэнергии по ГТП генерации (с учетом информации об объемах потребления электроэнергии по ГТП ГАЭС в двигательном режиме), сформированную на основании телеинформации, полученной от субъекта оптового рынка в порядке, предусмотренном приложением 3 к Регламенту допуска к торговой системе оптового рынка (Приложение № 1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка); * информацию о выработке электроэнергии по ГТП генерации (с учетом информации об объемах потребления электроэнергии по ГТП ГАЭС в двигательном режиме), сформированную на основании данных уточненного диспетчерского графика (УДГ); * информацию о признаках недостоверности данных, сформированных на основании телеинформации, определенных в соответствии с п. 6.4.4 настоящего Регламента;  1. оперативную информацию о перетоках электроэнергии по сечениям экспорта-импорта и сечениям между ценовыми зонами, а также между ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам.   При этом оперативная информация о выработке электроэнергии по ГТП генерации (с учетом информации об объемах потребления электроэнергии по ГТП ГАЭС в двигательном режиме) формируется СО на основании телеинформации, полученной от субъекта оптового рынка в порядке, предусмотренном приложением 3 к Регламенту допуска к торговой системе оптового рынка (Приложение № 1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка). В случае если оперативные данные о выработке электроэнергии по ГТП генерации (с учетом информации об объемах потребления электроэнергии по ГТП ГАЭС в двигательном режиме) для соответствующих часов, сформированные на основе телеинформации, являются недостоверными, СО передает в отношении вышеуказанных часов в КО значения уточненного диспетчерского графика (далее – УДГ);   1. оперативную информацию о суммарном потреблении территории субъекта РФ, равном алгебраической сумме значений оперативной информации о выработке электроэнергии по ГТП генерации (с учетом информации об объемах потребления электроэнергии по ГТП ГАЭС в двигательном режиме), расположенным на соответствующей территории, и оперативной информации о величине перетоков между территориями субъектов РФ, а также оперативной информации о величине перетоков в сечениях коммерческого учета, отнесенных к сечениям экспорта/импорта (при наличии на территории соответствующего субъекта РФ), при этом за положительное значение перетоков принимается значение перетока электрической энергии, направленное в сторону территории субъекта РФ;  * при формировании почасовой оперативной информации, предусмотренной настоящим пунктом, в отношении суммарного потребления территории субъекта РФ, ГТП генерации, сечений экспорта-импорта, отнесенных к территории Дальневосточного федерального округа, за декабрь 2024 года СО дополнительно указывает оперативные данные за первые 7 (семь) часов отчетного периода января 2025 года, определенные по хабаровскому времени, при этом оперативные данные за вышеуказанные 7 (семь) часов формируются и направляются в КО по московскому времени; * в случае выявления недостоверных данных не позднее 12:00 3-го календарного дня месяца, следующего за отчетным, передает в КО, в соответствии с соглашением о взаимодействии между СО и КО, для возможного использования при применении замещающих методов расчета уточненную почасовую оперативную информацию; * принимает и обрабатывает данные коммерческого учета по объектам регулирования агрегаторов, направленные КО в соответствии с разделом 9 настоящего Регламента, для последующего определения объема оказанных услуг по управлению изменением режима потребления электроэнергии. |
| **7.5** | …  При этом суммарное значение объемов сальдо перетоков, предоставленных в интегральном акте учета перетоков (макет 50080), должно равняться сумме часовых значений учетных показателей за месяц по соответствующему сечению коммерческого учета, сформированных (направленных) согласно пп. 7.2, 7.6 настоящего Регламента. | …  При этом суммарное значение объемов сальдо перетоков, предоставленных в интегральном акте учета перетоков (макет 50080), должно равняться сумме часовых значений учетных показателей за месяц по соответствующему сечению коммерческого учета, сформированных (направленных) согласно пп. 7.2, 7.6 настоящего Регламента (с учетом дополнительных 7 часов в случаях, предусмотренных п. 7.9 настоящего Регламента). |
| **7.6** | …  4) Причина № 4: отсутствие возможности согласования почасовых значений учетных показателей в ГТП генерации или в сечении коммерческого учета. Причина № 4 указывается в следующих случаях:  – отсутствие Акта о соответствии АИИС КУЭ техническим требованиям оптового рынка, действующего в течение всего отчетного периода (в отношении сечений коммерческого учета – отсутствие действующего в течение всего отчетного периода Акта о соответствии АИИС КУЭ техническим требованиям оптового рынка, полученного любым из смежных участников оптового рынка (ФСК)), в том числе в связи с выполнением условий, указанных в настоящем пункте и связанных с указанием в предыдущих расчетных периодах причины № 1 в корректирующем акте учета (оборота) по ГТП генерации или корректирующем акте учета перетоков по сечению коммерческого учета (макет 51075);  – необходимость регистрации ПСИ, включающего актуализированный алгоритм расчета учетного показателя, в том числе в связи с указанием в предыдущих расчетных периодах в корректирующем акте учета (оборота) по ГТП генерации или корректирующем акте учета перетоков по сечению коммерческого учета (макет 51075) причины № 2;  – необходимость актуализации регистрационной информации в части состава точек поставки и (или) точек измерения, в том числе в связи с указанием в предыдущих расчетных периодах в корректирующем акте учета (оборота) по ГТП генерации или корректирующем акте учета перетоков по сечению коммерческого учета (макет 51075) причины № 3;  – необходимость выполнения требований по подтверждению соответствия систем коммерческого учета техническим требованиям оптового рынка и по актуализации регистрационной информации, предусмотренных приложением 2 к *Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – в случае регистрации ПСИ, направленного в соответствии с подп. «а» п. 4.2.3, подп. «а» п. 4.2.5, подп. «а» п. 4.4.1 *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*), – в отношении расчетного периода, в котором зарегистрирован вышеуказанный ПСИ, а также предшествующих расчетных периодов, начиная с даты вступления в силу изменений, предусмотренных указанными выше пунктами *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 формировании данных коммерческого учета в отношении временных сечений, указанных в подп. 1 п. 4.3.6.2 *Положения о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), или сечений коммерческого учета, входящих в сечение экспорта-импорта;  – при формировании данных коммерческого учета в отношении временных сечений, указанных в подп. 2 п. 4.3.6.2 *Положения о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), начиная с месяца, в котором вступил в действие ПСИ по вышеуказанному временному сечению, и заканчивая месяцем, предшествующим месяцу, в отношении всех суток которого действует Акт о соответствии АИИС КУЭ техническим требованиям оптового рынка. | …  4) Причина № 4: отсутствие возможности согласования почасовых значений учетных показателей в ГТП генерации или в сечении коммерческого учета. Причина № 4 указывается в следующих случаях:  – отсутствие Акта о соответствии АИИС КУЭ техническим требованиям оптового рынка, действующего в течение всего отчетного периода (в отношении сечений коммерческого учета – отсутствие действующего в течение всего отчетного периода Акта о соответствии АИИС КУЭ техническим требованиям оптового рынка, полученного любым из смежных участников оптового рынка (ФСК)), в том числе в связи с выполнением условий, указанных в настоящем пункте и связанных с указанием в предыдущих расчетных периодах причины № 1 в корректирующем акте учета (оборота) по ГТП генерации или корректирующем акте учета перетоков по сечению коммерческого учета (макет 51075);  – необходимость регистрации ПСИ, включающего актуализированный алгоритм расчета учетного показателя, в том числе в связи с указанием в предыдущих расчетных периодах в корректирующем акте учета (оборота) по ГТП генерации или корректирующем акте учета перетоков по сечению коммерческого учета (макет 51075) причины № 2;  – необходимость актуализации регистрационной информации в части состава точек поставки и (или) точек измерения, в том числе в связи с указанием в предыдущих расчетных периодах в корректирующем акте учета (оборота) по ГТП генерации или корректирующем акте учета перетоков по сечению коммерческого учета (макет 51075) причины № 3;  – необходимость выполнения требований по подтверждению соответствия систем коммерческого учета техническим требованиям оптового рынка и по актуализации регистрационной информации, предусмотренных приложением 2 к *Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – в случае регистрации ПСИ, направленного в соответствии с подп. «а» п. 4.2.3, подп. «а» п. 4.2.5, подп. «а» п. 4.4.1 *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*), – в отношении расчетного периода, в котором зарегистрирован вышеуказанный ПСИ, а также предшествующих расчетных периодов, начиная с даты вступления в силу изменений, предусмотренных указанными выше пунктами *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 формировании данных коммерческого учета в отношении временных сечений, указанных в подп. 1 п. 4.3.6.2 *Положения о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), или сечений коммерческого учета, входящих в сечение экспорта-импорта;  – при формировании данных коммерческого учета в отношении временных сечений, указанных в подп. 2 п. 4.3.6.2 *Положения о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), начиная с месяца, в котором вступил в действие ПСИ по вышеуказанному временному сечению, и заканчивая месяцем, предшествующим месяцу, в отношении всех суток которого действует Акт о соответствии АИИС КУЭ техническим требованиям оптового рынка;  – в случаях, предусмотренных п. 7.9 настоящего Регламента. |
| **7.9** | Формирование почасовых объемов электроэнергии по ГТП генерации и сечениям коммерческого учета осуществляется согласно единому учетно-расчетному времени:  1) московское время принято:  1) для ценовых и неценовых зон (за исключением второй неценовой зоны);  2) сечений коммерческого учета:  – между второй ценовой зоной и второй неценовой зоной;  – между внезональным энергорайоном, входящим в ГТП потребления на территории Республики Саха (Якутия), и энергообъектами, расположенными на территории Республики Саха (Якутия), имеющими электрическую связь с энергообъектами, расположенными в ценовой зоне Сибири;  – между внезональным энергорайоном, входящим в ГТП потребления на территории Республики Саха (Якутия), и ГТП смежных участников оптового рынка;  – между внезональными энергорайонами, входящими в состав ГТП потребления участников оптового рынка на территории Республики Саха (Якутия);  2) для второй неценовой зоны (за исключением сечений коммерческого учета, указанных в подпункте б) настоящего пункта) принято хабаровское время.  При формировании данных коммерческого учета по вновь образованным сечениям коммерческого учета, указанным в подпункте б) настоящего пункта, за первый отчетный период участники оптового рынка (ФСК) обязаны дополнительно сформировать и направить в соответствии с требованиями настоящего Регламента в КО данные коммерческого учета за первые 7 (семь) часов отчетного периода, определенные по хабаровскому времени, при этом указанные данные коммерческого учета формируются и направляются по московскому времени. | Формирование почасовых объемов электроэнергии по ГТП генерации и сечениям коммерческого учета осуществляется согласно единому учетно-расчетному времени – московскому.  Формирование отчетных данных коммерческого учета по сечениям коммерческого учета и ГТП генерации, относящимся к отдельной территории, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, за декабрь 2024 года осуществляется с учетом следующих особенностей (за исключением случаев, предусмотренных настоящим пунктом):  – за все часы отчетного периода декабря 2024 года, определенные по хабаровскому времени, отчетные данные коммерческого учета формируются и направляются с использованием корректирующих актов учета (оборота) по ГТП генерации, корректирующих актов учета перетоков по сечению коммерческого учета (макеты 51075) с указанием причины № 4 по хабаровскому времени;  – за первые 7 (семь) часов отчетного периода января 2025 года, определенные по хабаровскому времени, отчетные данные коммерческого учета формируются и направляются с использованием корректирующих актов учета (оборота) по ГТП генерации, корректирующих актов учета перетоков по сечению коммерческого учета (макеты 51075) с указанием причины № 4 по московскому времени. При этом отчетные данные коммерческого учета за такие 7 (семь) часов формируются и направляются в КО до 5 января 2025 года включительно в отношении ГТП генерации и до 6 января 2025 года включительно в отношении сечений коммерческого учета.  Формирование отчетных данных коммерческого учета по сечениям коммерческого учета и ГТП генерации, относящимся к отдельной территории, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, за январь 2025 года осуществляется с использованием корректирующих актов учета (оборота) по ГТП генерации, корректирующих актов учета перетоков по сечению коммерческого учета (макеты 51075) с указанием причины № 4 по московскому времени.  Вышеуказанные особенности при формировании отчетных данных коммерческого учета по сечениям коммерческого учета, относящимся к отдельной территории, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, не распространяется на сечения коммерческого учета:  – между второй ценовой зоной и отдельной территорией, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам;  – между внутризональным энергорайоном, входящим в ГТП потребления на территории Республики Саха (Якутия), и энергообъектами, расположенными на территории Республики Саха (Якутия), имеющими электрическую связь с энергообъектами, расположенными в ценовой зоне Сибири;  – между внутризональным энергорайоном, входящим в ГТП потребления на территории Республики Саха (Якутия), и ГТП смежных участников оптового рынка;  – между внутризональными энергорайонами, входящими в состав ГТП потребления участников оптового рынка на территории Республики Саха (Якутия). |
| **7.10** | …  В случае если участниками оптового рынка (ФСК) не сформированы в соответствии с п. 7.2 настоящего Регламента акты учета перетоков по сечению коммерческого учета (макет 51020), а также в иных случаях, установленных настоящим Регламентом (в том числе в случае, если КО принят к расчетам корректирующий акт учета перетоков по сечению коммерческого учета (макет 51075)), почасовые объемы электроэнергии определяются на основании замещающих методов расчета в соответствии с пп. 8.1–8.3, 8.6 настоящего Регламента.  В случае непредоставления агрегатором в КО до 6-го числа месяца, следующего за отчетным, акта учета (оборота) по объекту регулирования (макеты 21070) в отношении отчетного месяца, КО не передает в СО для целей последующего расчета со стороны СО объема оказанных услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии данные коммерческого учета по такому объекту регулирования (в порядке, предусмотренном п. 9.6 настоящего Регламента), при этом замещающие методы расчета объемов электроэнергии не применяются. | …  В случае если участниками оптового рынка (ФСК) не сформированы в соответствии с п. 7.2 настоящего Регламента акты учета перетоков по сечению коммерческого учета (макет 51020), а также в иных случаях, установленных настоящим Регламентом (в том числе в случае, если КО принят к расчетам корректирующий акт учета перетоков по сечению коммерческого учета (макет 51075)), почасовые объемы электроэнергии определяются на основании замещающих методов расчета в соответствии с пп. 8.1–8.3, 8.6 настоящего Регламента.  В случае если КО не приняты отчетные данные коммерческого учета в отношении ГТП генерации, сечений коммерческого учета, относящихся к отдельной территории, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, за первые 7 (семь) часов отчетного периода января 2025 года (определенные по хабаровскому времени) в сроки, установленные настоящим Регламентом, почасовые объемы электроэнергии определяются на основании замещающих методов расчета в соответствии с пп. 8.2, 8.3, 8.7 настоящего Регламента.  В случае непредоставления агрегатором в КО до 6-го числа месяца, следующего за отчетным, акта учета (оборота) по объекту регулирования (макеты 21070) в отношении отчетного месяца, КО не передает в СО для целей последующего расчета со стороны СО объема оказанных услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии данные коммерческого учета по такому объекту регулирования (в порядке, предусмотренном п. 9.6 настоящего Регламента), при этом замещающие методы расчета объемов электроэнергии не применяются. |
| **7.16** | Почасовые объемы поставки электроэнергии по сечению экспорта-импорта определяются КО путем суммирования почасовых сальдо перетоков по всем сечениям коммерческого учета, входящим в вышеуказанное сечение экспорта-импорта, с учетом отнесения ко времени той ценовой зоны, к которой отнесено сечение экспорта-импорта. | Почасовые объемы поставки электроэнергии по сечению экспорта-импорта определяются КО путем суммирования почасовых сальдо перетоков по всем сечениям коммерческого учета, входящим в вышеуказанное сечение экспорта-импорта. |
| **Приложение 3, п. 2.3** | <generation>  Элемент <generation> является обязательным элементом для ГТП генерации, содержит данные о фактических объемах производства электроэнергии и информацию о причинах направления макета 51075.  В документе допускается наличие только одного элемента <generation>.  Атрибутами элемента <generation> являются:  – code – обязательный атрибут, содержит код ГТП генерации в формате GXXXXXXX. Код ГТП генерации состоит из 8 (восьми) символов, включающих строчные или прописные буквы латинского алфавита и (или) цифры;  – name – обязательный атрибут, содержит наименование ГТП генерации. Длина поля – 500 символов;   * – time-zone – обязательный атрибут, указывающий на временной пояс, по которому организация присылает данные в рамках ГТП генерации / сечения КУ. Принимает значение «1» – временной пояс, соответствующий московскому времени (GMT+3).   Потомком элемента <**generation**> является элемент <**period**>. | <generation>  Элемент <generation> является обязательным элементом для ГТП генерации, содержит данные о фактических объемах производства электроэнергии и информацию о причинах направления макета 51075.  В документе допускается наличие только одного элемента <generation>.  Атрибутами элемента <generation> являются:  – code – обязательный атрибут, содержит код ГТП генерации в формате GXXXXXXX. Код ГТП генерации состоит из 8 (восьми) символов, включающих строчные или прописные буквы латинского алфавита и (или) цифры;  – name – обязательный атрибут, содержит наименование ГТП генерации. Длина поля – 500 символов;   * – time-zone – обязательный атрибут, указывающий на временной пояс, по которому организация присылает данные в рамках ГТП генерации / сечения КУ. Принимает значения: * «1» – временной пояс, соответствующий московскому времени (GMT+3); * «3» – временной пояс, соответствующий хабаровскому времени (GMT+10), в случаях, предусмотренных п. 7.9 настоящего Регламента.   Потомком элемента <**generation**> является элемент <**period**>. |
| **Приложение 3, п. 2.4** | <peretok>  Элемент <peretok> является обязательным элементом для сечений КУ, содержит данные о фактических объемах сальдо перетоков электроэнергии между смежными участниками ОРЭМ (участником оптового рынка и ФСК) и информацию о причинах направления макета 51075.  В документе допускается наличие только одного элемента <peretok>.  Атрибутами элемента <peretok> являются:  …  – time-zone – обязательный атрибут, указывающий на временной пояс, по которому организация присылает данные в рамках ГТП генерации / сечения КУ. Принимает значение «1» – временной пояс, соответствующий московскому времени (GMT+3).  Потомком элемента <peretok> является элемент <period>. | <peretok>  Элемент <peretok> является обязательным элементом для сечений КУ, содержит данные о фактических объемах сальдо перетоков электроэнергии между смежными участниками ОРЭМ (участником оптового рынка и ФСК) и информацию о причинах направления макета 51075.  В документе допускается наличие только одного элемента <peretok>  Атрибутами элемента <peretok> являются:  …  – time-zone – обязательный атрибут, указывающий на временной пояс, по которому организация присылает данные в рамках ГТП генерации / сечения КУ. Принимает значения:   * «1» – временной пояс, соответствующий московскому времени (GMT+3); * «3» – временной пояс, соответствующий хабаровскому времени (GMT+10), в случаях, предусмотренных п. 7.9 настоящего Регламента.   Потомком элемента <peretok> является элемент <period>. |
| **Приложение 5, п. 4.2.1.1.1.4.1** | <aiis>  Элемент <aiis> содержит информацию об АИИС.  Обязательный элемент. Допускается наличие не более одного элемента для каждой ГТП.  Атрибутами элемента <aiis> являются:  …  – time-zone – атрибут, указывающий на временной пояс, по которому организация присылает данные КУ в рамках данного сечения КУ, или ГТП генерации, или ОР. Принимает значения «1» – временной пояс, соответствующий московскому времени, или «3» – временной пояс, соответствующий хабаровскому времени, для ГТП генерации / сечений КУ и только значение «1» для ОР. Является обязательным атрибутом. Если в макете присутствуют два элемента <aiis>, то значения атрибутов time-zone этих элементов должны совпадать и соответствовать используемому для данного сечения коммерческого учета или ГТП генерации учетно-расчетному времени, указанному в п. 7.9 настоящего Регламента. В отношении ранее принятых КО макетов, в которых по состоянию на 01.05.2021 заполнены атрибуты time-zone с разными значениями, вышеуказанный атрибут приводится КО к единому значению. В отношении ранее принятых КО макетов, в которых по состоянию на 01.03.2023 выбранный в соответствии с атрибутом time-zone временной пояс не соответствует временному поясу, указанному в п. 7.9 настоящего Регламента, КО приводит данный атрибут в соответствие требованиям вышеуказанного пункта настоящего Регламента;  – ats-code – код АИИС (списка ОР), присвоенный КО. Число из 10 символов. Является необязательным атрибутом. | <aiis>  Элемент <aiis> содержит информацию об АИИС.  Обязательный элемент. Допускается наличие не более одного элемента для каждой ГТП.  Атрибутами элемента <aiis> являются:  …  – time-zone – атрибут, указывающий на временной пояс, по которому организация присылает данные КУ в рамках данного сечения КУ, или ГТП генерации, или ОР. Принимает значение «1» – временной пояс, соответствующий московскому времени, для ГТП генерации / сечений КУ и только значение «1» для ОР. Является обязательным атрибутом. Если в макете присутствуют два элемента <aiis>, то значения атрибутов time-zone этих элементов должны совпадать и соответствовать используемому для данного сечения коммерческого учета или ГТП генерации учетно-расчетному времени, указанному в п. 7.9 настоящего Регламента. В отношении ранее принятых КО макетов, в которых по состоянию на 01.05.2021 заполнены атрибуты time-zone с разными значениями, вышеуказанный атрибут приводится КО к единому значению. В отношении ранее принятых КО макетов, в которых по состоянию на 01.03.2023 выбранный в соответствии с атрибутом time-zone временной пояс не соответствует временному поясу, указанному в п. 7.9 настоящего Регламента, КО приводит данный атрибут в соответствие требованиям вышеуказанного пункта настоящего Регламента;  – ats-code – код АИИС (списка ОР), присвоенный КО. Число из 10 символов. Является необязательным атрибутом. |
| **Приложение 5, Структура документа 60000** | …  <aiis  id-aiis="1n"  id-gtp="1n"  time-zone="1/3"  ats-code="10n"/>  … | …  <aiis  id-aiis="1n"  id-gtp="1n"  time-zone="1"  ats-code="10n"/>  … |
| **Приложение 5, п. 4.4.1.2.1.4.1.1** | <area>  Элемент <area> содержит информацию о группах поставки информации.  Обязательный элемент. Допускается наличие не более двух элементов для каждой АИИС.  Атрибутами элемента <area> являются:  – ats-code – код группы поставки информации, присвоенный КО. Число из 10 символов. Обязательный атрибут;  – name – содержит название группы поставки информации. Длина названия до 250 символов. Является обязательным атрибутом;  – group-type – атрибут является обязательным элементом и содержит: 1 – если группа относится к основной, 2 – если относится к группе малых присоединений;  – time-zone – атрибут, указывающий на временной пояс, по которому организация присылает данные КУ в рамках данного сечения КУ, или ГТП генерации, или ОР. Принимает значения «1» – ценовые и неценовые зоны, кроме второй неценовой зоны, или «3» – вторая неценовая зона. Для ОР принимает значение «1». Является обязательным атрибутом. Если в макете присутствуют два элемента <aiis>, то значения атрибутов time-zone этих элементов должны совпадать и соответствовать используемому для данного сечения КУ или ГТП генерации учетно-расчетному времени, указанному в п. 7.9 настоящего Регламента. В отношении ранее принятых КО макетов, в которых по состоянию на 01.05.2021 заполнены атрибуты time-zone с разными значениями, вышеуказанный атрибут приводится КО к единому значению. В отношении ранее принятых КО макетов, в которых по состоянию на 01.03.2023 выбранный в соответствии с атрибутом time-zone временной пояс не соответствует временному поясу, указанному в п. 7.9 настоящего Регламента, КО приводит данный атрибут в соответствие требованиям вышеуказанного пункта настоящего Регламента. | <area>  Элемент <area> содержит информацию о группах поставки информации.  Обязательный элемент. Допускается наличие не более двух элементов для каждой АИИС.  Атрибутами элемента <area> являются:  – ats-code – код группы поставки информации, присвоенный КО. Число из 10 символов. Обязательный атрибут;  – name – содержит название группы поставки информации. Длина названия до 250 символов. Является обязательным атрибутом;  – group-type – атрибут является обязательным элементом и содержит: 1 – если группа относится к основной, 2 – если относится к группе малых присоединений;  – time-zone – атрибут, указывающий на временной пояс, по которому организация присылает данные КУ в рамках данного сечения КУ, или ГТП генерации, или ОР. Принимает значение «1». Для ОР принимает значение «1». Является обязательным атрибутом. Если в макете присутствуют два элемента <aiis>, то значения атрибутов time-zone этих элементов должны совпадать и соответствовать используемому для данного сечения КУ или ГТП генерации учетно-расчетному времени, указанному в п. 7.9 настоящего Регламента. В отношении ранее принятых КО макетов, в которых по состоянию на 01.05.2021 заполнены атрибуты time-zone с разными значениями, вышеуказанный атрибут приводится КО к единому значению. В отношении ранее принятых КО макетов, в которых по состоянию на 01.03.2023 выбранный в соответствии с атрибутом time-zone временной пояс не соответствует временному поясу, указанному в п. 7.9 настоящего Регламента, КО приводит данный атрибут в соответствие требованиям вышеуказанного пункта настоящего Регламента. |
| **Приложение 5, Структура документа 60002** | …  <area  ats-code="10n"  group-type="1/2"  time-zone="1/3"  name="512x"/>  … | …  <area  ats-code="10n"  group-type="1/2"  time-zone="1"  name="512x"/>  … |
| **Приложение 6, п. 1.2** | Абсолютная максимальная величина потребления электроэнергии в ГТП потребления в отношении месяца *m* определяется как максимальное из почасовых значений величин потребленной электроэнергии , рассчитанных в соответствии с настоящей Методикой для каждого из *h* часов в расчетных периодах (*m*-13) – (*m*-2):  ,  где *i* = (*m*–13) … (*m*–2);  – абсолютная максимальная величина потребления электроэнергии в ГТП потребления, рассчитанная для месяца *m*;  – величина потребления электроэнергии в час *h*, определяемая для *i*-го месяца (*i* = *(m–*2)… *(m*–13)) и принимаемая равной отчетной величине потребленной электроэнергии (с учетом особенностей, установленных пп. 1.4–1.6 настоящей Методики), за исключением случаев, установленных п. 1.3 настоящей Методики. | Абсолютная максимальная величина потребления электроэнергии в ГТП потребления в отношении месяца *m* определяется как максимальное из почасовых значений величин потребленной электроэнергии , рассчитанных в соответствии с настоящей Методикой для каждого из *h* часов в расчетных периодах (*m*-13) – (*m*-2):  ,  где *i* = (*m*–13) … (*m*–2);  – абсолютная максимальная величина потребления электроэнергии в ГТП потребления, рассчитанная для месяца *m*;  – величина потребления электроэнергии в час *h*, определяемая для *i*-го месяца (*i* = *(m–*2)… *(m*–13)) и принимаемая равной отчетной величине потребленной электроэнергии (с учетом особенностей, установленных пп. 1.4–1.6 настоящей Методики), за исключением случаев, установленных п. 1.3 настоящей Методики.  Формирование величины по ГТП потребления, относящимся к отдельной территории, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, в отношении месяца *m* начиная с января 2025 года осуществляется с использованием московского времени. В указанных выше случаях при осуществлении расчета величины используются величины , определенные в отношении месяцев *i* (*i* = *(m–*2)… *(m*–13)) с использованием московского времени, при этом при расчете в отношении января 2025 года величина для месяца *m*–2 определяется без учета последних 7 часов месяца, определенных по московскому времени. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ И СОСТОЯНИЙ ОБЪЕКТОВ ИЗМЕРЕНИЙ (Приложение № 11.1.1 к Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **2.15** | Результаты измерений и данные о состоянии объектов измерений передаются с указанием начала и конца интервала. Начало и конец интервала указывается по времени ценовой зоны, в соответствии с форматом передачи данных. | Результаты измерений и данные о состоянии объектов измерений передаются с указанием начала и конца интервала. Начало и конец интервала указываются по московскому времени.  В отношении Групп (областей) передаваемой информации (параметр <area>), сформированных на основе ПСИ, для которых атрибут timezone равен «3», начиная с расчетного периода января 2025 года КО обеспечивает прием в ПАК КО результатов измерений и данных о состоянии объектов измерений с использованием московского времени (атрибут timezone равен «1»). |
| **2.16** | При любом указании времени в формате передачи данных используется время первой ценовой зоны, если в явном виде в электронном документе не указано иное. | **Удалить с последующим изменением нумерации пунктов** |
| **3.1** | Передача документов с результатами измерений и данными о состоянии объектов измерений (формат электронного документа 80020) производится по электронной почте потребителям информации до 12 часов по времени ценовой зоны, рабочего дня, следующего за операционными сутками. В случае возникновения технических проблем передача данных может быть произведена с задержкой на срок не более 3 рабочих дней, но при этом данные должны быть направлены не позднее 12 часов дня (по московскому времени) 4-го числа месяца, следующего за отчетным.  КО в течение 120 (ста двадцати) минут подтверждает факт получения указанных документов путем направления в адрес участников оптового рынка (ФСК) уведомлений в макете 80021, подписанных электронной подписью и содержащих информацию о статусе приема данных, а также список ошибок и предупреждений. В случае неполучения участником оптового рынка (ФСК) по истечении 120 (ста двадцати) минут вышеуказанного уведомления (макет 80021), представитель участника оптового рынка (ФСК) должен связаться с представителем КО, ответственным за прием информации, с целью локализации и устранения проблемы.  … | Передача документов с результатами измерений и данными о состоянии объектов измерений (формат электронного документа 80020) производится по электронной почте потребителям информации до 12 часов (по московскому времени) рабочего дня, следующего за операционными сутками. В случае возникновения технических проблем передача данных может быть произведена с задержкой на срок не более 3 рабочих дней, но при этом данные должны быть направлены не позднее 12 часов дня (по московскому времени) 4-го числа месяца, следующего за отчетным.  Вышеуказанные документы с результатами измерений и данными о состоянии объектов измерений участников оптового рынка (ФСК) на отдельной территории, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, за каждые сутки декабря 2024 года (определенные по хабаровскому времени) должны быть направлены с указанием хабаровского времени (атрибут timezone равен 3). При этом данные за каждые сутки, начиная с 26 декабря 2024 года (определенные по хабаровскому времени), должны быть направлены не позднее 12 часов дня (по московскому времени) 4 января 2025 года.  Данные за период с 1 по 6 января 2025 года (определенные по хабаровскому времени) вышеуказанными участниками оптового рынка (ФСК) должны быть направлены с указанием хабаровского времени (атрибут timezone равен 3) до 00 часов 8 января 2025 года (по московскому времени). Данные за каждые сутки января 2025 года, начиная с 6 января 2025 года (определенные по московскому времени), вышеуказанными участниками оптового рынка (ФСК) должны быть направлены с указанием московского времени (атрибут timezone равен 1) в порядке и сроки, установленные настоящим Регламентом, начиная с 00 часов 8 января 2025 года (по московскому времени).  В случае если за период с 1 по 5 января 2025 года (определенные по хабаровскому времени) данные не были направлены в КО в порядке, предусмотренном предыдущим абзацем, с указанием хабаровского времени (атрибут timezone равен 3), указанные данные могут быть направлены вышеуказанными участниками оптового рынка (ФСК) с указанием московского времени (атрибут timezone равен 1) в порядке и сроки, установленные настоящим Регламентом, начиная с 00 часов 8 января 2025 года (по московскому времени), за исключением первых 7 (семи) часов 1 января 2025 года, определенных по хабаровскому времени.  КО в течение 120 (ста двадцати) минут подтверждает факт получения указанных документов путем направления в адрес участников оптового рынка (ФСК) уведомлений в макете 80021, подписанных электронной подписью и содержащих информацию о статусе приема данных, а также список ошибок и предупреждений. В случае неполучения участником оптового рынка (ФСК) по истечении 120 (ста двадцати) минут вышеуказанного уведомления (макет 80021), представитель участника оптового рынка (ФСК) должен связаться с представителем КО, ответственным за прием информации, с целью локализации и устранения проблемы.  … |
| **3.2** | Передача документов с данными о результатах измерений и состоянии объектов измерений в отношении «малых» точек измерений (формат электронного документа 80040) производится по электронной почте потребителям информации в любое время после окончания суток, за которые формируется документ, но не позднее 12 часов дня (по московскому времени) 5-го числа месяца, следующего за отчетным.  КО в течение 120 (ста двадцати) минут подтверждает факт получения указанных документов путем направления в адрес участников оптового рынка (ФСК) уведомлений в макете 80041, подписанных электронной подписью и содержащих информацию о статусе приема данных, а также список ошибок и предупреждений. В случае неполучения участником оптового рынка (ФСК) по истечении 120 (ста двадцати) минут вышеуказанного уведомления (макет 80041), представитель участника оптового рынка (ФСК) должен связаться с представителем КО, ответственным за прием информации, с целью локализации и устранения проблемы. | Передача документов с данными о результатах измерений и состоянии объектов измерений в отношении «малых» точек измерений (формат электронного документа 80040) производится по электронной почте потребителям информации в любое время после окончания суток, за которые формируется документ, но не позднее 12 часов дня (по московскому времени) 5-го числа месяца, следующего за отчетным.  Вышеуказанные документы с результатами измерений и данными о состоянии объектов измерений участников оптового рынка (ФСК) на отдельной территории, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившейся к неценовым зонам, за каждые сутки декабря 2024 года (определенные по хабаровскому времени) должны быть направлены с указанием хабаровского времени (атрибут timezone равен 3) не позднее 12 часов дня (по московскому времени) 5 января 2025 года.  Данные за период с 1 по 6 января 2025 года (определенные по хабаровскому времени) вышеуказанными участниками оптового рынка (ФСК) должны быть направлены с указанием хабаровского времени (атрибут timezone равен 3) до 00 часов 8 января 2025 года (по московскому времени). Данные за каждые сутки января 2025 года, начиная с 6 января 2025 года (определенные по московскому времени), вышеуказанными участниками оптового рынка (ФСК) должны быть направлены с указанием московского времени (атрибут timezone равен 1) в порядке и сроки, установленные настоящим Регламентом, начиная с 00 часов 8 января 2025 года (по московскому времени).  В случае если за период с 1 по 5 января 2025 года (определенные по хабаровскому времени) данные не были направлены в КО в порядке, предусмотренном предыдущим абзацем, с указанием хабаровского времени (атрибут timezone равен 3), указанные данные могут быть направлены вышеуказанными участниками оптового рынка (ФСК) с указанием московского времени (атрибут timezone равен 1) в порядке и сроки, установленные настоящим Регламентом, начиная с 00 часов 8 января 2025 года (по московскому времени), за исключением первых 7 (семи) часов 1 января 2025 года, определенных по хабаровскому времени.  КО в течение 120 (ста двадцати) минут подтверждает факт получения указанных документов путем направления в адрес участников оптового рынка (ФСК) уведомлений в макете 80041, подписанных электронной подписью и содержащих информацию о статусе приема данных, а также список ошибок и предупреждений. В случае неполучения участником оптового рынка (ФСК) по истечении 120 (ста двадцати) минут вышеуказанного уведомления (макет 80041), представитель участника оптового рынка (ФСК) должен связаться с представителем КО, ответственным за прием информации, с целью локализации и устранения проблемы. |
| **4.2.1.3** | <area>  Элемент <area> содержит информацию о результатах измерений субъекта ОРЭМ. Атрибутом элемента <area> является timezone, указывающий, к какой временной зоне относится данная <area>. Атрибут timezone может принимать следующие значения:   * «1» – для первой и второй ценовых зон, для первой и третьей неценовых зон; * «3» – для второй неценовой зоны. | <area>  Элемент <area> содержит информацию о результатах измерений субъекта ОРЭМ. Атрибутом элемента <area> является timezone, указывающий, к какой временной зоне относится данная <area>. Атрибут timezone принимает значение «1». |
| **Приложение 2, п. 3** | Пример документа формата 80020 с указанием атрибута <timezone> для второй неценовой зоны:  <message class="80020" version="2" number="7707">  <datetime>  <timestamp>20051031015519</timestamp>  <daylightsavingtime>0</daylightsavingtime>  <day>20051030</day>  </datetime>  <sender>  <name>Некоторая организация</name>  <inn>1000000000</inn>  </sender>  <area timezone="3">  <name>Некоторая организация</name>  <inn>0000000001</inn>  <measuringobject code="423430001123405" name="Схема 1" type="1">  <period start="0000" end="1230"><value>0</value></period>  <period start="1230" end="0000"><value>1</value></period>  </measuringobject>  <measuringpoint code="123456789012345" name="10Ш">  <measuringchannel code="02" desc="счетчик, акт. отдача">  <period start="0000" end="0030">  <value>6</value>  </period>  <period start="0030" end="0100">  <value>6</value>  </period>  <period start="0100" end="0130">  <value>6</value>  </period>  <period start="0130" end="0200">  <value>7</value>  </period>  <period start="0200" end="0230">  <value>9</value>  </period>  <period start="0230" end="0300">  <value>9</value>  </period>  <period start="0200" end="0230">  <value>8</value>  </period>  <period start="0230" end="0300">  <value>9</value>  </period>  <period start="0300" end="0330">  <value>9</value>  </period>  <period start="0330" end="0400">  <value>9</value>  </period>  <period start="0400" end="0430">  <value>8</value>  </period>  #........ (пропущено)  </measuringchannel>  </measuringpoint>  </area>  </message> | **Удалить с последующим изменением нумерации пунктов** |
| **Приложение 6, п. 2.4.1** | <area> Содержит атрибуты:   * ats-code – код группы поставки информации, присваиваемый КО. Является обязательным атрибутом. Число из 10 символов; * group-type – является обязательным и содержит 1 – если группа относится к основной, 2 – если относится к группе малых присоединений; * name – название данной группы поставки информации. Является обязательным. Длина названия до 512 символов; * time-zone – атрибут, указывающий на временной пояс, по которому организация присылает данные КУ в рамках данного сечения коммерческого учета, ГТП генерации или объекта регулирования. Для ГТП генерации и сечений коммерческого учета принимает значения «1» – ценовая зона Москвы или «3» – неценовая зона Дальнего Востока, для объектов регулирования принимает только значение «1». Является обязательным атрибутом.   Дочерними элементами являются: <serviced-points-list>, <delivery-point-channels-list>, <measuring-channels-list>, <measuring-objects-list>, <regulation-object>. | <area> Содержит атрибуты:   * ats-code – код группы поставки информации, присваиваемый КО. Является обязательным атрибутом. Число из 10 символов; * group-type – является обязательным и содержит 1 – если группа относится к основной, 2 – если относится к группе малых присоединений; * name – название данной группы поставки информации. Является обязательным. Длина названия до 512 символов; * time-zone – атрибут, указывающий на временной пояс, по которому организация присылает данные КУ в рамках данного сечения коммерческого учета, ГТП генерации или объекта регулирования. Для ГТП генерации и сечений коммерческого учета принимает значение «1», для объектов регулирования принимает только значение «1». Является обязательным атрибутом.   Дочерними элементами являются: <serviced-points-list>, <delivery-point-channels-list>, <measuring-channels-list>, <measuring-objects-list>, <regulation-object>. |