**I.7. Изменения, связанные с особенностями торговли электрической энергией при отнесении неценовых зон Дальнего Востока, Архангельской области, Республики Коми к ценовым зонам оптового рынка**

**Приложение № 1.7.1**

|  |
| --- |
| **Инициатор:** Ассоциация «НП Совет рынка».  **Обоснование:** определение особенностей функционирования механизмов БР на отдельных территориях ценовых зон, ранее относившихся к неценовым зонам.  **Дата вступления в силу:** для целей технической реализации. |

Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ПРОВЕДЕНИЯ КОНКУРЕНТНОГО ОТБОРА ЗАЯВОК ДЛЯ БАЛАНСИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ (Приложение № 10 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)

| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| --- | --- | --- |
| **1.1** | Предмет Настоящий Регламент определяет: Порядок проведения конкурентного отбора ценовых заявок Участников оптового рынка электроэнергии на балансирование системы (далее - конкурентный отбор в балансирующем рынке (БР) или – при однозначности толкования – конкурентный отбор) и определения почасовых диспетчерских объемов электроэнергии (далее – диспетчерских объемов), включающий следующие основные этапы:порядок получения СО от КО ценовых заявок, поданных Участниками оптового рынка для участия в процедуре конкурентного отбора БР, планового почасового производства и потребления Участников оптового рынка (торгового графика) и равновесных узловых цен оптового рынка; | Предмет Настоящий Регламент определяет: Порядок проведения конкурентного отбора ценовых заявок Участников оптового рынка электроэнергии на балансирование системы (далее - конкурентный отбор в балансирующем рынке (БР) или – при однозначности толкования – конкурентный отбор) и определения почасовых диспетчерских объемов электроэнергии (далее – диспетчерских объемов) для первой и второй ценовых зон, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, и для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, включающий следующие основные этапы:порядок получения СО от КО ценовых заявок, поданных Участниками оптового рынка для участия в процедуре конкурентного отбора БР, планового почасового производства и потребления Участников оптового рынка (торгового графика) и равновесных узловых цен оптового рынка; |
| **1.2** | 1.2 Сфера действия Положения настоящего Регламента распространяются на: Участников оптового рынка в отношении всех зарегистрированных за ними ГТП, за исключением:ГТП, относящихся к первой неценовой зоне, в части определения цен на балансирование вверх и вниз и передачи информации от КО в СО по результатам конкурентного отбора на сутки вперед (разделы Настоящего регламента);ГТП, относящихся ко второй неценовой зоне, до момента перехода СО на электрическую схему при оптимизации отклонений на ДВ, а далее – в части определения значений индикаторов, цен на балансирование вверх и вниз, передачи информации от КО в СО по результатам конкурентного отбора на сутки вперед и моментов времени, на которые задаются значения мощности в диспетчерских графиках (разделы Настоящего регламента);ГТП экспорта/импорта в части рассмотрения оперативных ценопринимающих заявок, если по соответствующему сечению экспорта-импорта договор между СО и организацией, осуществляющей функции оперативно-диспетчерского управления в смежной зарубежной энергосистеме (системах), не предусматривает участие зарубежной стороны в почасовой актуализации расчетной модели, выполнение условий информационного обмена и других предусмотренных Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка требований СО;СР;КО;СО;ФСК;ДДПР. | 1.2 Сфера действия Положения настоящего Регламента распространяются на: участников оптового рынка в отношении всех зарегистрированных за ними ГТП, за исключением:ГТП, относящихся к неценовой зоне Калининградской области;ГТП экспорта/импорта в части рассмотрения оперативных ценопринимающих заявок, если по соответствующему сечению экспорта-импорта договор между СО и организацией, осуществляющей функции оперативно-диспетчерского управления в смежной зарубежной энергосистеме (системах), не предусматривает участие зарубежной стороны в почасовой актуализации расчетной модели, выполнение условий информационного обмена и других предусмотренных *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* требований СО;  СР;КО;СО;ФСК; 6) ДДПР. |
| **3.1** | … Если актуализированная расчетная модель содержит энергорайоны, временно электрически изолированные вследствие системных условий от основной части ЕЭС РФ, относительно которых представлена вся указанная выше информация, СО осуществляет процедуру проведения конкурентного отбора в соответствии с требованиями настоящего Регламента в том числе и в отношении таких энергорайонов. Исключение составляют следующие энергорайоны, для которых конкурентный отбор не проводится:   * энергорайон Читинской области в части изолированной (несинхронной) работы с ОЭС Сибири, но синхронной работы с ОЭС Востока. В соответствующих узлах расчет за электроэнергию, проданную/купленную в БР (при несовпадении с объемами электроэнергии, покупаемой в РСВ по границе со 2-й неценовой зоной), осуществляется по средневзвешенным ставкам для определения расчетных показателей стоимости в балансирующем рынке в ГТП Читинской энергоснабжающей организации, рассчитанной без учета ВЭ.   … | …Если актуализированная расчетная модель содержит энергорайоны, временно электрически изолированные вследствие системных условий от основной части ЕЭС РФ, относительно которых представлена вся указанная выше информация, СО осуществляет процедуру проведения конкурентного отбора в соответствии с требованиями настоящего Регламента в том числе и в отношении таких энергорайонов.*…* |
| **3.2** | **Порядок обмена информацией СО с КО и Участниками оптового рынка**КО передает СО в электронном виде в согласованном между КО и СО формате и с использованием утвержденного КО и СО специализированного программного обеспечения информацию, указанную в п. 3.1 настоящего Регламента: по подпунктам 2 и 4 – до 14 часов 30 минут по времени ценовой зоны (до 16 часов 30 минут в случае наступления событий, указанных в п. 6.2.6 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), по подпунктам 7 и 9 – в сроки, определенные в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 *к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). При этом под временем передачи информации принимается время подтверждения в установленном порядке подлинности электронной подписи в соответствии с *Соглашением о применении электронной подписи в торговой системе оптового рынка* (Приложение № Д 7 к*Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | **Порядок обмена информацией СО с КО и Участниками оптового рынка**КО передает СО в электронном виде в согласованном между КО и СО формате и с использованием утвержденного КО и СО специализированного программного обеспечения информацию, указанную в п. 3.1 настоящего Регламента: по подпунктам 2 и 4 – до 14 часов 30 минут, а для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – до 9 часов 30 минут, по московскому времени торговых суток (до 16 часов 30 минут, а для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – до 11 часов 30 минут, по московскому времени торговых суток в случае наступления событий, указанных в п. 6.2.6 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)), по подпунктам 7 и 9 – в сроки, определенные в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 *к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). При этом под временем передачи информации принимается время подтверждения в установленном порядке подлинности электронной подписи в соответствии с *Соглашением о применении электронной подписи в торговой системе оптового рынка* (Приложение № Д 7 к*Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |
| **4** | …   1. если по ГТП генерации была подана оперативная ценопринимающая заявка на снижение объемов производства в отношении данного часа (или периода – в случае интегральной исходной ценовой заявки) с указанием величины, до которой предлагается снижение, то формирует на количество, превышающее указанную в последней по времени подачи оперативной ценопринимающей заявке, поданной участником оптового рынка в отношении данного часа (или периода – в случае интегральной исходной ценовой заявки) величину, модельную цену, равную:  * для станций ВИЭ (солнце и ветер) – произведению 10 (десяти) и максимальной по ГТП генерации ценовой зоны, к которой относится соответствующая ГТП генерации, величины Тээ, определенной согласно подпункту *g* пункта 1.1 приложения 1 к *Регламенту проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); * для остальных – максимуму из цены в соответствующей паре <цена-количество> исходной ценовой заявки и умноженному на 5 (пять) индикатору стоимости в узлах, соответствующих данной ГТП, полученного для данного часа (или средневзвешенного по часам периода – в случае интегральной исходной ценовой заявки) при расчете ПБР, действующего на момент «закрытия ворот для подачи оперативных ценопринимающих заявок» для данного часа,   для остальных количеств сохраняются цены, указанные в парах <цена-количество> часовой (или интегральной – в случае интегральной исходной ценовой заявки) подзаявки исходной ценовой заявки на планирование объема производства/потребления, подаваемой участником оптового рынка для участия в процедуре конкурентного отбора БР. Исходной ценовой заявкой считается заявка, пары <цена-количество> которой определены в соответствии с подп. 1 раздела 4 настоящего Регламента; …  1. Для проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы в отношении данного часа по ГТП экспорта, зарегистрированной на сечениях экспорта-импорта (за исключением случаев наличия в отношении соответствующего часа по данному сечению экспорта-импорта информации, указанной в подпункте 11 п. 3.1 настоящего Регламента), в отношении которой 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*),  СО использует пары <цена–количество>, сформированные следующем образом:   а) если по ГТП экспорта была подана ценовая заявка с ценопринимающей подзаявкой, то СО формирует модельную пару <цена-количество>, в которой цена устанавливается равной двукратной максимальной цене из поданных ценовых заявок по ГТП генерации в соответствующей ценовой зоне, а значение <количество> устанавливается равным указанному в ценопринимающей подзаявке;  …  в) если по ГТП импорта в отношении данного часа отсутствует переданная КО в соответствии с буллитом 4) п. 3.1 настоящего Регламента ценовая заявка на планирование перетока электроэнергии, то СО формирует пару <цена–количество>, в которой модельная цена устанавливается равной  произведению 10 (десяти) и максимальной по ГТП генерации ценовой зоны, к которой относится соответствующая ГТП импорта, величины Тээ, определенной согласно подпункту g пункта 1.1 приложения 1 к *Регламенту проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), а значение <количество> устанавливается равным объему максимально допустимого значения перетока электроэнергии по данному сечению экспорта-импорта в соответствующий час в направлении импорта; г) на значение <количество> равное минимально допустимому значению перетока электроэнергии по данному сечению экспорта-импорта в соответствующий час в соответствующем направлении импорта, установленного СО в отношении соответствующего сечения экспорта-импорта для данного часа в соответствии с п. 5.5.1 *Регламента подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) формируется ценопринимающая пара <цена–количество>;д) если максимальное <количество> в паре <цена–количество> из ценовой заявки на планирование перетока электроэнергии, передаваемой КО в соответствии с буллитом 4) п. 3.1 настоящего Регламента, ниже объема максимально допустимого значения перетока электроэнергии по данному сечению экспорта-импорта в соответствующий час в направлении импорта, установленного СО в отношении соответствующего сечения экспорта-импорта для данного часа в соответствии с п. 5.5.1 *Регламента подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынк*а), то СО модифицирует указанную заявку, формируя дополнительно пару <цена–количество>, в которой модельная цена устанавливается равной  произведению 10 (десяти) и максимальной по ГТП генерации ценовой зоны, к которой относится соответствующая ГТП импорта, величины Тээ, определенной согласно подпункту *g* пункта 1.1 приложения 1 к *Регламенту проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), а значение  <количество> устанавливается равным объему максимально допустимого значения перетока электроэнергии по данному сечению экспорта-импорта в соответствующий час в направлении импорта;… | …   1. если по ГТП генерации была подана оперативная ценопринимающая заявка на снижение объемов производства в отношении данного часа (или периода – в случае интегральной исходной ценовой заявки) с указанием величины, до которой предлагается снижение, то формирует на количество, превышающее указанную в последней по времени подачи оперативной ценопринимающей заявке, поданной участником оптового рынка в отношении данного часа (или периода – в случае интегральной исходной ценовой заявки) величину, модельную цену, равную:  * для станций ВИЭ (солнце и ветер) – произведению 10 (десяти) и максимальной по ГТП генерации ценовой (части ценовой) зоны, к которой относится соответствующая ГТП генерации, величины Тээ, определенной согласно подпункту *g* пункта 1.1 приложения 1 к *Регламенту проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); * для остальных – максимуму из цены в соответствующей паре <цена-количество> исходной ценовой заявки и умноженному на 5 (пять) индикатору стоимости в узлах, соответствующих данной ГТП, полученного для данного часа (или средневзвешенного по часам периода – в случае интегральной исходной ценовой заявки) при расчете ПБР, действующего на момент «закрытия ворот для подачи оперативных ценопринимающих заявок» для данного часа,   для остальных количеств сохраняются цены, указанные в парах <цена-количество> часовой (или интегральной – в случае интегральной исходной ценовой заявки) подзаявки исходной ценовой заявки на планирование объема производства/потребления, подаваемой участником оптового рынка для участия в процедуре конкурентного отбора БР. Исходной ценовой заявкой считается заявка, пары <цена-количество> которой определены в соответствии с подп. 1 раздела 4 настоящего Регламента; …  1. Для проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы в отношении данного часа по ГТП экспорта, зарегистрированной на сечениях экспорта-импорта (за исключением случаев наличия в отношении соответствующего часа по данному сечению экспорта-импорта информации, указанной в подпункте 11 п. 3.1 настоящего Регламента), в отношении которой 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*),  СО использует пары <цена–количество>, сформированные следующем образом:   а) если по ГТП экспорта была подана ценовая заявка с ценопринимающей подзаявкой, то СО формирует модельную пару <цена-количество>, в которой цена устанавливается равной двукратной максимальной цене из поданных ценовых заявок по ГТП генерации в соответствующей ценовой (части ценовой) зоне, а значение <количество> устанавливается равным указанному в ценопринимающей подзаявке;  … в) если по ГТП импорта в отношении данного часа отсутствует переданная КО в соответствии с буллитом 4) п. 3.1 настоящего Регламента ценовая заявка на планирование перетока электроэнергии, то СО формирует пару <цена–количество>, в которой модельная цена устанавливается равной  произведению 10 (десяти) и максимальной по ГТП генерации ценовой (части ценовой) зоны, к которой относится соответствующая ГТП импорта, величины Тээ, определенной согласно подпункту g пункта 1.1 приложения 1 к *Регламенту проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), а значение <количество> устанавливается равным объему максимально допустимого значения перетока электроэнергии по данному сечению экспорта-импорта в соответствующий час в направлении импорта;г) на значение <количество> равное минимально допустимому значению перетока электроэнергии по данному сечению экспорта-импорта в соответствующий час в соответствующем направлении импорта, установленного СО в отношении соответствующего сечения экспорта-импорта для данного часа в соответствии с п. 5.5.1 *Регламента подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) формируется ценопринимающая пара <цена–количество>;д) если максимальное <количество> в паре <цена–количество> из ценовой заявки на планирование перетока электроэнергии, передаваемой КО в соответствии с буллитом 4) п. 3.1 настоящего Регламента, ниже объема максимально допустимого значения перетока электроэнергии по данному сечению экспорта-импорта в соответствующий час в направлении импорта, установленного СО в отношении соответствующего сечения экспорта-импорта для данного часа в соответствии с п. 5.5.1 *Регламента подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынк*а), то СО модифицирует указанную заявку, формируя дополнительно пару <цена–количество>, в которой модельная цена устанавливается равной  произведению 10 (десяти) и максимальной по ГТП генерации ценовой (части ценовой) зоны, к которой относится соответствующая ГТП импорта, величины Тээ, определенной согласно подпункту *g* пункта 1.1 приложения 1 к *Регламенту проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), а значение  <количество> устанавливается равным объему максимально допустимого значения перетока электроэнергии по данному сечению экспорта-импорта в соответствующий час в направлении импорта;…  1. в случае если в отношении рассматриваемых операционных суток СО в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) передан в КО признак недостаточности резервов на загрузку ТЭС, то СО не учитывает оперативные ценопринимающие заявки на увеличение/уменьшение производства, поданные в отношении ГТП генерации,в состав которых входят генерирующие объекты, функционирующие на входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам.   … |
| **5.1** | 1. цена для балансирования системы при увеличении объемов ― максимальная величина из индикатора стоимости и равновесной цены на сутки вперед в соответствующем узле расчетной модели. В случае если при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед КО принял решение о том, что продажа (покупка) электрической энергии с использованием конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, а также продажа (покупка) электрической энергии по свободным договорам по ценовой зоне в целом не состоялись в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), цена на балансирование вверх для каждого часа суток фактической поставки и каждого узла расчетной модели в указанной ценовой зоне равна равновесной узловой цене в данном узле; 2. цена для балансирования системы при уменьшении объемов ― минимальная величина из индикатора стоимости и равновесной цены на сутки вперед в соответствующем узле расчетной модели. В случае если при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед КО принял решение о том, что продажа (покупка) электрической энергии с использованием конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, а также продажа (покупка) электрической энергии по свободным договорам по ценовой зоне в целом не состоялись в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), цена на балансирование вниз для каждого часа суток фактической поставки и каждого узла расчетной модели в указанной ценовой зоне равна равновесной узловой цене в данном узле.  …5) При определении диспетчерских объемов СО обеспечивает баланс производства и прогноза потребления электроэнергии (мощности) с учетом величины расчетных нагрузочных потерь в каждой линии расчетной модели, ограничений, определенных в соответствии с настоящим Регламентом, а также всех ограничений, содержащихся в актуализированной расчетной модели. Баланс мощности в энергосистеме и все параметры электрического режима соответствуют мгновенному состоянию энергосистемы на конец часа для первой неценовой и ценовых зон и на середины получасовых интервалов – для второй неценовой зоны (с учетом подпункта «б» п.1 настоящего Регламента). | 1. цена для балансирования системы при увеличении объемов ― максимальная величина из индикатора стоимости и равновесной цены на сутки вперед в соответствующем узле расчетной модели. В случае если при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед КО принял решение о том, что продажа (покупка) электрической энергии с использованием конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, а также продажа (покупка) электрической энергии по свободным договорам по ценовой зоне в целом не состоялись в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), цена на балансирование вверх для каждого часа суток фактической поставки и каждого узла расчетной модели в указанной ценовой (части ценовой) зоне равна равновесной узловой цене в данном узле; 2. цена для балансирования системы при уменьшении объемов ― минимальная величина из индикатора стоимости и равновесной цены на сутки вперед в соответствующем узле расчетной модели. В случае если при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед КО принял решение о том, что продажа (покупка) электрической энергии с использованием конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, а также продажа (покупка) электрической энергии по свободным договорам по ценовой зоне в целом не состоялись в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), цена на балансирование вниз для каждого часа суток фактической поставки и каждого узла расчетной модели в указанной ценовой (части ценовой) зоне равна равновесной узловой цене в данном узле.  …5) При определении диспетчерских объемов СО обеспечивает баланс производства и прогноза потребления электроэнергии (мощности) с учетом величины расчетных нагрузочных потерь в каждой линии расчетной модели, ограничений, определенных в соответствии с настоящим Регламентом, а также всех ограничений, содержащихся в актуализированной расчетной модели. Баланс мощности в энергосистеме и все параметры электрического режима соответствуют мгновенному состоянию энергосистемы на конец часа для ценовых зон. |
| **5.3** | …  3) Если при проведении конкурентного отбора БР для определенного операционного часа влияние системных ограничений выходит за пределы наиболее высокой стоимости производства электрической энергии из указанных в поданных в соответствующей ценовой зоне ценовых заявках на объемы электрической энергии, вырабатываемые генерирующими объектами с соблюдением устанавливаемых системным оператором в соответствии с п. 5.1 настоящего Регламента ограничений на плановое почасовое производство, и включенные в ПБР, для определения индикаторов стоимости на данный час проводится дополнительный расчет, обеспечивающий вычисление индикаторов стоимости с использованием наибольшего учтенного в ПБР значения параметра <цена> из ценовых заявок в соответствующей ценовой зоне.  … | …  3) Если при проведении конкурентного отбора БР для определенного операционного часа влияние системных ограничений выходит за пределы наиболее высокой стоимости производства электрической энергии из указанных в поданных в соответствующей ценовой зоне ценовых заявках на объемы электрической энергии, вырабатываемые генерирующими объектами с соблюдением устанавливаемых системным оператором в соответствии с п. 5.1 настоящего Регламента ограничений на плановое почасовое производство, и включенные в ПБР, для определения индикаторов стоимости на данный час проводится дополнительный расчет, обеспечивающий вычисление индикаторов стоимости с использованием наибольшего учтенного в ПБР значения параметра <цена> из ценовых заявок в соответствующей ценовой (части ценовой) зоне. … |
| **5.3** | **Дополнить новым подпунктом** | 6) Для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам:  В случае если в отношении рассматриваемых операционных суток СО передан в КО признак недостаточности резервов на загрузку ТЭС в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), товлияние на индикаторы стоимости определенных в соответствии с настоящим пунктом ценовых заявок поставщиков по ГТП генерации ограничивается минимальной величиной из цен на электрическую энергию, указываемых участниками оптового рынка в ценовых заявках на продажу электрической энергии, подаваемых для участия в конкурентном отборе ценовых заявок на сутки вперед, и определенного в соответствии с настоящим пунктом предельного уровня цены в ценовых заявках ТЭС.  В число ценовых заявок, влияние которых ограничивается, включаются сформированные в соответствии с Методикой формирования входных и выходных данных при проведении конкурентного отбора БР пары <цена-количество> по ГТП генерации ТЭС с наиболее высокими значениями цены, объем которых полностью включен в объем ограниченного участия в ценообразовании. Объем ограниченного участия в ценообразовании принимается равным определенному СО объему необходимого резерва на загрузку генерирующего оборудования на ТЭС.  Предельный уровень цены в ценовых заявках ТЭС определяется СО как максимальное значение цены среди пар <цена-количество> по всем ГТП генерации ТЭС, которые не включены в число пар <цена-количество>, влияние которых ограничивается в соответствии с настоящим пунктом. В случае если нет ни одной пары <цена-количество>, которая не является ценопринимающей и не включена в число пар <цена-количество>, влияние которых ограничивается в соответствии с настоящим пунктом, то предельный уровень цены в ценовых заявках ТЭС определяется СО как минимальное значение цены среди пар <цена-количество>, не являющихся ценопринимающими, по всем ГТП генерации ТЭС. |
| **7.1** | **Перечень информации**  СО не позднее 20 часов 30 минут торговых суток по результатам расчета ППБР для каждого часа соответствующих операционных суток, а также по результатам расчета каждого ПБР не позднее чем за 10 минут до начала первого часа периода, в отношении которого осуществляется расчет данного ПБР, для каждого часа указанного периода публикует на сайте ОРЭМ СО:  а) в открытом доступе следующую информацию:   * средневзвешенные значения индикаторов стоимости электроэнергии по каждой ценовой зоне; * средневзвешенные значения индикаторов стоимости электроэнергии по каждой ОЭС;   …  Ежемесячно, в срок до 18 часов 30 минут по времени ценовой зоны 17-го числа месяца, следующего за расчетным, КО публикует на своем официальном сайте электронное сообщение, содержащее следующую информацию:   * в отношении каждого операционного часа - диспетчерские объемы в рамках ЕЭС и по каждой ценовой зоне оптового рынка, по которой проводилась процедура конкурентного отбора ценовых заявок, с выделением объемов внешних инициатив.   …  Совет рынка в срок до 18 часов 30 минут по времени ценовой зоны 1-го числа месяца *m*+2 (где *m* – рассматриваемый расчетный период) публикует на своем официальном сайте для членов Совета рынка электронное сообщение, содержащее ежемесячный Обзор БР, содержащий в себе аналитическую информацию об основных составляющих стоимостного небаланса БР по ценовым зонам. | **Перечень информации**  СО не позднее 20 часов 30 минут (14 часов 00 минут – для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) московского времени торговых суток по результатам расчета ППБР для каждого часа соответствующих операционных суток, а также по результатам расчета каждого ПБР не позднее чем за 10 минут до начала первого часа периода, в отношении которого осуществляется расчет данного ПБР, для каждого часа указанного периода публикует на сайте ОРЭМ СО:  а) в открытом доступе следующую информацию:   * средневзвешенные значения индикаторов стоимости электроэнергии по каждой ценовой (части ценовой) зоне; * средневзвешенные значения индикаторов стоимости электроэнергии по каждой ОЭС;   …  Ежемесячно, в срок до 18 часов 30 минут по времени ценовой зоны 17-го числа месяца, следующего за расчетным, КО публикует на своем официальном сайте электронное сообщение, содержащее следующую информацию:   * в отношении каждого операционного часа - диспетчерские объемы в рамках ЕЭС и по каждой ценовой (части ценовой) зоне оптового рынка, по которой проводилась процедура конкурентного отбора ценовых заявок, с выделением объемов внешних инициатив.   …  Совет рынка в срок до 18 часов 30 минут по времени ценовой зоны 1-го числа месяца *m*+2 (где *m* – рассматриваемый расчетный период) публикует на своем официальном сайте для членов Совета рынка электронное сообщение, содержащее ежемесячный Обзор БР, содержащий в себе аналитическую информацию об основных составляющих стоимостного небаланса БР по ценовым (частям ценовых) зонам. |
| **Приложение** | **МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ РАСЧЕТА ДИСПЕТЧЕРСКИХ ОБЪЕМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, ИНДИКАТОРОВ И ЦЕН НА БАЛАНСИРОВАНИЕ ВВЕРХ (ВНИЗ) В РЕЗУЛЬТАТЕ КОНКУРЕНТНОГО ОТБОРА ЦЕНОВЫХ ЗАЯВОК БР**  …   * 1. Общая схема расчетов БР   К 17 часам 00 минут по времени ценовой зоны суток Х-1 создается предварительный план БР и определяются предварительные значения индикаторов и объемов для t=1,2,…,24 суток Х путем решения задачи (А.1) – (А.12), но без ценовых заявок потребителей (в т.ч. с регулируемой нагрузкой), а под прогноз СО потребления на сутки Х.  В любой последующий час суток Х-1, если, готовя информацию об ожидаемых графиках на сутки Х, СО оценивает отклонения от входных данных предварительного плана БР как существенные, то проводится расчет ПБР для t=1,2,…,24 суток Х путем решения задачи (А.1) – (А.12) и предварительные значения индикаторов и объемов, соответствующие расчету ППБР, меняются на новые.  К 23 часам 00 минут по времени ценовой зоны суток Х-1 создается ПБР и определяются равновесные цены на БЭ и объемы для t=1 суток Х и предварительные значения индикаторов и объемов для t=2,3,…,24 суток Х путем решения задачи (А.1) – (А.12). Далее на каждый час, начиная с Т=1.00 суток Х до 18 часов 00 минут по времени ценовой зоны суток Х, СО рассчитывает ПБР и определяет индикаторы и диспетчерские объемы для t=Т+1 суток Х и предварительные индикаторы и объемы для t=Т+2,Т+3,…,24 суток Х путем решения задачи (А.1) – (А.12).  К 18 часам 00 минут по времени ценовой зоны суток Х СО создает ППБР и определяет предварительные индикаторы и объемы для t=1,2,…,24 суток Х+1 (см выше), а также рассчитывает ПБР и определяет из него предварительные индикаторы и объемы для t=1 суток Х+1 путем решения задачи (А.1) – (А.12). В любой следующий час Т суток Х СО, как минимум, имеет результаты расчета плана БР для t=Т+1,…,24 суток Х и t=1,…,Т–18 суток Х+1 путем решения задачи (А.1) – (А.12) и значения индикаторов и диспетчерских объемов на t=Т+1. | **Подпункт 7 приложения удалить** |

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) |
| --- | --- | --- |
| **2.1.1** | 1. Величина планового объема производства (потребления с учетом нагрузочных потерь в энергорайоне участника) для ГТП генерации (потребления), ,определяется следующим образом:   * для ГТП генерации: ; * для ГТП потребления участника оптового рынка, функционирующего на территории Забайкальского края или Иркутской области, которые включают в себя в том числе изолированный энергорайон, отнесенный ко второй ценовой зоне и работающие изолированно (несинхронно) со второй ценовой зоной, но синхронно с неценовой зоной Дальнего Востока:   ;   * для прочих ГТП потребления, за исключением ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации:   ;   * для объекта управления, отнесенного к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой:   ;  где – величина, определенная в соответствии с п. 2.2.2 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*,  Для каждого сечения экспорта-импорта при проведении процедуры конкурентного отбора ценовых заявок в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) определяется величина планового объема перетока электроэнергии  (в случае экспортного перетока электрической энергии по сечению является положительной, а в случае импортного перетока – отрицательной);  – величина, определенная в соответствии с п. 2.3.2 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка),*  – полный плановый объем производства электроэнергии блок-станций либо иных генерирующих объектов, в отношении которых на оптовом рынке не зарегистрированы ГТП генерации, отнесенных к энергорайону ГТП потребления таких участников и определенных в соответствии с п. 2.3.4 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*),  ― плановый объем потребления электрической энергии в ГТП потребления, соответствующей изолированному энергорайону, отнесенному ко второй ценовой зоне и работающему изолированно (несинхронно) со второй ценовой зоной, но синхронно с неценовой зоной Дальнего Востока, в ГТП потребления *p1* участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, и определенный в п. 2.5.7 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*,  = – плановый объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии, определенный в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  Величина планового объема потребления электрической энергии в ГТП потребления *p* единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации в час операционных суток *h* ( ) определяется следующим образом:  .  Величина сальдированного планового объема потребления электрической энергии по всем ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации определяется в час операционных суток *h* ():  ,  где – величина, определенная в соответствии с п. 2.3.7 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*,  [МВт∙ч] – плановый объем производства в ГТП потребления *p* участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с п. 2.3.9 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | 1. Величина планового объема производства (потребления с учетом нагрузочных потерь в энергорайоне участника) для ГТП генерации (потребления), (), определяется следующим образом:для ГТП генерации: ;для ГТП потребления участника оптового рынка, отнесенной к территории второй ценовой зоны, которая включает в себя внутризональный энергорайон:;  * для прочих ГТП потребления, за исключением ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации:   ;   * для объекта управления, отнесенного к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой:   ;  где – величина, определенная в соответствии с п. 2.2.2 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*,  Для каждого сечения экспорта-импорта при проведении процедуры конкурентного отбора ценовых заявок в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) определяется величина планового объема перетока электроэнергии VSплан\_сеч (в случае экспортного перетока электрической энергии по сечению является положительной, а в случае импортного перетока – отрицательной);  – величина, определенная в соответствии с п. 2.3.2 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка),*  – полный плановый объем производства электроэнергии блок-станций либо иных генерирующих объектов, в отношении которых на оптовом рынке не зарегистрированы ГТП генерации, отнесенных к энергорайону ГТП потребления таких участников и определенных в соответствии с п. 2.3.4 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*),  ― плановый объем потребления электрической энергии в части ГТП потребления *p*, соответствующей внутризональному энергорайону этой ГТП потребления, участника оптового рынка *i*, в час операционных суток *h*, и определенный как:   * – для ВЭ в составе ГТП потребления, отнесенной к части второй ценовой зоны, ранее являвшейся неценовой зоной, * – для ВЭ в составе ГТП потребления, отнесенной к части второй ценовой зоны, ранее не являвшейся неценовой зоной,   где – величина, определенная в п. 2.5.1 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – величина, определенная в п. 2.5.2 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*),  – плановый объем расчетных нагрузочных потерь электроэнергии, определенный в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  Величина планового объема потребления электрической энергии в ГТП потребления *p* единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации в час операционных суток *h* ( ) определяется следующим образом:  .  Величина сальдированного планового объема потребления электрической энергии по всем ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации определяется в час операционных суток *h* ():  ,  где – величина, определенная в соответствии с п. 2.3.7 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*,  [МВт∙ч] – плановый объем производства в ГТП потребления *p* участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, определенный в соответствии с п. 2.3.9 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |
| **2.1.1.4** | Для ГТП генерации (потребления) и сечений экспорта/импорта, относящихся к неценовым зонам оптового рынка:  – величина заявленного планового потребления определяется в соответствии с п.4 Регламента функционирования участников на территории неценовых зон оптового рынка (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  – величина планового диспетчерского графика для ГТП генерации определяется в соответствии с п.4 Регламента функционирования участников на территории неценовых зон оптового рынка (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  – величина планового почасового потребления в узлах, временно электрически изолированных от второй неценовой зоны и работающих синхронно со второй ценовой зоной, отнесенных к ГТП потребления участника оптового рынка, расположенной на территории второй неценовой зоны, определяется в соответствии с п. 4.4. Регламентом функционирования участников на территории неценовых зон оптового рынка (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка); | Для ГТП генерации (потребления) и сечений экспорта/импорта, относящихся к неценовым зонам оптового рынка:  – величина заявленного планового потребления определяется в соответствии с п.4 Регламента функционирования участников на территории неценовых зон оптового рынка (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  – величина планового диспетчерского графика для ГТП генерации определяется в соответствии с п.4 Регламента функционирования участников на территории неценовых зон оптового рынка (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка); |
| **2.1.1** | **Дополнить новыми подпунктами** | 13. – объем фактического потребления в соответствующем внутризональном энергорайоне в составе ГТП потребления *p* участника *i*, определенный в соответствии с п. 3.12 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  14. Объем покупки электрической энергии () в ГТП потребления *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h* по договорам, указанным в подп. 16 п. 4 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности, определенный в соответствии с п. 6.4.3 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  15. – плановый объем продажи электроэнергии по свободным (нерегулируемым) ценам, определяемый в соответствии с п. 8.1.1 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) в часе *h*, в ГТП генерации *q*, в отношении которых производится поставка по договорам, указанным в подп. 16 п. 4 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности.  16. – плановый объем покупки электроэнергии по свободным (нерегулируемым) ценам, определяемый в соответствии с п. 8.3.1 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) в часе *h* в ГТП потребления *q* покупателя *i*, в отношении которой производится поставка по договорам, указанным в подп. 16 п. 4 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности. |
| **2.1.3** | 2.1.3. Порядок определения величины отклонений в неценовых зонах оптового рынка Для ГТП потребления энергосбытовой организации (гарантирующего поставщика), осуществляющих функции энергоснабжения в неценовых зонах оптового рынка, объем отклонений () определяется как разность между скорректированным фактическим объемом потребления электроэнергии () и заявленным в соответствии с плановым почасовым потреблением в соответствующей ГТП потребления энергосбытовой организации (гарантирующего поставщика) (), уменьшенным на величину планового почасового объема производства объектов генерации (), отнесенных к энергорайону ГТП потребления таких участников, и не входящих в их ГТП генерации:  .  Для ГТП потребления участника оптового рынка, отнесенной ко второй неценовой зоне и включающей узлы, временно электрически изолированные от второй неценовой зоны и работающие синхронно со второй ценовой зоной, величина отклонения () определяется как разность между скорректированным фактическим объемом потребления электроэнергии (), включающим в том числе объемы потребления в основном энергорайоне и объем потребления в узлах, временно электрически изолированных от второй неценовой зоны и работающих синхронно со второй ценовой, определенный в соответствии с п. 11.5 Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), и суммой заявленного значения планового почасового потребления основного (неизолированного) энергорайона участника оптового рынка () и величины планового почасового потребления в узлах, временно электрически изолированных от второй неценовой зоны и работающих синхронно со второй ценовой зоной () по данной ГТП:  .  Для ГТП потребления прочих участников оптового рынка (в т.ч. и ГТП потребления поставщиков), отнесенных к неценовым зонам, величина отклонений () определяется как разность между фактическим объемом потребления электроэнергии () и заявленным плановым почасовым потреблением ():  .  Для ГТП генерации участников оптового рынка, отнесенных к территории неценовых зон, величина отклонений () определяется как разность между фактическим объемом производства электроэнергии () и плановым диспетчерским графиком ():  .  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 ():  . | 2.1.3. Порядок определения величины отклонений в неценовой зоне Калининградской области Для ГТП потребления энергосбытовой организации (гарантирующего поставщика), осуществляющих функции энергоснабжения в неценовой зоне Калининградской области, объем отклонений () определяется как разность между скорректированным фактическим объемом потребления электроэнергии () и заявленным в соответствии с плановым почасовым потреблением в соответствующей ГТП потребления энергосбытовой организации (гарантирующего поставщика) (), уменьшенным на величину планового почасового объема производства объектов генерации (), отнесенных к энергорайону ГТП потребления таких участников, и не входящих в их ГТП генерации:      Для ГТП потребления прочих участников оптового рынка (в т.ч. и ГТП потребления поставщиков), отнесенных к неценовой зоне Калининградской области, величина отклонений () определяется как разность между фактическим объемом потребления электроэнергии () и заявленным плановым почасовым потреблением ():  .  Для ГТП генерации участников оптового рынка, отнесенных к территории неценовой зоны Калининградской области, величина отклонений () определяется как разность между фактическим объемом производства электроэнергии () и плановым диспетчерским графиком ():  .  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 ():  . |
| **2.1.5** | **Дополнить новым подпунктом** | **Определение составляющих объемов отклонений для ГТП потребления покупателей, содержащих в своем составе внутризональный энергорайон, для целей распределения стоимости отклонений между частями ценовой зоны**  В отношении ГТП потребления, расположенных на территории второй ценовой зоны и включающих в себя внутризональные энергорайоны (ВЭ), КО дополнительно определяет следующие составляющие стоимости отклонений, подлежащие распределению между частью второй ценовой зоны, ранее не являвшейся неценовой зоной, и частью второй ценовой зоны, ранее являвшейся неценовой зоной, и соответствующие отклонениям во внутризональном энергорайоне () и основной части рассматриваемой ГТП потребления ():  – для ВЭ, функционирующего в составе ГТП потребления,  ,  где – величина, определяемая в п. 2.1.2 настоящего Регламента.  Для целей распределения небаланса КО определяет коэффициенты разнесения объемов отклонений по собственной инициативе между основным и внутризональным энергорайоном в составе этой ГТП потребления *p*:  .  КО также формирует объемы отклонений по собственной инициативе в основной части и во внутризональном энергорайоне соответствующей ГТП потребления, применяемые для распределения отрицательного стоимостного небаланса БР, следующим образом:  ,  .  Для целей распределения итоговой стоимости отклонений между внутризональным энергорайоном и основной частью ГТП потребления КО определяет следующие объемы:  1) в отношении ГТП потребления, отнесенной к части второй ценовой зоны, ранее не являвшейся неценовой зоной, но включающей внутризональный энергорайон, энергоснабжение которого производится из части второй ценовой зоны, ранее являвшейся неценовой зоной:   * для основной части ГТП потребления (за исключением ГТП потребления гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии): * в случае если СО в отношении такой ГТП потребления *p* гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии, в отношении часа *h* в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента был передан ненулевой объем , то: * в случае если СО в отношении указанной ГТП потребления *p* гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии, в отношении часа *h* в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента был передан ненулевой объем , то: * в случае если СО в отношении указанной ГТП потребления *p* гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии, в отношении часа *h* в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента были переданы нулевые объем , то * в отношении внутризонального энергорайона в составе такой ГТП потребления в случае, если в отношении этой ГТП осуществляется поставка электрической энергии по договорам, указанным в подп. 16 п. 4 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности, то: * в случае если в отношении этого внутризонального энергорайона не осуществляется поставка электрической энергии по договорам, указанным в под п. 16 п. 4 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности, то:   2) в отношении ГТП потребления, отнесенной к части второй ценовой зоны, ранее являвшейся неценовой зоной, но включающей внутризональный энергорайон, энергоснабжение которого производится из части второй ценовой зоны, ранее не являвшейся неценовой зоной:   * для основной части ГТП потребления (за исключением ГТП потребления гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии, в отношении которой СО в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента были переданы ненулевые объемы или ): * в случае если СО в отношении такой ГТП потребления *p* гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии, в отношении часа *h* в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента был передан ненулевой объем , то: * в случае если СО в отношении указанной ГТП потребления *p* гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии, в отношении часа *h* в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента был передан ненулевой объем , то: * в отношении внутризонального энергорайона КО определяет следующие объемы: |
| **2.2** | Величина отклонения, определенная в соответствии с п.2.1 настоящего Регламента, может быть отнесена к одной или нескольким составляющим величинам отклонений.  Каждая составляющая величина отклонения должна быть отнесена к одному из следующих видов инициатив:   * составляющая величина отклонения, относимая на внешнюю инициативу ИВ1 ():   + для ГТП генерации, ГТП потребления ГАЭС и ГТП потребления с регулируемой нагрузкой (в отношении объекта управления), отнесенных к территории ценовых зон или неценовой зоны Архангельска, неценовой зоны Коми и неценовой зоны Калининграда, определяемая режимом производства (потребления, поставки) заданным плановым ДГ, являющимся результатом конкурентного отбора заявок для балансирования системы, и равная разнице между диспетчерским объемом электроэнергии и плановым почасовым объемом производства (потребления, поставки) электроэнергии, с учетом дополнительных расчетов, выполняемых КО в соответствии с пунктом 2.2.1.1 настоящего Регламента;   + для ГТП генерации, отнесенных к территории второй неценовой зоны, определяемая режимом производства (потребления, поставки) заданным доводимым диспетчерским графиком (ДДГ) и равная разнице между диспетчерским объемом электроэнергии и плановым почасовым объемом производства (потребления, поставки) электроэнергии, с учетом дополнительных расчетов, выполняемых КО в соответствии с пунктом 2.2.1.2 настоящего Регламента;   + для ГТП экспорта (ГТП импорта) определяемая по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы как разница между объемом, включенным в ПБР в отношении соответствующего сечения экспорта-импорта, и плановым почасовым объемом перетока электрической энергии по данному сечению экспорта-импорта, определенным по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом дополнительных расчетов, выполняемых КО в соответствии с пунктом 2.4 настоящего Регламента; * составляющая величина отклонения, относимая на внешнюю инициативу ИВ0 ():   + в отношении ГТП генерации, ГТП потребления ГАЭС и ГТП потребления с регулируемой нагрузкой (в отношении объекта управления), отнесенных к территории ценовых зон или неценовой зоны Архангельска, неценовой зоны Коми и неценовой зоны Калининграда, определяемая режимом производства (потребления, поставки) заданным диспетчерскими командами и равная разнице между объемом электроэнергии, определяемым указанными командами (объем производства согласно УДГ), и объемом, ранее заданным плановым ДГ, являющимся результатом конкурентного отбора заявок для балансирования системы, с учетом дополнительных расчетов, выполняемых КО в соответствии с пунктом 2.2.3 настоящего Регламента;   + для ГТП генерации, отнесенных к территории второй неценовой зоны, определяемая режимом производства (потребления, поставки) заданным диспетчерскими командами и равная разнице между объемом электроэнергии, определяемым указанными командами (объем производства согласно УДГ), и объемом, ранее заданным плановым ДГ, являющимся результатом формирования ДДГ, с учетом дополнительных расчетов, выполняемых КО в соответствии с пунктом 2.2.3 настоящего Регламента;   + в отношении ГТП экспорта (ГТП импорта) определяемая как согласованное СО и организацией, осуществляющей функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежной энергосистеме, изменение по запросу СО в данном часе графика сальдо перетоков относительно планового графика на соответствующем сечении экспорта-импорта с учетом дополнительных расчетов, выполняемых КО в соответствии с пунктом 2.4 настоящего Регламента;   … | Величина отклонения, определенная в соответствии с п.2.1 настоящего Регламента, может быть отнесена к одной или нескольким составляющим величинам отклонений.  Каждая составляющая величина отклонения должна быть отнесена к одному из следующих видов инициатив:   * составляющая величина отклонения, относимая на внешнюю инициативу ИВ1 ():   + для ГТП генерации, ГТП потребления ГАЭС и ГТП потребления с регулируемой нагрузкой (в отношении объекта управления), отнесенных к территории ценовых зон или неценовой зоны Калининградской области, определяемая режимом производства (потребления, поставки) заданным плановым ДГ, являющимся результатом конкурентного отбора заявок для балансирования системы, и равная разнице между диспетчерским объемом электроэнергии и плановым почасовым объемом производства (потребления, поставки) электроэнергии, с учетом дополнительных расчетов, выполняемых КО в соответствии с пунктом 2.2.1.1 настоящего Регламента;      * + для ГТП экспорта (ГТП импорта) определяемая по результатам конкурентного отбора заявок для балансирования системы как разница между объемом, включенным в ПБР в отношении соответствующего сечения экспорта-импорта, и плановым почасовым объемом перетока электрической энергии по данному сечению экспорта-импорта, определенным по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед с учетом дополнительных расчетов, выполняемых КО в соответствии с пунктом 2.4 настоящего Регламента; * составляющая величина отклонения, относимая на внешнюю инициативу ИВ0 ():   + в отношении ГТП генерации, ГТП потребления ГАЭС и ГТП потребления с регулируемой нагрузкой (в отношении объекта управления), отнесенных к территории ценовых зон или неценовой зоны Калининградской области, определяемая режимом производства (потребления, поставки) заданным диспетчерскими командами и равная разнице между объемом электроэнергии, определяемым указанными командами (объем производства согласно УДГ), и объемом, ранее заданным плановым ДГ, являющимся результатом конкурентного отбора заявок для балансирования системы, с учетом дополнительных расчетов, выполняемых КО в соответствии с пунктом 2.2.3 настоящего Регламента;      * + в отношении ГТП экспорта (ГТП импорта) определяемая как согласованное СО и организацией, осуществляющей функции оперативно-диспетчерского управления в зарубежной энергосистеме, изменение по запросу СО в данном часе графика сальдо перетоков относительно планового графика на соответствующем сечении экспорта-импорта с учетом дополнительных расчетов, выполняемых КО в соответствии с пунктом 2.4 настоящего Регламента;   … |
| **2.2.1** | Составляющая величина отклонения по внешней инициативе ИВ1 () определяется в отношении узлов расчетной модели, отнесенных к ГТП генерации, ГТП импорта, ГТП экспорта, ГТП потребления ГАЭС и ГТП потребления с регулируемой нагрузкой (в отношении объекта управления), расположенных на территории ценовых и неценовых зон, ― для каждого часа операционных суток. | Составляющая величина отклонения по внешней инициативе ИВ1 () определяется в отношении узлов расчетной модели, отнесенных к ГТП генерации, ГТП импорта, ГТП экспорта, ГТП потребления ГАЭС и ГТП потребления с регулируемой нагрузкой (в отношении объекта управления), расположенных на территории ценовых и неценовой зоны Калининградской области ― для каждого часа операционных суток. |
| **2.2.1.2** | Определение составляющей величины отклонения по внешней инициативе ИВ1 в отношении ГТП, расположенных на территории второй неценовой зоны.  Объем внешней инициативы ИВ1 определяется в результате формирования доводимого диспетчерского графика (далее – ДДГ). Величина ИВ1 определяется для ГТП генерации как разница между диспетчерским объемом (электроэнергии, определенным в соответствии с п. 4.10 Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) и плановым диспетчерским графиком (), с учетом зафиксированной собственной регулировочной инициативы на увеличение и уменьшение , определяемых в соответствии с настоящим Регламентом.  В случае если величина диспетчерского объема больше или равна величине планового диспетчерского графика , расчет величины ИВ1 для ГТП осуществляется по формуле:  .  В случае если величина диспетчерского объема меньше величины планового диспетчерского графика , расчет величины ИВ1 для ГТП осуществляется по формуле:  ,  где – величина планового диспетчерского графика для ГТП генерации определяется в соответствии с п. 4 Регламента функционирования участников на территории неценовых зон оптового рынка (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка). | **Подпункт 2.2.1.2 исключить** |
| **2.2.1.3** | Определение составляющей величины отклонения по внешней инициативе ИВ1 в отношении ГТП, расположенных на территории неценовой зоны Архангельска, неценовой зоны Коми и неценовой зоны Калининграда.  Составляющая величина отклонения по внешней инициативе ИВ1 в отношении ГТП генерации определяется как сумма значений , определенных СО в отношении узлов расчетной модели. | Определение составляющей величины отклонения по внешней инициативе ИВ1 в отношении ГТП, расположенных на территории неценовой зоны Калининградской области.  Составляющая величина отклонения по внешней инициативе ИВ1 в отношении ГТП генерации определяется как сумма значений , определенных СО в отношении узлов расчетной модели. |
| **2.2.2** | Составляющая величина отклонения ИВ0-1 регистрируется СО:  – для ГТП, отнесенных к ценовым зонам и неценовой зоне Архангельска, неценовой зоне Коми оптового рынка ― в соответствии с положениями, установленными Регламентом оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России (Приложение № 9 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).  – для ГТП генерации, отнесенных к территории второй неценовой зоны – в соответствии с Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).  Для ГТП генерации, отнесенных к ценовым зонам оптового рынка, неценовой зоне Архангельска, неценовой зоне Коми и неценовой зоне Калининграда, составляющая величина отклонения определяется СО для каждого часа h операционных суток расчетного периода m как половина разницы объема, включенного в ПБР, определенного в отношении предыдущего часа, и объема, включенного в ПБР, определенного в отношении рассматриваемого часа h данных операционных суток.  Для ГТП генерации, отнесенных к территории второй неценовой зоны оптового рынка, составляющая величина отклонения определяется СО для каждого часа *h* операционных суток расчетного периода *m* как половина разницы объема, включенного в ДДГ, определенного в отношении предыдущего часа, и объема, включенного в ДДГ, определенного в отношении рассматриваемого часа *h* данных операционных суток.  … | Составляющая величина отклонения ИВ0-1 регистрируется СО в соответствии с положениями, установленными Регламентом оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России (Приложение № 9 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), и определяется для каждого часа *h* операционных суток расчетного периода *m* как половина разницы объема, включенного в ПБР, определенного в отношении предыдущего часа, и объема, включенного в ПБР, определенного в отношении рассматриваемого часа *h* данных операционных суток.    … |
| **2.2.3** | Составляющая величина отклонения по внешней инициативе (ΔОИВ0) определяется СО для каждого часа операционных суток:  – в отношении ГТП генерации, ГТП потребления ГАЭС и ГТП потребления с регулируемой нагрузкой (в отношении объекта управления) как изменение планового ДГ, заданное диспетчерскими командами СО, в том числе в целях проверки наличия фактических резервов мощности генерирующего оборудования, и равная разности между объемом электроэнергии, определенным согласно УДГ, и объемом электроэнергии, определенном в плановом ДГ (для второй неценовой зоны – между объемом УДГ и доводимым диспетчерским графиком) в отношении ГОУ, однозначно соответствующего данной ГТП;  … | Составляющая величина отклонения по внешней инициативе (ΔОИВ0) определяется СО для каждого часа операционных суток:  – в отношении ГТП генерации, ГТП потребления ГАЭС и ГТП потребления с регулируемой нагрузкой (в отношении объекта управления) как изменение планового ДГ, заданное диспетчерскими командами СО, в том числе в целях проверки наличия фактических резервов мощности генерирующего оборудования, и равная разности между объемом электроэнергии, определенным согласно УДГ, и объемом электроэнергии, определенном в плановом ДГ в отношении ГОУ, однозначно соответствующего данной ГТП;  … |
| **2.2.5.2** | …  В случае ввода СО графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) с доведением соответствующей информации до участника оптового рынка не позднее 13:00 суток *Х*-1 (для второй неценовой зоны – не позднее 09:00 хабаровского времени суток *Х*-1) данная информация подлежит учету участником оптового рынка при формировании ценовых заявок, формируемых в соответствии с *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) (для второй неценовой зоны – информация подлежит учету участником оптового рынка при подаче в СО уведомлений о плановом почасовом потреблении в соответствии с *Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)).  … | …  В случае ввода СО графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) с доведением соответствующей информации до участника оптового рынка не позднее 13:00 суток *Х*-1 данная информация подлежит учету участником оптового рынка при формировании ценовых заявок, формируемых в соответствии с *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  … |
| **2.2.5.3** | Не позднее 9 (девятого) числа месяца, следующего за расчетным, КО (кроме случаев, указанных в п. 2.2.5.5 настоящего Регламента) на основании имеющейся у него на указанную дату информации, в отношении ГТП потребления, в часах, в которых СО передан признак отнесения отклонений на внешнюю инициативу, проводит расчет значения :  а) при наличии в часе *h* переданного СО признака отнесения отклонений на внешнюю инициативу вне зависимости от наличия переданной величины отклонения по внешней инициативе :   * для ГТП потребления ценовых зон:   ,   * для ГТП потребления энергосбытовой организации (гарантирующего поставщика), осуществляющих функции энергоснабжения в неценовых зонах оптового рынка:   ;   * для ГТП потребления участника оптового рынка, отнесенной ко второй неценовой зоне и включающей узлы, временно электрически изолированные от второй неценовой зоны и работающие синхронно со второй ценовой зоной:   ;   * для ГТП потребления прочих участников оптового рынка (в т.ч. и ГТП потребления поставщиков), отнесенных к неценовым зонам:   ,  где Vфакт – фактическое значение потребления в соответствующей ГТП, зарегистрированное КО по данным коммерческого учета;  – величина скорректированного фактического объема электроэнергии, определенная в соответствии с п. 11 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – величина заявленного планового потребления, определенная в соответствии с п. 4 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – величина планового почасового потребления в узлах, временно электрически изолированных от второй неценовой зоны и работающих синхронно со второй ценовой зоной, отнесенных к ГТП потребления участника оптового рынка, расположенной на территории второй неценовой зоны, определенная в соответствии с п. 4.4 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  … | Не позднее 9 (девятого) числа месяца, следующего за расчетным, КО (кроме случаев, указанных в п. 2.2.5.5 настоящего Регламента) на основании имеющейся у него на указанную дату информации, в отношении ГТП потребления, в часах, в которых СО передан признак отнесения отклонений на внешнюю инициативу, проводит расчет значения :  а) при наличии в часе *h* переданного СО признака отнесения отклонений на внешнюю инициативу вне зависимости от наличия переданной величины отклонения по внешней инициативе :   * для ГТП потребления ценовых зон: * для ГТП потребления энергосбытовой организации (гарантирующего поставщика), осуществляющих функции энергоснабжения в неценовых зонах оптового рынка:   ;     * для ГТП потребления прочих участников оптового рынка (в т.ч. и ГТП потребления поставщиков), отнесенных к неценовой зоне Калининградской области:   ,  где Vфакт – фактическое значение потребления в соответствующей ГТП, зарегистрированное КО по данным коммерческого учета;  – величина скорректированного фактического объема электроэнергии, определенная в соответствии с п. 11 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – величина заявленного планового потребления, определенная в соответствии с п. 4 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);    … |
| **2.2.6** | Собственная инициатива (***)*** определяется КО в отношении ГТП генерации, ГТП потребления, ГТП импорта и ГТП экспорта, принадлежащим ценовым и неценовым зонам оптового рынка, и для каждого часа операционных суток.  …  Для расположенных на территории второй неценовой зоны ГТП генерации ГЭС (исключая ГАЭС), для которых, в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента, был передан признак учета при формировании диспетчерских графиков заявленных режимов работы по причине наличия ограничений на минимальное или максимальное производство электрической энергии ГЭС, рассчитывается объем отклонений по собственной инициативе, связанных с наличием ограничений на выработку ГЭС :   * если  и , то   ;   * если  и , то   ;   * иначе .   …  Для ГТП генерации ВИЭ (солнце/ветер):   * определяется объем отклонения по собственной инициативе в пределах допустимого диапазона отклонений: * если :      * иначе: ;   в период действия государственного регулирования цен (тарифов) величина ;   * объем отклонения по собственной инициативе определяется следующим образом:   .    Для ГТП потребления покупателей (в том числе для ГТП потребления с регулируемой нагрузкой и за исключением ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации), функционирующих в отдельных частях ценовых зон оптового рынка:   * определяется объем отклонения по собственной инициативе :   ;   * определяется объем отклонения по собственной инициативе в сторону снижения потребления в пределах объемов покупки электрической энергии по регулируемым договорам : * если :   ;   * иначе:   ;   * определяется объем отклонения по собственной инициативе в сторону снижения потребления сверх объемов покупки электрической энергии по регулируемым договорам : * если :   ;   * иначе:   .  Для ГТП потребления гарантирующего поставщика, функционирующих в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, с использованием которых приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии, и по которым СО переданы величины и , величина не определяется.    …  Для ГТП потребления поставщика КО на основе объема отклонения по собственной инициативе определяет штрафуемую составляющую и нештрафуемую составляющую величины отклонения по собственной инициативе в данной ГТП следующим образом:   1. на основании признаков включения/отключения ЕГО, передаваемых СО в соответствии с пунктом 5.1.2.1 настоящего Регламента, КО определяет в отношении станции, к которой отнесена ГТП потребления поставщика, часы, в которых хотя бы для одной ЕГО:   а) осуществлялось фактическое включение (отмена отключения) генерирующего оборудования, инициированное СО и не учтенное на этапе формирования актуализированной расчетной модели, используемой при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед;  б) осуществлялось фактическое отключение (отмена включения) генерирующего оборудования, инициированное СО и не учтенное на этапе формирования актуализированной расчетной модели, используемой при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед;   1. для ГТП в ценовых зонах оптового рынка:   Если , то:   * в случае если осуществлялся фактический пуск генерирующего оборудования по внешней инициативе, не учтенный в РСВ, и час *h* входит в период начиная с часа *x – 2* и до часа *x + 5*, где *x* – час пуска, то ; * в случае если:   + не осуществлялся фактический пуск генерирующего оборудования по внешней инициативе, не учтенный в РСВ;   + ;   + ,   то ;   * во всех остальных случаях:   ;  *.*  Если , то:   * в случае если осуществлялось фактическое отключение генерирующего оборудования по внешней инициативе, не учтенное в РСВ, и час *h* входит в период начиная с часа *x – 2* и до часа *x + 5*, где *x* – час отключения, то; * в случае если:   + не осуществлялось фактическое отключение генерирующего оборудования по внешней инициативе, не учтенное в РСВ;   + ;   + ,   то ;   * во всех остальных случаях:   ;  *.*  Если , то:   * ; * ,   где *s* – станция, к которой отнесена ГТП потребления поставщика;  *p* – ГТП потребления;  *q* – ГТП генерации;  *g* – РГЕ;  – суммарный объем отклонений по внешней инициативе в ГТП генерации участника. Если не выполнено ни одно из следующих условий:   * в отношении РГЕ, отнесенной к данной ГТП, СО передан признак изменения технических (технологических) ограничений генерирующего оборудования по РГЕ, вызванных изменением состояния / переносом времени изменения состояния генерирующего (котельного) оборудования на БР по внешней инициативе в соответствии с пунктом 5.1.2.1 настоящего Регламента; * в отношении РГЕ, отнесенной к данной ГТП, СО введено ограничение , и при этом нет ограничения или ; * в отношении РГЕ, отнесенной к данной ГТП, СО введено ограничение , и при этом нет ограничения или ;   то .  Если выполнено хотя бы одно из указанных выше условий, то определяется как:   * если одновременно выполнены все следующие условия: * КО определен объем ; * ; * ;   то ;   * в ином случае.   – соотношение объемов отклонений по внешней инициативе к плану производства для данной станции, определяемое следующим образом:   * если , то величина принимается равной нулю; * если , но при этом , то величина не определяется; * если , и , то   ;   * если , и , то   ;  – объем отклонения по внешней инициативе ИВ1, определенный в соответствии с пунктом 2.2.1 настоящего Регламента;  – объем отклонения по внешней инициативе ИВ01, определенный в соответствии с пунктом 2.2.2 настоящего Регламента;  – объем отклонения по внешней инициативе ИВ0, определенный в соответствии с пунктом 2.2.3 настоящего Регламента;  – объем отклонения по внешней инициативе ИВА, определенный в соответствии с пунктом 2.2.5 настоящего Регламента;  – объем оперативной ценопринимающей заявки на увеличение объемов производства, определенный в соответствии с пунктом 2.1.4 настоящего Регламента;  – диспетчерский объем электрической энергии, определенный в соответствии с подпунктом 7 пункта 2.1.1 настоящего Регламента;  – объем фактического потребления в ГТП потребления поставщика, определенный в соответствии с подпунктом 5 пункта 2.1.1 настоящего Регламента;  – величина планового объема производства, определенная в соответствии с подпунктом 1 пункта 2.1.1 настоящего Регламента;  – норматив для расчета нештрафуемой составляющей , равный:   * 0.19 для ГЭС и ГАЭС; * 0.015 для АЭС; * 0.2 для станций с типом топлива солнце/ветер; * для прочих типов станций.   КО не определяет штрафуемую и нештрафуемую составляющие величины отклонения по собственной инициативе в ГТП потребления поставщика для неценовых зон оптового рынка:   * ; * .   Для целей дальнейшего определения объемов и стоимости отклонений в соответствии настоящим Регламентом:   * ; * .   …  При наличии объемов и Коммерческий оператор определяет объемы отклонений и в ГТП гарантирующего поставщика следующим образом:  - в случае если ,  ;  ;  - в случае если ,   * для ГТП потребления гарантирующего поставщика, функционирующих в отдельных частях ценовых зон оптового рынка:   ;  ;   * для иных ГТП потребления гарантирующего поставщика:   ;  ;  - иначе объемы и не определяются Коммерческим оператором.      … | Собственная инициатива () определяется КО в отношении ГТП генерации, ГТП потребления, ГТП импорта и ГТП экспорта, принадлежащим ценовым и неценовой зоне Калининградской области оптового рынка, и для каждого часа операционных суток.  …  …  Для ГТП генерации ВИЭ (солнце/ветер):   * определяется объем отклонения по собственной инициативе в пределах допустимого диапазона отклонений: * если : * иначе:   в период действия государственного регулирования цен (тарифов) величина ;   * объем отклонения по собственной инициативе определяется следующим образом:   Для ГТП генерации участника оптового рынка с типом станции ГЭС (за исключением ГТП генерации ВИЭ), в отношении которых осуществляется поставка электрической энергии по договорам, указанным в подп. 16 п. 4 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности, объем отклонения в сторону снижения объема производства по собственной инициативе распределяется на объем превышения величины отклонения над объемом продажи электроэнергии по свободным (нерегулируемым) ценам и на объем величины отклонения в пределах объема продажи по свободным (нерегулируемым) ценам Коммерческим оператором следующим образом:  в случае, если , то  ,  ;  в случае, если , то  ,  ,  где – плановый объем продажи электроэнергии по свободным (нерегулируемым) ценам, определяемый в соответствии с п. 8.1.1 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) в рассматриваемом часе.  Для ГТП потребления покупателей (в том числе для ГТП потребления с регулируемой нагрузкой и за исключением ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации), функционирующих в отдельных частях ценовых зон оптового рынка:   * определяется объем отклонения по собственной инициативе : * определяется объем отклонения по собственной инициативе в сторону снижения потребления в пределах объемов покупки электрической энергии по регулируемым договорам : * если : * иначе: * определяется объем отклонения по собственной инициативе в сторону снижения потребления сверх объемов покупки электрической энергии по регулируемым договорам : * если :   ;   * иначе:   .  Для ГТП потребления гарантирующего поставщика, функционирующих в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, с использованием которых приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии, и по которым СО переданы величины и , величина не определяется.  Для ГТП потребления покупателей, функционирующих в составе части второй ценовой зоны, ранее являвшейся неценовой зоной, (за исключением ГТП потребления гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии, и в отношении которой СО передана величина , а также за исключением ГТП потребления, содержащих внутризональный энергорайон), в отношении которых осуществляется поставка по договорам, указанным в подп. 16 п. 4 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности, объем отклонения в сторону снижения объема потребления по собственной инициативе распределяется на объем превышения величины отклонения над объемом покупки электроэнергии по свободным (нерегулируемым) ценам и на объем величины отклонения в пределах объема покупки по свободным (нерегулируемым) ценам Коммерческим оператором следующим образом:  в случае, если , то  ,  ;  в случае, если , то  где – плановый объем покупки электроэнергии по договорам, указанным в подп. 16 п. 4 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности, определяемый в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) в рассматриваемом часе.  …  Для ГТП потребления поставщика КО на основе объема отклонения по собственной инициативе определяет штрафуемую составляющую и нештрафуемую составляющую величины отклонения по собственной инициативе в данной ГТП следующим образом:   1. на основании признаков включения/отключения ЕГО, передаваемых СО в соответствии с пунктом 5.1.2.1 настоящего Регламента, КО определяет в отношении станции, к которой отнесена ГТП потребления поставщика, часы, в которых хотя бы для одной ЕГО:   а) осуществлялось фактическое включение (отмена отключения) генерирующего оборудования, инициированное СО и не учтенное на этапе формирования актуализированной расчетной модели, используемой при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед;  б) осуществлялось фактическое отключение (отмена включения) генерирующего оборудования, инициированное СО и не учтенное на этапе формирования актуализированной расчетной модели, используемой при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед;   1. для ГТП в ценовых зонах оптового рынка:   Если , то:   * в случае если осуществлялся фактический пуск генерирующего оборудования по внешней инициативе, не учтенный в РСВ, и час *h* входит в период начиная с часа *x – 2* и до часа *x + 5*, где *x* – час пуска, то ; * в случае если:   + не осуществлялся фактический пуск генерирующего оборудования по внешней инициативе, не учтенный в РСВ;   + ;   + ,   то ;   * во всех остальных случаях:   ;  *.*  Если , то:   * в случае если осуществлялось фактическое отключение генерирующего оборудования по внешней инициативе, не учтенное в РСВ, и час *h* входит в период начиная с часа *x – 2* и до часа *x + 5*, где *x* – час отключения, то; * в случае если:   + не осуществлялось фактическое отключение генерирующего оборудования по внешней инициативе, не учтенное в РСВ;   + ;   + ,   то ;   * во всех остальных случаях:   ;  *.*  Если , то:   * ; * ,   где *s* – станция, к которой отнесена ГТП потребления поставщика;  *p* – ГТП потребления;  *q* – ГТП генерации;  *g* – РГЕ;  – суммарный объем отклонений по внешней инициативе в ГТП генерации участника. Если не выполнено ни одно из следующих условий:   * в отношении РГЕ, отнесенной к данной ГТП, СО передан признак изменения технических (технологических) ограничений генерирующего оборудования по РГЕ, вызванных изменением состояния / переносом времени изменения состояния генерирующего (котельного) оборудования на БР по внешней инициативе в соответствии с пунктом 5.1.2.1 настоящего Регламента; * в отношении РГЕ, отнесенной к данной ГТП, СО введено ограничение , и при этом нет ограничения или ; * в отношении РГЕ, отнесенной к данной ГТП, СО введено ограничение , и при этом нет ограничения или ;   то .  Если выполнено хотя бы одно из указанных выше условий, то определяется как:   * если одновременно выполнены все следующие условия: * КО определен объем ; * ; * ;   то ;   * в ином случае.   – соотношение объемов отклонений по внешней инициативе к плану производства для данной станции, определяемое следующим образом:   * если , то величина принимается равной нулю; * если , но при этом , то величина не определяется; * если , и , то   ;   * если , и , то   ;  – объем отклонения по внешней инициативе ИВ1, определенный в соответствии с пунктом 2.2.1 настоящего Регламента;  – объем отклонения по внешней инициативе ИВ01, определенный в соответствии с пунктом 2.2.2 настоящего Регламента;  – объем отклонения по внешней инициативе ИВ0, определенный в соответствии с пунктом 2.2.3 настоящего Регламента;  – объем отклонения по внешней инициативе ИВА, определенный в соответствии с пунктом 2.2.5 настоящего Регламента;  – объем оперативной ценопринимающей заявки на увеличение объемов производства, определенный в соответствии с пунктом 2.1.4 настоящего Регламента;  – диспетчерский объем электрической энергии, определенный в соответствии с подпунктом 7 пункта 2.1.1 настоящего Регламента;  – объем фактического потребления в ГТП потребления поставщика, определенный в соответствии с подпунктом 5 пункта 2.1.1 настоящего Регламента;  – величина планового объема производства, определенная в соответствии с подпунктом 1 пункта 2.1.1 настоящего Регламента;  – норматив для расчета нештрафуемой составляющей , равный:   * 0.19 для ГЭС и ГАЭС; * 0.015 для АЭС; * 0.2 для станций с типом топлива солнце/ветер; * для прочих типов станций.   КО не определяет штрафуемую и нештрафуемую составляющие величины отклонения по собственной инициативе в ГТП потребления поставщика для неценовых зон оптового рынка:   * ; * .   Для целей дальнейшего определения объемов и стоимости отклонений в соответствии настоящим Регламентом:   * ; * .   В отношении ГТП потребления поставщика, расположенных на территории части второй ценовой зоны, в отношении которой осуществляется поставка электрической энергии по договорам, указанным в подп. 16 п. 4 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности, в случае если , КО определяет объемы , , и следующим образом:  …  При наличии объемов и Коммерческий оператор определяет объемы отклонений и в ГТП гарантирующего поставщика (за исключением ГТП потребления гарантирующего поставщика, функционирующей в составе части второй ценовой зоны, ранее являвшейся неценовой зоной, в отношении которой передано ненулевое значение , а также ГТП, содержащих внутризональный энергорайон) следующим образом:  - в случае если ,  - в случае если ,   * для ГТП потребления гарантирующего поставщика, функционирующих в отдельных частях ценовых зон оптового рынка: * для иных ГТП потребления гарантирующего поставщика:   ;  - иначе объемы и не определяются Коммерческим оператором.  Для ГТП потребления гарантирующего поставщика, функционирующей в составе части второй ценовой зоны, ранее являвшейся неценовой зоной, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии и в отношении которой осуществляется поставка по договорам, указанным в подп. 16 п. 4 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности, (за исключением ГТП потребления, содержащих внутризональный энергорайон) в случае если в отношении рассматриваемой ГТП потребления СО передана величина , КО не определяет величину и рассчитывает объемы отклонения в сторону снижения объема потребления по собственной инициативе, не обусловленный оказанием услуг по управлению изменением режима потребления электрической энергии, следующим образом:  если , то:  если , то:  … |
| **2.3.2** | Отклонение по собственной регулировочной инициативе по уменьшению, (), определяется в отношении часа h для ГТП генерации p (за исключением ГТП генерации ГЭС или ГАЭС) участника оптового рынка i, отнесенной к ценовой или второй неценовой зоне оптового рынка, как сумма по РГЕ, отнесенным к данной ГТП генерации, отклонений по собственной регулировочной инициативе по уменьшению для РГЕ в указанный час h.  …  Отклонение по собственной регулировочной инициативе по уменьшению для РГЕ *g*, включенной в ГТП генерации, отнесенную ко второй неценовой зоне оптового рынка, в отношении часа *h*, (), определяется как положительная разница между объемом, производимым с учетом величины , и объемом, производимым с учетом величины , используемой при формировании ДДГ во второй неценовой зоне.  Отклонение по собственной регулировочной инициативе по уменьшению для РГЕ g, включенной в ГТП генерации, отнесенную к ценовой зоне оптового рынка, в отношении часа h, (),  …  Отклонение по собственной регулировочной инициативе по уменьшению () определяется в отношении часа *h* для ГТП генерации ГЭС (исключая ГАЭС) *p* участника оптового рынка *i*, отнесенной ко второй неценовой зоне оптового рынка:   * для ГТП генерации ГЭС, для которых, в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента, был передан признак учета при формировании диспетчерских графиков заявленных режимов работы по причине наличия ограничений на минимальное или максимальное производство электрической энергии ГЭС, как разница между объемом, производимым с учетом величины , и объемом ДДГ, сформированным исходя из работы генерирующего оборудования на уровне, соответствующем максимальному значению генерирующей мощности, определенному на основании установленных ограничений на максимальное производство электрической энергии ГЭС:   ;   * для прочих ГТП генерации ГЭС как:   .  … | Отклонение по собственной регулировочной инициативе по уменьшению, (), определяется в отношении часа *h* для ГТП генерации *p* (за исключением ГТП генерации ГЭС или ГАЭС) участника оптового рынка *i*, отнесенной к ценовой зоне оптового рынка, как сумма по РГЕ, отнесенным к данной ГТП генерации, отклонений по собственной регулировочной инициативе по уменьшению для РГЕ в указанный час *h*.  …    Отклонение по собственной регулировочной инициативе по уменьшению для РГЕ *g*, включенной в ГТП генерации, отнесенную к ценовой зоне оптового рынка, в отношении часа *h*, (),  …  … |
| **2.3.5** | Отклонение по собственной регулировочной инициативе по увеличению определяется в отношении часа h для ГТП генерации *р* (за исключением ГТП генерации ГЭС или ГАЭС) участника оптового рынка i, отнесенной к ценовой или второй неценовой зоне оптового рынка, (), как сумма по РГЕ, отнесенным к данной ГТП генерации, отклонений по собственной регулировочной инициативе по увеличению для РГЕ *g* в указанный час *h*.  …  Отклонение по собственной регулировочной инициативе по увеличению определяется для РГЕ *g*, включенной в ГТП генерации, отнесенную ко второй неценовой зоне оптового рынка, (), как положительная разность между объемом, производимым с учетом величины (), используемой при формировании ДДГ во второй неценовой зоне, и объемом, производимым с учетом ():  …  Отклонение по собственной регулировочной инициативе по увеличению () определяется в отношении часа *h* для ГТП генерации ГЭС (исключая ГАЭС) *p* участника оптового рынка *i*, отнесенной ко второй неценовой зоне оптового рынка:   * для ГТП генерации ГЭС, для которых в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента был передан признак учета при формировании диспетчерских графиков заявленных режимов работы по причине наличия ограничений на минимальное или максимальное производство электрической энергии ГЭС, как разница между объемом ДДГ, сформированным исходя из работы генерирующего оборудования на уровне, соответствующем минимальному значению генерирующей мощности, определенному на основании установленных ограничений на минимальное производство электрической энергии ГЭС, и объемом, производимым с учетом величины :   ;   * для прочих ГТП генерации ГЭС как:   .  … | Отклонение по собственной регулировочной инициативе по увеличению определяется в отношении часа *h* для ГТП генерации *р* (за исключением ГТП генерации ГЭС или ГАЭС) участника оптового рынка *i*, отнесенной к ценовой зоне оптового рынка, (), как сумма по РГЕ, отнесенным к данной ГТП генерации, отклонений по собственной регулировочной инициативе по увеличению для РГЕ *g* в указанный час *h*.  …    …      … |
| **2.6** | **Порядок и содержание информации, предоставляемой Системным оператором КО и участникам оптового рынка по результатам присвоения инициатив**  СО предоставляет КО в сутки (*Х*+3 рабочих дня, но не позднее 7-го календарного дня месяца, следующего за расчетным) в дополнение к передаваемой в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)* следующую информацию:   1. в отношении ГТП, отнесенных к ценовым зонам оптового рынка:   …   1. в отношении ГТП, отнесенных к неценовым зонам оптового рынка:  * ценовые параметры, переданные участником оптового рынка Системному оператору; * максимальные и минимальные почасовые значения мощности по каждому узлу, к которому отнесены ГТП генерации и ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, заявленные участником оптового рынка на этапе планирования ПДГ и ДДГ (ПБР); * максимальные и минимальные почасовые значения мощности по каждому узлу, к которому отнесены ГТП генерации и ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, определенные СО на этапе планирования ПДГ и ДДГ (ПБР); * составляющие величины отклонения по внешней инициативе ИВ0 и ИВА, определенные для часовых значений в соответствии с пп. 2.2.3, 2.2.5 настоящего Регламента по каждой ГТП генерации и объекту управления, относящемуся к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой для каждого часа операционных суток или признак отнесения отклонений на внешнюю инициативу в часы, в отношении которых соответствующему ГОУ был присвоен указанный признак в соответствии с п. 2.2.3 настоящего Регламента. При этом по каждой ГТП генерации и по объектам управления, относящимся к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, ― для составляющих величин отклонения по внешней инициативе ИВ0, определенные в соответствии с п.п. 2.2.3 настоящего Регламента, в случае наличия, дополнительно указывается в качестве причины формирования объема отклонения признак проверки наличия фактических резервов мощности; * признак учета при формировании диспетчерских графиков (ДДГ) заявленных режимов работы по причине наличия ограничений на минимальное или максимальное производство электрической энергии ГЭС (в отношении ГОУ, однозначно соответствующего ГТП генерации ГЭС, для которых при расчете ДДГ постоянные графики были учтены заявленным графиком генерации режимных генерирующих единиц, указанным в составе уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования, за исключением ГТП ГЭС из Перечня ГЭС, в отношении которых осуществляется оптимизация интегральной суточной выработки).   Объемные величины, являющиеся результатом проведения конкурентного отбора БР, применяются СО для расчета составляющих величин отклонений, осуществляемого в соответствии с настоящим Регламентом, с учетом требований о порядке округления указанных величин, установленных п. 6.1 *Регламента проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* (Приложение № 10 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  В течение 3 (трех) рабочих дней с даты получения Системным оператором оптового рынка подписанного акта, указанного в п. 2.2.5 настоящего Регламента:   * составляющие величины отклонения по внешней инициативе ИВА по каждой группе точек поставки потребления.   Передача указанных в предыдущем абзаце данных участникам начинается Системным оператором в срок не позднее одного месяца с даты получения запроса на предоставление данных от участника рынка. | **Порядок и содержание информации, предоставляемой Системным оператором КО и участникам оптового рынка по результатам присвоения инициатив**  СО предоставляет КО в сутки (*Х*+3 рабочих дня, но не позднее 7-го календарного дня месяца, следующего за расчетным) в дополнение к передаваемой в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)* следующую информацию:   1. в отношении ГТП, отнесенных к ценовым зонам оптового рынка и неценовой зоне Калининграда:   …    Объемные величины, являющиеся результатом проведения конкурентного отбора БР, применяются СО для расчета составляющих величин отклонений, осуществляемого в соответствии с настоящим Регламентом, с учетом требований о порядке округления указанных величин, установленных п. 6.1 *Регламента проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* (Приложение № 10 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  В течение 3 (трех) рабочих дней с даты получения Системным оператором оптового рынка подписанного акта, указанного в п. 2.2.5 настоящего Регламента:   * составляющие величины отклонения по внешней инициативе ИВА по каждой группе точек поставки потребления.   Передача указанных в предыдущем абзаце данных участникам начинается Системным оператором в срок не позднее одного месяца с даты получения запроса на предоставление данных от участника рынка. |
| **3.1** | **Исходные данные для расчета стоимости электроэнергии в объемах отклонений для участников оптового рынка**  В основу расчета стоимости отклонений, соответствующих разнице между объемами фактического и планового почасового производства (потребления), принимаются составляющие величины отклонения, определенные в ГТП генерации участников оптового рынка и в узлах расчетной модели, относящихся к ГТП потребления участника оптового рынка, с определенными видами инициатив, полученные в соответствии с п. 2.2 настоящего Регламента (; ; ; ;; ; , , , , ), величины отклонений , , ,, , , , , , , , , , , , , , ,  полученные в соответствии с п. 2.4 настоящего Регламента.  …  Далее для ГТП генерации, ГТП потребления, ГТП импорта и ГТП экспорта или ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации, отнесенных к ценовым и неценовым зонам оптового рынка, используются неотрицательные объемы отклонений:  ; ; ; ;  ; ; , , , , , ; ; , ; , , , ;  ;; ; ; ;  ; ; , , , ; , , ; ; , , , , ,  определенные как  *; ,*  где *A=(ИВ1, ИВ0-1, ИВ0, ИВА, ИВК, ИС, ИВ,* *Ипр, ДДПР,* ИВон, ИСон, ИВпр, ИСпр ВИЭ, ИС\_в\_пределах\_агрег, ИС\_сверх\_агрег, ИС\_изол\_э/р, ИС\_св\_макс, ИС\_макс, ИСсверхНР, ИСостНР) , а такженеотрицательные объемы отклонений , ; ; , определенные в отношении ГТП генерации ценовых зон оптового рынка. | **Исходные данные для расчета стоимости электроэнергии в объемах отклонений для участников оптового рынка**  В основу расчета стоимости отклонений, соответствующих разнице между объемами фактического и планового почасового производства (потребления), принимаются составляющие величины отклонения, определенные в ГТП генерации участников оптового рынка и в узлах расчетной модели, относящихся к ГТП потребления участника оптового рынка, с определенными видами инициатив, полученные в соответствии с п. 2.2 настоящего Регламента (; ; ; ;; ; , , , , , , , , , , ), величины отклонений , , ,, , , , , , , , , , , , , , , , полученные в соответствии с п. 2.4 настоящего Регламента, объемы , , , , , , , , , , определенные в соответствии с п.2.1.5 настоящего Регламента.  …  Далее для ГТП генерации, ГТП потребления, ГТП импорта и ГТП экспорта или ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации, отнесенных к ценовым и неценовым зонам оптового рынка, используются неотрицательные объемы отклонений:  ; ; ; ;  ; ; , *,* , , , ; ; , ; , , , ;  ; ; ; ; ;  ; ; , *,* , ; , , ; ; , , , , , , , , , , , , , , , , , , , , , , , , , ,  определенные как  или  где A=(ИВ1, ИВ0-1, ИВ0, ИВА, ИВК, ИС, ИВ, Ипр, ДДПР, ИВон, ИСон, ИВпр, ИСпр ВИЭ, ИС\_в\_пределах\_агрег, ИС\_сверх\_агрег, ИС\_изол\_э/р, ИС\_св\_макс, ИС\_макс, ИСсверхНР, ИСостНР, ИС\_осн, ИС\_ВЭ), а также неотрицательные объемы отклонений , ; , , определенные в отношении ГТП генерации ценовых зон оптового рынка,  X󠄀∈[1, 2, 3, 4, 5], Y∈[осн, ВЭ]. |
| **3.1.1** | **Определение суммарных объемов инициатив для целей расчета стоимости в неценовых зонах оптового рынка** | **Определение суммарных объемов инициатив для целей расчета стоимости в неценовой зоне Калининградской области:** |
| **3.1.1.1** | В целях расчета стоимости отклонений по внешней инициативе в отношении ГТП участников оптового рынка, расположенных на территориях неценовых зон, для определения величины, покупаемой по договорам купли-продажи электроэнергии в целях балансирования системы и продаваемой по договору комиссии на продажу электроэнергии в целях балансирования системы, а также в целях определения фактических объемов по договорам комиссии НЦЗ, договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ и договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ, КО использует суммарное сальдированное за час значение внешней инициативы с соответствующим знаком. При определении расчетных показателей стоимости полученные объемы отклонений принимаются по абсолютному значению. | В целях расчета стоимости отклонений по внешней инициативе в отношении ГТП участников оптового рынка, функционирующих в составе неценовой зоны Калининградской области, для определения величины, покупаемой по договорам купли-продажи электроэнергии в целях балансирования системы и продаваемой по договору комиссии на продажу электроэнергии в целях балансирования системы, а также в целях определения фактических объемов по договорам комиссии НЦЗ, договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ и договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ, КО использует суммарное сальдированное за час значение внешней инициативы с соответствующим знаком. При определении расчетных показателей стоимости полученные объемы отклонений принимаются по абсолютному значению. |
| **3.1.2** | …  В целях определения суммарных объемов отклонений покупки и продажи в соответствии с данным подпунктом, поузловые объемы отклонений суммируются до уровня соответствующих ГТП.  Объем отклонений, проданный участником оптового рынка *i* в ГТП генерации (ГТП импорта) *q* или в отношении объекта управления в час *h* операционных суток на БР, определяется как сумма отклонений по внешней или собственной инициативе на увеличение объемов производства электроэнергии (увеличения объема перетока электроэнергии в сечении экспорта-импорта в сторону импорта), увеличенная на объемы, сформировавшие требования в обеспечение оплаты системных ограничений и потерь по двусторонним договорам, когда участник оптового рынка выступает покупателем по двустороннему договору:  .  Суммарный объем отклонений, проданный участником оптового рынка *i* в ГТП *q* за расчетный период *m* на БР*,* определяется как сумма соответствующих объемов продаж за все часы расчетного периода:  .  Объем отклонений, купленный участником оптового рынка *i* в ГТП генерации (ГТП импорта) *q* или в отношении объекта управления в час *h* операционных суток на БР, определяется как сумма отклонений по внешней или собственной инициативе на снижение объемов производства электроэнергии (снижения объема перетока электроэнергии в сечении экспорта-импорта в сторону импорта), увеличенная на обязательства в обеспечение оплаты системных ограничений и потерь по двусторонним договорам, когда участник оптового рынка выступает продавцом по двустороннему договору:  .  Суммарный объем отклонений, купленный участником оптового рынка *i* в ГТП *q* за расчетный период *m* на БР*,* определяется как сумма соответствующих объемов покупки за все часы расчетного периода:  .  Объем отклонений, проданный участником оптового рынка *i* в ГТП потребления (ГТП экспорта) *p* в час *h* операционных суток, определяется как сумма отклонений по внешней или собственной инициативе на снижение объемов потребления электроэнергии (снижения объема перетока электроэнергии в сечении экспорта-импорта в сторону экспорта), увеличенная на объемы, сформировавшие требования в обеспечение оплаты системных ограничений и потерь по двусторонним договорам, когда участник оптового рынка выступает покупателем по двустороннему договору:  .  Суммарный объем отклонений, проданный участником оптового рынка *i* в ГТП потребления (ГТП экспорта) *p* за расчетный период *m* на БР*,* определяется как сумма соответствующих объемов продаж за все часы расчетного периода:  .  Объем отклонений, купленный участником оптового рынка *i* в ГТП потребления (ГТП экспорта) *p* в час *h* операционных суток, определяется как сумма отклонений по внешней или собственной инициативе на увеличение объемов потребления электроэнергии (увеличение объема перетока электроэнергии в сечении экспорта-импорта в сторону экспорта), увеличенная на объемы, сформировавшие обязательства в обеспечение оплаты системных ограничений и потерь по двусторонним договорам, когда участник оптового рынка выступает продавцом по двустороннему договору:  Суммарный объем отклонений, купленный участником оптового рынка *i* в ГТП потребления (ГТП экспорта) *p* за расчетный период *m* на БР*,* определяется как сумма соответствующих объемов покупки за все часы расчетного периода:  .  …  27) – средневзвешенная равновесная цена единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации в час операционных суток *h,* определенная в соответствии с п. 5.9 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).    … | …    …  27) – средневзвешенная равновесная цена единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации в час операционных суток *h,* определенная в соответствии с п. 5.9 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  28) – средневзвешенная цена покупки электрической энергии по договорам, указанным в подп. 16 п. 4 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности, рассчитанная КО в соответствии с подп. 6.4.4 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  29) – утвержденная ФАС России регулируемая цена (тариф) на поставку электрической энергии по договорам, указанным в подп. 16 п. 4 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности, применяемая для целей п. 6.4.4 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  … |
| **3.1.4** | В целях определения расчетных показателей стоимости и предварительной стоимости отклонений участника оптового рынка в группе точек поставки потребления за расчетный период, Коммерческий оператор определят объемы отклонений в узлах расчетной модели, отнесенных к ГТП потребления, следующим образом:  * для ГТП потребления типа «Нагрузка» узловой объем принимается равным произведению коэффициента отнесения ГТП потребления к данному узлу, рассчитанного в соответствии с пунктом 2.2 раздела 4 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), и соответствующего объема отклонения, определенного в соответствии с пунктом 3.1 и 2.2.6 настоящего Регламента:   ;  ;   * для ГТП потребления типа «Система» узловой объем принимается равным произведению коэффициента отнесения ГТП потребления к данному узлу, рассчитанного в соответствии с пунктом 2.5 раздела 4 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), и соответствующего объема отклонения, определенного в соответствии с пунктом 3.1 и 2.2.6 настоящего Регламента:   ;  ,  где *A=(ИВА, ИВК, ИС, ИС\_РД, ИС\_сверх\_РД, ИС\_макс, ИС\_св.макс*, *ИС\_в\_пределах\_агрег, ИС\_сверх\_агрег*). | В целях определения расчетных показателей стоимости и предварительной стоимости отклонений участника оптового рынка в группе точек поставки потребления за расчетный период, Коммерческий оператор определят объемы отклонений в узлах расчетной модели, отнесенных к ГТП потребления, следующим образом:  * для ГТП потребления типа «Нагрузка» узловой объем принимается равным произведению коэффициента отнесения ГТП потребления к данному узлу, рассчитанного в соответствии с пунктом 2.2 раздела 4 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), и соответствующего объема отклонения, определенного в соответствии с пунктом 3.1 и 2.2.6 настоящего Регламента: * для ГТП потребления типа «Система» узловой объем принимается равным произведению коэффициента отнесения ГТП потребления к данному узлу, рассчитанного в соответствии с пунктом 2.5 раздела 4 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), и соответствующего объема отклонения, определенного в соответствии с пунктом 3.1 и 2.2.6 настоящего Регламента:   где A=(ИВА, ИВК, ИС, ИС\_РД, ИС\_сверх\_РД, ИС\_макс, ИС\_св.макс, ИС\_в\_пределах\_агрег, ИС\_сверх\_агрег, ИС\_в пределах РСВ, ИС\_сверх РСВ, ИС\_макс в пределах РСВ, ИС\_макс сверх РСВ, ИС\_св.макс в пределах РСВ, ИС\_св.макс сверх РСВ, V1, V2, V3, V4, V5). |
| **3.1.5** | **Дополнить новым подпунктом** | В целях определения суммарных объемов отклонений покупки и продажи в соответствии с данным подпунктом, поузловые объемы отклонений суммируются до уровня соответствующих ГТП.  Объем отклонений, проданный участником оптового рынка *i* в ГТП генерации (ГТП импорта) *q* или в отношении объекта управления в час *h* операционных суток на БР, определяется как сумма отклонений по внешней или собственной инициативе на увеличение объемов производства электроэнергии (увеличения объема перетока электроэнергии в сечении экспорта-импорта в сторону импорта), увеличенная на объемы, сформировавшие требования в обеспечение оплаты системных ограничений и потерь по двусторонним договорам, когда участник оптового рынка выступает покупателем по двустороннему договору:  .  Суммарный объем отклонений, проданный участником оптового рынка *i* в ГТП *q* за расчетный период *m* на БР*,* определяется как сумма соответствующих объемов продаж за все часы расчетного периода:  .  Объем отклонений, купленный участником оптового рынка *i* в ГТП генерации (ГТП импорта) *q* или в отношении объекта управления в час *h* операционных суток на БР, определяется как сумма отклонений по внешней или собственной инициативе на снижение объемов производства электроэнергии (снижения объема перетока электроэнергии в сечении экспорта-импорта в сторону импорта), увеличенная на обязательства в обеспечение оплаты системных ограничений и потерь по двусторонним договорам, когда участник оптового рынка выступает продавцом по двустороннему договору:  .  Суммарный объем отклонений, купленный участником оптового рынка *i* в ГТП *q* за расчетный период *m* на БР*,* определяется как сумма соответствующих объемов покупки за все часы расчетного периода:  .  Объем отклонений, проданный участником оптового рынка *i* в ГТП потребления (ГТП экспорта) *p* (за исключением ГТП потребления, содержащих в своем составе внутризональный энергорайон) в час *h* операционных суток, определяется как сумма отклонений по внешней или собственной инициативе на снижение объемов потребления электроэнергии (снижения объема перетока электроэнергии в сечении экспорта-импорта в сторону экспорта), увеличенная на объемы, сформировавшие требования в обеспечение оплаты системных ограничений и потерь по двусторонним договорам, когда участник оптового рынка выступает покупателем по двустороннему договору:  .  Суммарный объем отклонений, проданный участником оптового рынка *i* в ГТП потребления (ГТП экспорта) *p* за расчетный период *m* на БР*,* определяется как сумма соответствующих объемов продаж за все часы расчетного периода:  .  Объем отклонений, купленный участником оптового рынка *i* в ГТП потребления (ГТП экспорта) *p* (за исключением ГТП потребления, содержащих в своем составе внутризональный энергорайон) в час *h* операционных суток, определятся как сумма отклонений по внешней или собственной инициативе на увеличение объемов потребления электроэнергии (увеличение объема перетока электроэнергии в сечении экспорта-импорта в сторону экспорта), увеличенная на объемы, сформировавшие обязательства в обеспечение оплаты системных ограничений и потерь по двусторонним договорам, когда участник оптового рынка выступает продавцом по двустороннему договору:  .  Суммарный объем отклонений, купленный участником оптового рынка *i* в ГТП потребления (ГТП экспорта) *p* за расчетный период *m* на БР*,* определяется как сумма соответствующих объемов покупки за все часы расчетного периода:  .  Объемы отклонений, проданные участником оптового рынка *i* в ГТП потребления *p*, содержащей в своем составе внутризональный энергорайон, в час *h* операционных суток, определяются отдельно в отношении основной части этой ГТП () и в отношении внутризонального района в составе этой ГТП () следующим образом:  Суммарные объемы отклонений, проданные участником оптового рынка *i* в ГТП потребления *p*, содержащей в своем составе внутризональный энергорайон,за расчетный период *m* на БР*,* определяется как сумма соответствующих объемов продаж за все часы расчетного периода отдельно для основной части () и отдельно для внутризонального района ():  Объемы отклонений, купленные участником оптового рынка *i* в ГТП потребления *p*, содержащих в своем составе внутризональный энергорайон, в час *h* операционных суток, определяются отдельно в отношении основной части этой ГТП () и в отношении внутризонального района в составе этой ГТП () следующим образом:  Суммарный объем отклонений, купленный участником оптового рынка *i* в ГТП потребления *p*, содержащих в своем составе внутризональный энергорайон,за расчетный период *m* на БР*,* определяется как сумма соответствующих объемов покупки за все часы расчетного периода: |
| **3.2** | Порядок определения стоимости отклонений в отношении покупки/продажи электроэнергии в ГТП экспорта/импорта в ценовых зонах и неценовых зонах оптового рынка | Порядок определения стоимости отклонений в отношении покупки/продажи электроэнергии в ГТП экспорта/импорта в ценовых зонах оптового рынка и неценовой зоне Калининградской области |
| **4.4.1.2** | Для ГТП генерации участника оптового рынка с типом станции ГЭС, ставка, применяемая для определения расчетных показателей стоимости составляющей величины отклонения по собственной инициативе в сторону снижения генерации определяется на каждый час расчетного периода как максимальная величина из цены для балансирования системы при увеличении объемов в данной ГТП() и ставки водного налога, применяемой при использовании водных объектов без забора воды для целей гидроэнергетики: | Для ГТП генерации участника оптового рынка с типом станции ГЭС, ставка, применяемая для определения расчетных показателей стоимости составляющей величины отклонения по собственной инициативе в сторону снижения генерации определяется на каждый час расчетного периода как максимальная величина из цены для балансирования системы при увеличении объемов в данной ГТП() и ставки водного налога, применяемой при использовании водных объектов без забора воды для целей гидроэнергетики: Для ГТП генерации участника оптового рынка с типом станции ГЭС, функционирующих в части второй ценовой зоны, ранее являвшейся неценовой зоной, в отношении которых осуществляется поставка электрической энергии по договорам, указанным в подп. 16 п. 4 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности, ставка, применяемая для определения расчетных показателей стоимости составляющей величины отклонения по собственной инициативе в сторону снижения в объеме превышения отклонения над объемом продажи по свободным (нерегулируемым) ценам, () определяется на каждый час расчетного периода как максимальная величина из цены для балансирования системы при увеличении объемов в данной ГТП (), величины , определенной в соответствии с подп. 1 п. 3.1.2 настоящего Регламента, и величины , определенной в подп. 29 п. 3.1.2 настоящего Регламента:  Для ГТП генерации участника оптового рынка с типом станции ГЭС, функционирующих в части второй ценовой зоны, ранее являвшейся неценовой зоной, в отношении которых осуществляется поставка электрической энергии по договорам, указанным в подп. 16 п. 4 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности, ставка, применяемая для определения расчетных показателей стоимости составляющей величины отклонения по собственной инициативе в сторону снижения в части объема отклонения в пределах объема продажи по свободным (нерегулируемым) ценам, () принимается равной максимальной величине из цены для балансирования системы при увеличении объемов в данной ГТП () и величины : |
| **4.4.4.3** | … Для ГТП потребления участника, являющейся смежной с зарегистрированной на оптовом рынке за указанным участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрирована ГТП потребления поставщика: в период действия государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне для объемов выше максимально допустимой величины почасового расхода электроэнергии на собственные нужды генерации в данной ГТП применяется:  . (120.4)  В случае если в отношении соответствующего часа в данной ГТП выполнены условия, указанные в первом буллите подп. 12 п. 3.1.2 настоящего Регламента, то применяется значение, определенное в соответствующей ГТП. | … Для ГТП потребления участника, являющейся смежной с зарегистрированной на оптовом рынке за указанным участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрирована ГТП потребления поставщика: в период действия государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне для объемов выше максимально допустимой величины почасового расхода электроэнергии на собственные нужды генерации в данной ГТП применяется:  . (120.4)  В случае если в отношении соответствующего часа в данной ГТП выполнены условия, указанные в первом буллите подп. 12 п. 3.1.2 настоящего Регламента, то применяется значение, определенное в соответствующей ГТП. В отношении ГТП потребления поставщика оптового рынка в узле расчетной модели, если в отношении такой ГТП осуществляется поставка электрической энергии по договорам, указанным в подп. 16 п. 4 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности, то ставки, применяемые для расчета стоимости объемов отклонений по собственной инициативе вниз, определяются следующим образом:В отношении ГТП потребления участника, являющейся смежной с зарегистрированной на оптовом рынке за указанным участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрирована ГТП потребления поставщика, если в отношении такой ГТП осуществляется поставка электрической энергии по договорам, указанным в подп. 16 п. 4 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности, то ставки, применяемые для расчета стоимости объемов отклонений по собственной инициативе вниз, определяются следующим образом: |
| **4.4.4.4** | Для ГТП потребления участников оптового рынка в узле расчетной модели (за исключением ГТП потребления гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии) и ГТП экспорта, зарегистрированных на сечениях экспорта-импорта, для 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 случае если в отношении данной ГТП экспорта в соответствии с разделом 3 настоящего Регламента не была сформирована ценовая заявка в отношении данного часа операционных суток, а также для ГТП экспорта, зарегистрированных на сечениях экспорта-импорта, для которых 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), Ставка, применяемая для определения расчетных показателей стоимости составляющей величины отклонения в сторону снижения потребления по собственной инициативе, определяется на каждый час расчетного периода для каждого узла, относимого к ГТП потребления участников оптового рынка (за исключением ГТП потребления гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии) как цена для балансирования системы при уменьшении объемов ():  . (99)  В случае если в отношении соответствующего часа в данной ГТП выполнены условия, указанные в первом буллите подп. 12 п. 3.1.2 настоящего Регламента, то применяется значение , определенное в соответствующей ГТП:  .  Для ГТП потребления покупателя, функционирующего в отдельных частях ценовых зон оптового рынка (за исключением ГТП потребления гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии), ставка, применяемая для определения расчетных показателей стоимости составляющей величины отклонения в сторону снижения потребления по собственной инициативе в пределах объемов покупки электрической энергии по регулируемым договорам, определяется на каждый час расчетного периода для каждого узла, относимого к ГТП потребления участников оптового рынка, как:  .  В случае если в отношении соответствующего часа в данной ГТП потребления покупателя, функционирующего в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, выполнены условия, указанные в первом буллите подп. 12 п. 3.1.2 настоящего Регламента, то в качестве ставки применяется следующее значение:  .  Для ГТП экспорта ставка, применяемая для определения расчетных показателей стоимости составляющей величины отклонения в сторону снижения экспорта в пределах объемов РД, принимается равной величине .  . | Для ГТП потребления участников оптового рынка в узле расчетной модели (за исключением ГТП потребления гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии) и ГТП экспорта, зарегистрированных на сечениях экспорта-импорта, для 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 случае если в отношении данной ГТП экспорта в соответствии с разделом 3 настоящего Регламента не была сформирована ценовая заявка в отношении данного часа операционных суток, а также для ГТП экспорта, зарегистрированных на сечениях экспорта-импорта, для которых 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), Ставка, применяемая для определения расчетных показателей стоимости составляющей величины отклонения в сторону снижения потребления по собственной инициативе, определяется на каждый час расчетного периода для каждого узла, относимого к ГТП потребления участников оптового рынка (за исключением ГТП потребления гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии, и за исключением ГТП, в отношении которых осуществляется поставка электрической энергии по договорам, указанным в подп. 16 п. 4 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности) как цена для балансирования системы при уменьшении объемов ():  . (99)  В случае если в отношении соответствующего часа в данной ГТП выполнены условия, указанные в первом буллите подп. 12 п. 3.1.2 настоящего Регламента, то применяется значение , определенное в соответствующей ГТП:  .  Для ГТП потребления покупателя, функционирующего в отдельных частях ценовых зон оптового рынка (за исключением ГТП потребления гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии), ставка, применяемая для определения расчетных показателей стоимости составляющей величины отклонения в сторону снижения потребления по собственной инициативе в пределах объемов покупки электрической энергии по регулируемым договорам, определяется на каждый час расчетного периода для каждого узла, относимого к ГТП потребления участников оптового рынка, как:  .  В случае если в отношении соответствующего часа в данной ГТП потребления покупателя, функционирующего в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, выполнены условия, указанные в первом буллите подп. 12 п. 3.1.2 настоящего Регламента, то в качестве ставки применяется следующее значение:  .  Для ГТП экспорта ставка, применяемая для определения расчетных показателей стоимости составляющей величины отклонения в сторону снижения экспорта в пределах объемов РД, принимается равной величине : *.*Для ГТП потребления покупателей, в отношении которых осуществляется поставка электрической энергии по договорам, указанным в подп. 16 п. 4 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности, ставка, применяемая для определения расчетных показателей стоимости составляющей величины отклонения по собственной инициативе в сторону снижения в объеме превышения отклонения над объемом покупки по свободным (нерегулируемым) ценам, () определяется на каждый час расчетного периода как минимальная величина из цены для балансирования системы при снижении объемов ( или ), и величины , определенной в подп. 28 п. 3.1.2 настоящего Регламента:в случае если не выполнены условия, указанные в первом буллите подп. 12 п. 3.1.2 настоящего Регламента:в случае если выполнены условия, указанные в первом буллите подп. 12 п. 3.1.2 настоящего Регламента:Для ГТП потребления покупателей (за исключением ГТП потребления гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии), в отношении которых осуществляется поставка электрической энергии по договорам, указанным в подп. 16 п. 4 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности, ставка, применяемая для определения расчетных показателей стоимости составляющей величины отклонения по собственной инициативе в сторону снижения в объеме, не превышающем объем покупки по свободным (нерегулируемым) ценам, () принимается равной величине или :в случае если не выполнены условия, указанные в первом буллите подп. 12 п. 3.1.2 настоящего Регламента:в случае если выполнены условия, указанные в первом буллите подп. 12 п. 3.1.2 настоящего Регламента: |
| **4.4.4.8** | Для ГТП потребления гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии (за исключением ГТП потребления покупателя, функционирующего в отдельных частях ценовых зон оптового рынка), ставки, применяемые для определения расчетных показателей стоимости составляющей величины отклонения в сторону снижения потребления по собственной инициативе определяются на каждый час расчетного периода для каждого узла, относимого к ГТП потребления, а также в отношении ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, следующим образом:  * для объемов отклонений в пределах объема отклонений потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии, переданного СО, , как цена электроэнергии в соответствующей ГТП потребления *p* в час операционных суток *h* (), определенная в соответствии с пунктом 5.3.3 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*):   ;   * для объемов отклонений сверх объема отклонений потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии, переданного СО, , как: * для ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, в отношении которой в соответствии с разделом 3 настоящего Регламента сформирована ценовая заявка в отношении данного часа операционных суток (за исключением ГТП потребления, для которых объемный показатель пары <цена–количество> (), определенный в соответствии с разделом 3 настоящего Регламента, больше объемного показателя пары <цена–количество>, указанного участником в часовой подзаявке):   ;   * для ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, для которых отсутствует сформированная в соответствии с разделом 3 настоящего Регламента ценовая заявка в отношении данного часа операционных суток или объемный показатель пары <цена–количество> (), определенный в соответствии с разделом 3 настоящего Регламента, больше объемного показателя пары <цена–количество>, указанного участником в часовой подзаявке:   ;  для иных ГТП потребления:  - в случае если в отношении соответствующего часа выполнены условия, указанные в первом буллите подп. 12 п. 3.1.2 настоящего Регламента:  ;  - в ином случае:  .  Для ГТП потребления гарантирующего поставщика, функционирующего в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии, ставки, применяемые для определения расчетных показателей стоимости составляющей величины отклонения в сторону снижения потребления по собственной инициативе определяются на каждый час расчетного периода для каждого узла, относимого к ГТП потребления, следующим образом:  для объемов отклонений в пределах объемов покупки электрической энергии по регулируемым договорам:  для ГТП потребления с регулируемой нагрузкой  если в соответствии с разделом 3 настоящего Регламента сформирована ценовая заявка в отношении данного часа операционных суток, то  ;  если объемный показатель пары <цена–количество> (), определенный в соответствии с разделом 3 настоящего Регламента, больше объемного показателя пары <цена–количество>, указанного участником в часовой подзаявке, а также в случае, если в отношении данной ГТП потребления с регулируемой нагрузкой отсутствует сформированная в соответствии с разделом 3 настоящего Регламента ценовая заявка в отношении данного часа операционных суток, то  ;  для ГТП потребления, не являющейся ГТП потребления с регулируемой нагрузкой  в случае если не выполнены условия, указанные в первом буллите подп. 12 п. 3.1.2 настоящего Регламента  ;  в случае если выполнены условия, указанные в первом буллите подп. 12 п. 3.1.2 настоящего Регламента  ;  для объемов отклонений в пределах объема отклонений потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии, переданного СО, , как цена электроэнергии в соответствующей ГТП потребления *p* в час операционных суток *h* (), определенная в соответствии с пунктом 5.3.3 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*):  ;  для объемов отклонений сверх объема отклонений потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии, переданного СО, ,:  для ГТП потребления с регулируемой нагрузкой  если в соответствии с разделом 3 настоящего Регламента сформирована ценовая заявка в отношении данного часа операционных суток, то  ;  если объемный показатель пары <цена–количество> (), определенный в соответствии с разделом 3 настоящего Регламента, больше объемного показателя пары <цена–количество>, указанного участником в часовой подзаявке, а также в случае, если в отношении данной ГТП потребления с регулируемой нагрузкой отсутствует сформированная в соответствии с разделом 3 настоящего Регламента ценовая заявка в отношении данного часа операционных суток, то  ;  для ГТП потребления, не являющейся ГТП потребления с регулируемой нагрузкой  в случае если не выполнены условия, указанные в первом буллите подп. 12 п. 3.1.2 настоящего Регламента  ;  в случае если выполнены условия, указанные в первом буллите подп. 12 п. 3.1.2 настоящего Регламента  . | Для ГТП потребления гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии (за исключением ГТП потребления покупателя, функционирующего в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, а также за исключением ГТП потребления покупателя, в отношении которых осуществляется поставка электрической энергии по договорам, указанным в подп. 16 п. 4 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности), ставки, применяемые для определения расчетных показателей стоимости составляющей величины отклонения в сторону снижения потребления по собственной инициативе определяются на каждый час расчетного периода для каждого узла, относимого к ГТП потребления, а также в отношении ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, следующим образом:  * для объемов отклонений в пределах объема отклонений потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии, переданного СО, , как цена электроэнергии в соответствующей ГТП потребления *p* в час операционных суток *h* (), определенная в соответствии с пунктом 5.3.3 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*):   ;   * для объемов отклонений сверх объема отклонений потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии, переданного СО, , как: * для ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, в отношении которой в соответствии с разделом 3 настоящего Регламента сформирована ценовая заявка в отношении данного часа операционных суток (за исключением ГТП потребления, для которых объемный показатель пары <цена–количество> (), определенный в соответствии с разделом 3 настоящего Регламента, больше объемного показателя пары <цена–количество>, указанного участником в часовой подзаявке):   ;   * для ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, для которых отсутствует сформированная в соответствии с разделом 3 настоящего Регламента ценовая заявка в отношении данного часа операционных суток или объемный показатель пары <цена–количество> (), определенный в соответствии с разделом 3 настоящего Регламента, больше объемного показателя пары <цена–количество>, указанного участником в часовой подзаявке:   ;  для иных ГТП потребления:  - в случае если в отношении соответствующего часа выполнены условия, указанные в первом буллите подп. 12 п. 3.1.2 настоящего Регламента:  ;  - в ином случае:  .  Для ГТП потребления гарантирующего поставщика, функционирующего в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии, ставки, применяемые для определения расчетных показателей стоимости составляющей величины отклонения в сторону снижения потребления по собственной инициативе определяются на каждый час расчетного периода для каждого узла, относимого к ГТП потребления, следующим образом:  для объемов отклонений в пределах объемов покупки электрической энергии по регулируемым договорам:  для ГТП потребления с регулируемой нагрузкой  если в соответствии с разделом 3 настоящего Регламента сформирована ценовая заявка в отношении данного часа операционных суток, то  ;  если объемный показатель пары <цена–количество> (), определенный в соответствии с разделом 3 настоящего Регламента, больше объемного показателя пары <цена–количество>, указанного участником в часовой подзаявке, а также в случае, если в отношении данной ГТП потребления с регулируемой нагрузкой отсутствует сформированная в соответствии с разделом 3 настоящего Регламента ценовая заявка в отношении данного часа операционных суток, то  ;  для ГТП потребления, не являющейся ГТП потребления с регулируемой нагрузкой  в случае если не выполнены условия, указанные в первом буллите подп. 12 п. 3.1.2 настоящего Регламента  ;  в случае если выполнены условия, указанные в первом буллите подп. 12 п. 3.1.2 настоящего Регламента  ;  для объемов отклонений в пределах объема отклонений потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии, переданного СО, , как цена электроэнергии в соответствующей ГТП потребления *p* в час операционных суток *h* (), определенная в соответствии с пунктом 5.3.3 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*):  ;  для объемов отклонений сверх объема отклонений потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии, переданного СО, ,:  для ГТП потребления с регулируемой нагрузкой  если в соответствии с разделом 3 настоящего Регламента сформирована ценовая заявка в отношении данного часа операционных суток, то  ;  если объемный показатель пары <цена–количество> (), определенный в соответствии с разделом 3 настоящего Регламента, больше объемного показателя пары <цена–количество>, указанного участником в часовой подзаявке, а также в случае, если в отношении данной ГТП потребления с регулируемой нагрузкой отсутствует сформированная в соответствии с разделом 3 настоящего Регламента ценовая заявка в отношении данного часа операционных суток, то  ;  для ГТП потребления, не являющейся ГТП потребления с регулируемой нагрузкой  в случае если не выполнены условия, указанные в первом буллите подп. 12 п. 3.1.2 настоящего Регламента  ;  в случае если выполнены условия, указанные в первом буллите подп. 12 п. 3.1.2 настоящего Регламента  .  Для ГТП потребления гарантирующего поставщика, в отношении которых осуществляется поставка электрической энергии по договорам, указанным в подп. 16 п. 4 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии, ставки, применяемые для определения расчетных показателей стоимости составляющей величины отклонения в сторону снижения потребления по собственной инициативе определяются на каждый час расчетного периода для каждого узла, относимого к ГТП потребления, следующим образом:   * для ГТП потребления, не являющейся ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, в отношении объемов отклонений в пределах объемов покупки электрической энергии по договорам, указанным в подп. 16 п. 4 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности:   + - в случае если не выполнены условия, указанные в первом буллите подп. 12 п. 3.1.2 настоящего Регламента:     - в случае если выполнены условия, указанные в первом буллите подп. 12 п. 3.1.2 настоящего Регламента: * для объемов отклонений в пределах объема отклонений потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии, переданного СО, , как цена электроэнергии в соответствующей ГТП потребления *p* в час операционных суток *h* (), определенная в соответствии с п. 5.3.3 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*): * для ГТП потребления, не являющейся ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, в отношении объемов отклонений сверх объема отклонений потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии, переданного СО, :   + - в случае если не выполнены условия, указанные в первом буллите подп. 12 п. 3.1.2 настоящего Регламента:     - в случае если выполнены условия, указанные в первом буллите подп. 12 п. 3.1.2 настоящего Регламента: |
| **4.5** | Определение стоимости покупки/продажи на БР для участников неценовых зон **Индексные характеристики п. 4.5:**   |  |  | | --- | --- | | **Индекс** | **Расшифровка** | | *z* | зона ОРЭМ | | *z = 1* | территория неценовой зоны Архангельской области | | *z = 2* | объединение территорий неценовой зоны Дальнего Востока (Амурская область, Приморский край, Хабаровский край, Еврейская автономная область, Республика Саха (Якутия), за исключением территорий, технологически не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами) | | *z = 3* | территория неценовой зоны Калининградской области | | *z = 4* | территория неценовой зоны Республики Коми | | *m* | расчетный период | | *i* | участник ОРЭМ или ФСК | | *q* | ГТП генерации участника ОРЭМ | | *q(имп)* | ГТП импорта участника ОРЭМ | | *s* | станция участника ОРЭМ | | *p* | ГТП потребления участника ОРЭМ, ГТП потребления поставщика, относящаяся к станции *s* | | *p(эксп)* | ГТП экспорта участника ОРЭМ | | *k* | сечение экспорта-импорта участника ОРЭМ | | *b* | блок-станция, соответствующая ГТП потребления *p*, согласно п. 3.3 *Положения о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) | | *h* | операционный час в расчетном периоде *m* | | *F* | субъект РФ (или совокупность субъектов РФ) | | *D* | договор купли-продажи (ДД – двусторонний договор) |   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:  ,  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 за расчетный период *m* определяется следующим образом:  ;  стоимость по договору купли-продажи 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:  ,  Стоимость по договору купли-продажи 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 за расчетный период определяется следующим образом:  .  где – объемы продажи/покупки, определенные в соответствии с разделом 12 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);*  ― средневзвешенная цена на электроэнергию на границе между неценовой зоной (либо внезональным энергорайоном, работающим синхронно со второй ценовой зоной) и ценовой зоной, определенная в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). В случае если величина не определена в соответствии с *Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), то  ,  где – цена, используемая для определения стоимости покупки электроэнергии в отношении ГТП, отнесенной к соответствующей неценовой зоне, и определенная в соответствии с разделом 9 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  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 .  В случае если ГТП потребления участника оптового рынка отнесена ко второй ценовой зоне и включает внезональный энергорайон, работающий синхронно со второй неценовой зоной:  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 генерации *q* в часе *h* определяется следующим образом:  .  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 за расчетный период определяется следующим образом:  ,  Стоимость по договору купли-продажи 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 генерации *q* в часе *h* определяется следующим образом:  .  Стоимость по договору купли-продажи 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 за расчетный период определяется следующим образом:  ,  где – объемы продажи/покупки, определенные в отношении ГТП генерации в соответствии с разделом 12 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – тариф, определенный в соответствии с п. 7.2.7 и с п. 9.1 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  Стоимость объема электроэнергии участников оптового рынка по перетоку в ограничивающем сечении соответствующей неценовой зоны, определенного в соответствии с *Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в расчетном месяце *m* определяется следующим образом:  для поставщиков электроэнергии по прогнозному балансу ФСТ по договору купли-продажи 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:  в отношении ГТП генерации *q* в час *h*:  в отношении участника *i* за расчетный месяц *m*:    для покупателей электроэнергии по прогнозному балансу ФСТ по договору купли-продажи 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:  в отношении ГТП потребления *p* в час *h*:    в отношении участника *i* за расчетный месяц *m*:    для поставщиков электроэнергии по прогнозному балансу ФСТ 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:  в отношении ГТП генерации *q* в час *h*:    в отношении участника *i* за расчетный месяц *m*    для покупателей электроэнергии по прогнозному балансу ФСТ 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:  в отношении ГТП потребления *p* в час *h*  в отношении участника *i* за расчетный месяц *m*:    где , , , , , , , ― составляющие величины отклонений по перетоку в ограничивающем сечении соответствующей неценовой зоны, отнесенные на Договоры купли-продажи/комиссии на БР, определенные в соответствии с п. 12 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  ; ― величины, определенные в соответствии с п. 12 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)*;*  Величина определяется для каждого часа *h* расчетного периода для соответствующей неценовой зоны в соответствии с формулой:  ,  где ― значение объема ПДГ, определенного СО для соответствующей ГТП генерации *q* в час *h*, отнесенной к соответствующей неценовой зоне *z*;  – цена, определенная в соответствии с п. 11 настоящего Регламента;  – почасовая величина отклонения на уменьшение величины сальдо-перетока ограничивающего сечения соответствующей неценовой зоны *z*, определенная в соответствии с п. 12 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | **Удалить п. 4.5** |
| **4.6** | **Дополнить новым подпунктом** | **Определение ставок составляющих стоимостей отклонений для ГТП потребления покупателей, содержащих внутризональный энергорайон**  В отношении ГТП потребления, включающей в себя внутризональный энергорайон, КО определяет ставки , , , , , следующим образом:   * в случае если в отношении соответствующего часа в данной ГТП выполнены условия, указанные в первом буллите подп. 11 или подп. 12 п. 3.1.2 настоящего Регламента, то применяется значение, определенное в соответствующей ГТП:   ,  ,  ,  ,  ,  ;   * в случае если в отношении соответствующего часа в данной ГТП не выполнены условия, указанные в первом буллите подп. 11 или подп. 12 п. 3.1.2 настоящего Регламента, то применяется значение :   ,  ,  ,  .  ,  .  КО также определяет следующие ставки , следующим образом:  , . |
| **5.1.1.4** | При снижении объема производства (поставки) электрической энергии (мощности) по собственной инициативе расчетный показатель стоимости составляющей величины отклонения по собственной инициативе ИС (), составляющей величины отклонения по собственной инициативе ИСон (), составляющей величины отклонения по собственной инициативе ИСпр (), определяется как произведение отклонения и соответствующей ставки, определенной в соответствии с п.4.4.1 настоящего Регламента:  *,* (111)  *,* (133.1)  *.*  (133.2)  Для ГТП генерации ВИЭ (солнце/ветер):  .  Для ГТП импорта, зарегистрированных на транзитных сечениях экспорта-импорта (сечения экспорта-импорта России (Сибирь) – Северный Казахстан), соответствующих транзитным перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны):  .  Для ГТП импорта, зарегистрированной на сечении экспорта-импорта, по которому осуществляется энергоснабжение энергорайона на территории Омской области или Курганской области, не имеющего электрических связей с ЕЭС России и работающего параллельно с зарубежной энергосистемой или ее частью:  . | При снижении объема производства (поставки) электрической энергии (мощности) по собственной инициативе расчетный показатель стоимости составляющей величины отклонения по собственной инициативе ИС (), составляющей величины отклонения по собственной инициативе ИСон (), составляющей величины отклонения по собственной инициативе ИСпр (), определяется как произведение отклонения и соответствующей ставки, определенной в соответствии с п.4.4.1 настоящего Регламента (за исключением ГТП генерации участника оптового рынка с типом станции ГЭС, в отношении которых осуществляется поставка по договорам, указанным в подп. 16 п. 4 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности):  *,* (111)  *,* (133.1)  *.*  (133.2)  Для ГТП генерации ВИЭ (солнце/ветер):  .  Для ГТП импорта, зарегистрированных на транзитных сечениях экспорта-импорта (сечения экспорта-импорта России (Сибирь) – Северный Казахстан), соответствующих транзитным перетокам между первой и второй ценовыми зонами (ценовой зоной и внезональным энергорайоном, соответствующим представлению другой ценовой зоны (и Казахстана) в расчетной модели для данной ценовой зоны):  .  Для ГТП импорта, зарегистрированной на сечении экспорта-импорта, по которому осуществляется энергоснабжение энергорайона на территории Омской области или Курганской области, не имеющего электрических связей с ЕЭС России и работающего параллельно с зарубежной энергосистемой или ее частью:  .  Для ГТП генерации участника оптового рынка с типом станции ГЭС, в отношении которых осуществляется поставка по договорам, указанным в подп. 16 п. 4 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности, расчетный показатель стоимости составляющей величины отклонения по собственной инициативе расчитывается как сумма произведения объема отклонения по собственной инициативе сверх объема продажи электрической энергии по свободным (нерегулируемым) ценам , определенной в соответствии с п. 2.2.6 настоящего Регламента, и величины , определенной в соответствии с подп. 4.4.1.12 настоящего Регламента, и произведения объема отклонения по собственной инициативе в пределах объема продажи электрической энергии по свободным (нерегулируемым) ценам , определенной в соответствии с п. 2.2.6 настоящего Регламента, и величины , определенной в соответствии с подп. 4.4.1.13 настоящего Регламента: |
| **5.1.2.1** | СО в течение 3 рабочих дней с даты рассматриваемых операционных суток d (не включая указанные операционные сутки), но не позднее 3-го календарного дня месяца, следующего за расчетным, передает в КО в согласованном между КО и СО формате следующую информацию:  для ценовых зон оптового рынка:   * признак изменения состояния/переноса времени изменения состояния генерирующего (котельного) оборудования на БР по внешней инициативе по ЕГО в отношении каждого часа отличия состояния ЕГО, определенного согласно актуализированной расчетной модели, используемой при проведении конкурентного отбора заявок для балансирования системы, от состояния, переданного в составе актуализированной расчетной модели, используемой при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед; * признак изменения технических (технологических) ограничений генерирующего оборудования по РГЕ, обусловленного изменением состояния/переносом времени изменения состояния генерирующего (котельного) оборудования на БР по внешней инициативе;   для второй неценовой зоны оптового рынка:   * признак изменения технических (технологических) ограничений генерирующего оборудования по РГЕ, технических (технологических) ограничений генерирующего оборудования по РГЕ, обусловленного изменением состояния/переносом времени изменения состояния генерирующего (котельного изменением состояния / переносом времени изменения состояния генерирующего (котельного) оборудования при формировании ДДГ по внешней инициативе; * … | СО в течение 3 рабочих дней с даты рассматриваемых операционных суток *d* (не включая указанные операционные сутки), но не позднее 3-го календарного дня месяца, следующего за расчетным, передает в КО в согласованном между КО и СО формате следующую информацию в отношении ценовых зон оптового рынка:   * признак изменения состояния/переноса времени изменения состояния генерирующего (котельного) оборудования на БР по внешней инициативе по ЕГО в отношении каждого часа отличия состояния ЕГО, определенного согласно актуализированной расчетной модели, используемой при проведении конкурентного отбора заявок для балансирования системы, от состояния, переданного в составе актуализированной расчетной модели, используемой при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед; * признак изменения технических (технологических) ограничений генерирующего оборудования по РГЕ, обусловленного изменением состояния/переносом времени изменения состояния генерирующего (котельного) оборудования на БР по внешней инициативе;        * … |
| **5.2.1.4** | Расчетный показатель стоимости составляющей величины отклонения по собственной инициативе при снижении объема потребления электрической энергии (мощности) определяется в узлах расчетной модели, относящихся к ГТП потребления участников оптового рынка (за исключением ГТП потребления с регулируемой нагрузкой), следующим образом:  для ГТП потребления (за исключением ГТП потребления гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии):  ;  для ГТП потребления покупателя, функционирующего в отдельных частях ценовых зон оптового рынка (за исключением ГТП потребления гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии):  ,  где:  ,    для ГТП потребления поставщика и для ГТП потребления участника, являющейся смежной с зарегистрированной на оптовом рынке за указанным участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрирована ГТП потребления поставщика, как  ; ***1***  для ГТП потребления гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии (за исключением ГТП потребления покупателя, функционирующего в отдельных частях ценовых зон оптового рынка):  ;  для ГТП потребления гарантирующего поставщика, функционирующего в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии:  .    Расчетный показатель стоимости составляющей величины отклонения по собственной инициативе при снижении объема потребления электрической энергии (мощности) определяется для ГТП экспорта или для ГТП потребления с регулируемой нагрузкой следующим образом:  для ГТП экспорта, как произведение отклонения и соответствующей ставки, определенной в соответствии с разделом 4.4.4 настоящего Регламента:  ,  где:  ;  ;  для ГТП потребления с регулируемой нагрузкой (за исключением ГТП потребления гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии):  ;  для ГТП потребления с регулируемой нагрузкой покупателя, функционирующего в отдельных частях ценовых зон оптового рынка (за исключением ГТП потребления гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии):  ,  где ;  ;    для ГТП потребления с регулируемой нагрузкой гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии (за исключением ГТП потребления покупателя, функционирующего в отдельных частях ценовых зон оптового рынка):  ;  для ГТП потребления с регулируемой нагрузкой гарантирующего поставщика, функционирующего в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии:  ;  … | Расчетный показатель стоимости составляющей величины отклонения по собственной инициативе при снижении объема потребления электрической энергии (мощности) определяется в узлах расчетной модели, относящихся к ГТП потребления участников оптового рынка (за исключением ГТП потребления с регулируемой нагрузкой), следующим образом:  для ГТП потребления (за исключением ГТП потребления гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии, и за исключением ГТП потребления покупателей, в отношении которых осуществляется поставка по договорам, указанным в подп. 16 п. 4 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности):  ;  для ГТП потребления покупателя, функционирующего в отдельных частях ценовых зон оптового рынка (за исключением ГТП потребления гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии):  ,  где:  ,  для ГТП потребления покупателей (за исключением ГТП потребления гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии), в отношении которой осуществляется поставка по договорам, указанным в подп. 16 п. 4 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности:  где  для ГТП потребления поставщика и для ГТП потребления участника, являющейся смежной с зарегистрированной на оптовом рынке за указанным участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрирована ГТП потребления поставщика (за исключением ГТП, в отношении которых осуществляется поставка по договорам, указанным в подп. 16 п. 4 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности), как  ;;  для ГТП потребления поставщика и для ГТП потребления участника, являющейся смежной с зарегистрированной на оптовом рынке за указанным участником ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрирована ГТП потребления поставщика, в отношении которых осуществляется поставка по договорам, указанным в подп. 16 п. 4 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности, как  для ГТП потребления гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии (за исключением ГТП потребления покупателя, функционирующего в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, и за исключением ГТП потребления покупателей, в отношении которых осуществляется поставка по договорам, указанным в подп. 16 п. 4 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности):  ;  для ГТП потребления гарантирующего поставщика, функционирующего в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии:  ;  для ГТП потребления гарантирующего поставщика, в отношении которой осуществляется поставка по договорам, указанным в подп. 16 п. 4 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности, и с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии:  Расчетный показатель стоимости составляющей величины отклонения по собственной инициативе при снижении объема потребления электрической энергии (мощности) определяется для ГТП экспорта или для ГТП потребления с регулируемой нагрузкой следующим образом:  для ГТП экспорта, как произведение отклонения и соответствующей ставки, определенной в соответствии с разделом 4.4.4 настоящего Регламента:  ,  где:  ;  ;  для ГТП потребления с регулируемой нагрузкой (за исключением ГТП потребления гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии, и за исключением ГТП потребления покупателей, в отношении которых осуществляется поставка по договорам, указанным в подп. 16 п. 4 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности):  ;  для ГТП потребления с регулируемой нагрузкой покупателя, функционирующего в отдельных частях ценовых зон оптового рынка (за исключением ГТП потребления гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии):  ,  где ;  ;  для ГТП потребления с регулируемой нагрузкой покупателя, в отношении которых осуществляется поставка по договорам, указанным в подп. 16 п. 4 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности (за исключением ГТП потребления гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии):  где  для ГТП потребления с регулируемой нагрузкой гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии (за исключением ГТП потребления покупателя, функционирующего в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, и за исключением ГТП потребления покупателей, в отношении которых осуществляется поставка по договорам, указанным в подп. 16 п. 4 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности):  ;  для ГТП потребления с регулируемой нагрузкой гарантирующего поставщика, функционирующего в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии:  ;  для ГТП потребления с регулируемой нагрузкой гарантирующего поставщика, в отношении которой осуществляется поставка по договорам, указанным в подп. 16 п. 4 Правил оптового рынка электрической энергии и мощности, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии:  … |
| **5.2.5** | **Дополнить новым подпунктом** | **ГТП потребления, содержащие внутризональный энергорайон**  Для целей расчета совокупных обязательств и требований в отношении ГТП потребления *p*, содержащей в своем составе внутризональный энергорайон, КО в отношении этой ГТП определяет объемы совокупных обязательств и совокупных требований , соответствующие основной части этой ГТП, и объемы совокупных обязательств и совокупных требований , соответствующие внутризональному энергорайону в составе этой ГТП, на основании объемов , определенных в разд. 2.1.5 настоящего Регламента, и ставок , определенных в разд. 4.6 настоящего Регламента, следующим образом.  1) В отношении ГТП потребления, отнесенной к части второй ценовой зоны, ранее не являвшейся неценовой зоной, но включающей внутризональный энергорайон, энергоснабжение которого производится из части второй ценовой зоны, ранее являвшейся неценовой зоной, КО определяет стоимость покупки отклонений и стоимость продажи отклонений , соответствующую отклонениям в основной части ГТП, и величины и – в отношении внутризонального энергорайона в составе этой ГТП:   * для основной части ГТП потребления (за исключением ГТП потребления гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии, в отношении которой СО в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента были переданы объемы или ): * в случае если СО в отношении такой ГТП потребления *p* гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии, в отношении часа *h* в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента был передан объем , то: * случае если СО в отношении указанной ГТП потребления *p* гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии, в отношении часа *h* в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента был передан объем , то: * КО определяет стоимость покупки отклонений и стоимость продажи отклонений , соответствующую отклонениям во внутризональном энергорайоне рассматриваемой ГТП потребления: * в случае если в отношении этого внутризонального энергорайона не осуществляется поставка электрической энергии по договорам указанным в подп. 16 п. 4 Правил оптового рынка электрческой энергии и мощности, то:   2) В отношении ГТП потребления, отнесенной к части второй ценовой зоны, ранее являвшейся неценовой зоной, но включающей внутризональный энергорайон, энергоснабжение которого производится из части второй ценовой зоны, ранее не являвшейся неценовой зоной, КО определяет стоимость покупки отклонений и стоимость продажи отклонений , соответствующую отклонениям в основной части ГТП:   * для основной части ГТП потребления (за исключением ГТП потребления гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии, в отношении которой СО в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента были переданы объемы или ): * в случае если СО в отношении такой ГТП потребления *p* гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии, в отношении часа *h* в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента был передан объем , то: * в случае если СО в отношении указанной ГТП потребления *p* гарантирующего поставщика, с использованием которой приобретается электрическая энергия и мощность на оптовом рынке для потребителей, оказывающих услуги по изменению режима потребления электрической энергии, в отношении часа *h* в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента был передан объем , то:   КО определяет стоимость покупки отклонений и стоимость продажи отклонений , соответствующую отклонениям во внутризональном энергорайоне рассматриваемой ГТП потребления:  КО определяет объемы обязательств и требований участника в отношении каждого часа *h* в отношении основной части ГТП потребления отдельно и в отношении внутризонального энергорайона отдельно:  ,  ,  ,  ,  где , – стоимости соответствующих отклонений в часу *h* в ГТП *p* участника *i*, определенные в соответствии с п. 5.2.2 настоящего Регламента.  На основании величин обязательств и требований, распределенных между основным и внутризональным энергорайоном в составе рассматриваемой ГТП потребления *p* участника *i*, КО определяет предварительные обязательства участника по указанной ГТП потребления в отношении расчетного месяца *m*:  ,  ,  ,  . |
| **8** | РАСЧЕТ РАЗНИЦЫ СУММАРНЫХ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ УЧАСТНИКОВ БАЛАНСИРУЮЩЕГО РЫНКА И СУММАРНЫХ ТРЕБОВАНИЙ УЧАСТНИКОВ БАЛАНСИРУЮЩЕГО РЫНКА ПО ОПЛАТЕ ОТКЛОНЕНИЙ В ЦЕНОВЫХ ЗОНАХ ОПТОВОГО РЫНКА Разница суммарных предварительных обязательств участников балансирующего рынка и суммарных предварительных требований участников балансирующего рынка по оплате отклонений определяется за расчетный период для каждой ценовой зоны путем вычисления разности между величиной предварительных обязательств и предварительных требований участников балансирующего рынка оптового рынка соответствующей ценовой (неценовой) зоны.  ***δz=( +)- ( +) +-+ -+*** ***+***- ,  где *k* – число участников балансирующего рынка, имеющих группы точек поставки потребления, отнесенные к соответствующей ценовой зоне, неценовой зоне;  *Pc* – ГТП потребления участника оптового рынка в ценовой, неценовой зоне *z*;  *p* – число участников балансирующего рынка, имеющих группы точек поставки генерации, отнесенные к соответствующей ценовой зоне, неценовой зоне;  *Pg* – ГТП генерации участников в ценовой , неценовой зоне z;  *z* – ценовая зона, неценовая зона оптового рынка;  …    *δz* определяется для совокупности участников оптового рынка, ГТП которых расположены на территории первой ценовой и первой неценовой зоны в части объемов электроэнергии по Договорам комиссии (купли-продажи) на БР, отдельно для второй ценовой зоны и второй неценовой зоны в части объемов электроэнергии по Договорам комиссии (купли-продажи) на БР.  … | РАСЧЕТ РАЗНИЦЫ СУММАРНЫХ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ УЧАСТНИКОВ БАЛАНСИРУЮЩЕГО РЫНКА И СУММАРНЫХ ТРЕБОВАНИЙ УЧАСТНИКОВ БАЛАНСИРУЮЩЕГО РЫНКА ПО ОПЛАТЕ ОТКЛОНЕНИЙ В ЦЕНОВЫХ ЗОНАХ ОПТОВОГО РЫНКА Разница суммарных предварительных обязательств участников балансирующего рынка и суммарных предварительных требований участников балансирующего рынка по оплате отклонений определяется за расчетный период для каждой ценовой зоны путем вычисления разности между величиной предварительных обязательств и предварительных требований участников балансирующего рынка оптового рынка соответствующей ценовой зоны (неценовой, части ценовой зоны).  где *k* – число участников балансирующего рынка, имеющих группы точек поставки потребления, отнесенные к соответствующей ценовой зоне, неценовой зоне или части ценовой зоны *z*;  *Pc* – ГТП потребления участника оптового рынка в ценовой, неценовой или части ценовой зоны *z* за исключением ГТП потребления, содержащих внутризональный энергорайон;  *Pc1* – множество ГТП потребления участников оптового рынка в части ценовой зоны *z*, содержащих внутризональный энергорайон, энергоснабжение которого производится из территории смежной части ценовой зоны;  *Pc2* – множество ГТП потребления, не отнесенных к части ценовой зоны *z*, участников оптового рынка, содержащих внутризональный энергорайон, энергоснабжение которого производится из территории части ценовой зоны *z*;  *p* – число участников балансирующего рынка, имеющих группы точек поставки генерации, отнесенные к соответствующей ценовой, неценовой зоне или части ценовой зоны;  *Pg* – ГТП генерации участников в ценовой зоне или части ценовой зоны *z*;  *z* – первая ценовая зона или часть второй ценовой зоны оптового рынка, ранее не являвшаяся неценовой зоной, или часть второй ценовой зоны оптового рынка, ранее являвшаяся неценовой зоной;  …  *δz* определяется отдельно для   * совокупности участников оптового рынка, ГТП которых расположены на территории первой ценовой зоны, * совокупности участников оптового рынка, ГТП которых расположены на территории второй ценовой зоны, ранее не являвшейся неценовой зоной, а также участников, ВЭ в составе ГТП которых снабжаются энергией из этой территории; * совокупности участников оптового рынка, ГТП которых расположены на территории части второй ценовой зоны, ранее являвшейся неценовой зоной, а также участников, ВЭ в составе ГТП которых снабжаются энергией из этой территории.   … |
| **9** | Разница суммарных предварительных обязательств участников балансирующего рынка и суммарных предварительных требований участников балансирующего рынка по оплате отклонений распределяется на совокупность участников оптового рынка в отношении каждой ГТП участника в первой ценовой зоне отдельно и во второй ценовой зоне отдельно. | Разница суммарных предварительных обязательств участников балансирующего рынка и суммарных предварительных требований участников балансирующего рынка по оплате отклонений распределяется на совокупность участников оптового рынка в отношении каждой ГТП участника отдельно в первой ценовой зоне, отдельно в части второй ценовой зоны, ранее не являвшейся неценовой зоной, и отдельно в части второй ценовой зоны, ранее являвшейся неценовой зоной. |
| **9.1** | Доля, пропорционально которой распределяется величина прочих (общих) составляющих небаланса балансирующего рынка,  определяется исходя из:  а) составляющих величин отклонений по собственной инициативе в сторону увеличения и в сторону снижения, определенных для участника в каждой ГТП (за исключением ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации) в совокупном объеме всех составляющих величин по собственной инициативе, за исключением:  …  в) объемов внешней инициативы , определенных в соответствии с подпунктом 25 пункта 3.1.2 настоящего Регламента;  …    в первой ценовой зоне отдельно, отдельно во второй ценовой зоне, взятых по абсолютному значению:  ,  …  Для целей распределения составляющих небаланса  , и , доли , , и определяются исходя из составляющих величин , , , ,  , , , , взятых по абсолютному значению, следующим образом:  • в случае если , то  для ГТП :  ;  для ГТП :  ;  • в случае если , то  ;  • в случае если , то для ГТП ;  ;  • в случае если , то для ГТП ;  ;  • в случае если , то  ,  где  ;  ;  для ГТП экспорта составляющие величины отклонений по собственной инициативе и определяются в соответствии с п. 2.4 настоящего Регламента, при этом величина используется без корректировки на величину ;  *N –* множество ГТП потребления (включая ГТП потребления поставщика, ГТП потребления ГАЭС, ГТП экспорта, исключая ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации) в ценовой зоне *z* оптового рынка, не относящихся к ГТП потребления гарантирующих поставщиков;  *S –* множество ГТП потребления в ценовой зоне *z* оптового рынка, относящихся к ГТП гарантирующих поставщиков, в том числе ГТП потребления гарантирующего поставщика, являющейся смежной с зарегистрированной на оптовом рынке за указанным гарантирующим поставщиком ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрирована ГТП потребления поставщика.  … | Доля, пропорционально которой распределяется величина прочих (общих) составляющих небаланса балансирующего рынка, определяется исходя из:  а) составляющих величин отклонений по собственной инициативе в сторону увеличения и в сторону снижения, определенных для участника в каждой ГТП (за исключением ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации и ГТП потребления покупателей, содержащих в своем составе внутризональный энергорайон) в совокупном объеме всех составляющих величин по собственной инициативе, за исключением:  …    в) объемов внешней инициативы , определенных в соответствии с подпунктом 25 пункта 3.1.2 настоящего Регламента;  г) объемов , определенных в соответствии с п. 2.1.5 настоящего Регламента в отношении ГТП потребления *k*, отнесенных к другой ценовой (части ценовой) зоне, но содержащих внутризональный энергорайон, энергоснабжение которого производится из ценовой (части ценовой) зоны *z*, в которой производится распределение величины , с учетом следующих особенностей:   * в случае если *z* соответствует первой ценовой зоне, эти объемы принимаются равными 0; * в случае если *z* совпадает с частью второй ценовой зоны, ранее не являвшейся неценовой зоной, то при распределении небаланса учитываются объемы в энергорайонах, снабжающихся энергией из части второй ценовой зоны, ранее не являвшейся неценовой зоной, в составе ГТП потребления *k*, отнесенных к части второй ценовой зоны, ранее являвшейся неценовой зоной; * в случае если *z* совпадает с частью второй ценовой зоны, ранее являвшейся неценовой зоной, то при распределении небаланса учитываются объемы в энергорайонах, снабжающихся энергией части второй ценовой зоны, ранее являвшейся неценовой зоной, в составе ГТП потребления *k*, отнесенных части второй ценовой зоны, ранее не являвшейся неценовой зоной);   д) объемов , определенных в соответствии с п. 2.1.5 настоящего Регламента в отношении ГТП потребления *k*, содержащих внутризональный энергорайон, энергоснабжение которого производится из другой ценовой (части ценовой) зоны.  …    в первой ценовой зоне отдельно, отдельно в части второй ценовой зоны, ранее не являвшейся неценовой зоной, отдельно в части второй ценовой зоны, ранее являвшейся неценовой зоной, взятых по абсолютному значению:  ,  …  Для целей распределения составляющих небаланса , и , доли , , и определяются исходя из составляющих величин , , , ,  , , , , взятых по абсолютному значению, следующим образом:  • в случае если , то  для ГТП :  ;  для ГТП :  ;  • в случае если , то  ;  • в случае если , то для ГТП ;  ;  • в случае если , то для ГТП ;  ;  • в случае если , то  ,  где  для ГТП экспорта составляющие величины отклонений по собственной инициативе и определяются в соответствии с п. 2.4 настоящего Регламента, при этом величина используется без корректировки на величину ;  для ГТП потребления, содержащих в своем составе внутризональный энергорайон, величины и принимаются равными 0, а распределение производится на основании:   * величин и – для ГТП, которые отнесены к территории *z*, в отношении которой производится распределение небаланса, * или величин и – для ГТП, которые не отнесены к территории *z*, но включают внутризональный энергорайон, энергоснабжение которого производится из территории *z,* при этом, при учете внутризонального энергорайона, иные объемы, кроме и , не учитываются;   *N –* множество ГТП потребления (включая ГТП потребления поставщика, ГТП потребления ГАЭС, ГТП экспорта, исключая ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации) в ценовой зоне *z* оптового рынка, не относящихся к ГТП потребления гарантирующих поставщиков;  *S –* множество ГТП потребления в ценовой зоне *z* оптового рынка, относящихся к ГТП гарантирующих поставщиков, в том числе ГТП потребления гарантирующего поставщика, являющейся смежной с зарегистрированной на оптовом рынке за указанным гарантирующим поставщиком ГТП генерации электростанции, в отношении которой на оптовом рынке не зарегистрирована ГТП потребления поставщика.  … |
| **10.2** | При распределении отрицательной разницы суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований  Обязательства участников на балансирующем рынке, определенные в отношении ГТП, увеличиваются на величину соответствующей корректировки:  (2)  (3)  Требования участников на балансирующем рынке, определенные в отношении ГТП, уменьшаются на величину соответствующей корректировки:  (4)  (5) | При распределении отрицательной разницы суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований  Обязательства участников на балансирующем рынке, определенные в отношении ГТП (за исключением ГТП потребления, содержащих в своем составе внутризональный энергорайон), увеличиваются на величину соответствующей корректировки:  Требования участников на балансирующем рынке, определенные в отношении ГТП (за исключением ГТП потребления, содержащих в своем составе внутризональный энергорайон), уменьшаются на величину соответствующей корректировки:  Обязательства и требования участников на балансирующем рынке, определенные в отношении ГТП потребления, содержащих в своем составе внутризональный энергорайон, рассчитываются с учетом соответстующих корректировок, определенных в отношении территории *z*, к которой отнесена соответствующая ГТП потребления, следующим образом:  Обязательства и требования участников на балансирующем рынке, определенные в отношении ГТП потребления, содержащих в своем составе внутризональный энергорайон, рассчитываются с учетом соответстующих корректировок, определенных в отношении территории *z*, к которой не отнесена соответствующая ГТП потребления, но энергоснабжение внутризонального энергорайона в составе такой ГТП потребления производится из территории *z*, следующим образом: |
| **10.3** | Суммарный объем отклонений, проданный участником оптового рынка *i* на БР за расчетный период *m* на территории *zd*, определяется как:  .  Суммарная стоимость отклонений, проданных участником оптового рынка *i* на БР за расчетный период *m* на территории *zd*, определяется как:  .  Суммарный объем отклонений, купленный участником оптового рынка *i* на БР за расчетный период *m* на территории *zd*, определяется как:  .  Суммарная стоимость отклонений, купленных участником оптового рынка *i* на БР за расчетный период *m* на территории *zd*, определяется как:  ,  где *zd* – одна из зон множества, включающего следующие зоны оптового рынка электроэнергии и (или) мощности:   * первая и вторая ценовые зоны; * неценовая зона Архангельской области; * неценовая зона Республики Коми; * вторая неценовая зона. | Суммарный объем отклонений, проданный участником оптового рынка *i* (за исключением участников, за которыми зарегистрирована ГТП потребления, включающая в свой состав внутризональный энергорайон)на БР за расчетный период *m* на территории *zd*, определяется как:  Суммарная стоимость отклонений, проданных участником оптового рынка *i* (за исключением участников, за которыми зарегистрирована ГТП потребления, включающая в свой состав внутризональный энергорайон)на БР за расчетный период *m* на территории *zd*, определяется как:  Суммарный объем отклонений, купленный участником оптового рынка *i* (за исключением участников, за которыми зарегистрирована ГТП потребления, включающая в свой состав внутризональный энергорайон)на БР за расчетный период *m* на территории *zd*, определяется как:  Суммарная стоимость отклонений, купленных участником оптового рынка *i* (за исключением участников, за которыми зарегистрирована ГТП потребления, включающая в свой состав внутризональный энергорайон)на БР за расчетный период *m* на территории *zd*, определяется как:  где *zd* – одна из зон множества, включающего следующие зоны оптового рынка электроэнергии и (или) мощности:   * первая и вторая ценовые зоны (за исключением части второй ценовой зоны, ранее являвшейся неценовой зоной); * часть второй ценовой зоны, ранее являвшейся неценовой зоной.   В случае если у участника есть ГТП потребления *p1* и/или *p2*,содержащие в своем составе внутризональный энергорайон, при этом, *p1* отнесена к территории *zd*,а *p2* не отнесена к территории *zd,* но внутризональный энергорайон в составе *p2* снабжается энергией из территории *zd*, то:  суммарный объем отклонений, проданных участником оптового рынка на БР за расчетный период *m* на территории *zd*, определяется как:  суммарная стоимость отклонений, проданных участником оптового рынка на БР за расчетный период *m* на территории *zd*, определяется как:  суммарный объем отклонений, купленных участником оптового рынка на БР за расчетный период *m* на территории *zd*, определяется как:  суммарная стоимость отклонений, купленных участником оптового рынка на БР за расчетный период *m* на территории *zd*, определяется как:  где – объем продажи в отношении основной части ГТП потребления *p1* участника *i*, отнесенной к территории *zd*, определенный в соответствии с п. 3.1.5 настоящего Регламента;  – объем покупки в отношении основной части ГТП потребления *p1* участника *i,* отнесенной к территории *zd*, определенный в соответствии с п. 3.1.5 настоящего Регламента;  – объем продажи в отношении внутризональоого энергорайона, энергоснабжение которого осуществляется из территории *zd* и функционирующем в составе ГТП потребления *p2* участника *i*, которая не отнесена к территории *zd*, определенный в соответствии с п. 3.1.5 настоящего Регламента;  – объем покупки в отношении внутризонального энергорайона, энергоснабжение которого осуществляется из территории *zd* и функционирующем в составе ГТП потребления *p2* участника *i*, которая не отнесена к территории *zd*, определенный в соответствии с п. 3.1.5 настоящего Регламента;  – объем обязательств на БР в отношении основной части ГТП потребления *p1* участника *i*, отнесенной к территории *zd*, определенный в соответствии с п. 10.2 настоящего Регламента;  – объем требований на БР в отношении основной части ГТП потребления *p1* участника *i*, отнесенной к территории *zd*, определенный в соответствии с п. 10.2 настоящего Регламента;  – объем обязательств на БР в отношении внутризонального энергорайона, энергоснабжение которого осуществляется из территории *zd* и функционирующем в составе ГТП потребления *p2* участника *i*, которая не отнесена к территории *zd*, определенный в соответствии с п. 10.2 настоящего Регламента;  – объем требований на БР в отношении внутризонального энергорайона, энергоснабжение которого осуществляется из территории *zd* и функционирующем в составе ГТП потребления *p2* участника *i*, которая не отнесена к территории *zd*, определенный в соответствии с п. 10.2 настоящего Регламента. |
| **10.4.1** | …   * 1. Определяется  – множество участников оптового рынка – продавцов  в отношении расчетного периода *m*, сформированное путем ранжирования по мере убывания параметра , где. (В случае если у двух или более участников оптового рынка – продавцов  при ранжировании совпадают параметры , происходит дополнительное ранжирование таких участников оптового рынка по мере убывания параметра ).   – участник оптового рынка, включенный в отношении расчетного периода *m* в Реестр участников оптового рынка, признанных в соответствии с законодательством Российской Федерации несостоятельными (банкротами), в отношении которых открыто конкурсное производство, полученный КО от ЦФР в соответствии с разделом 21 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  *k* – порядковый номер элемента множества ;  *B –* количество участников оптового рынка – продавцов  в отношении расчетного периода *m*, входящих в множество ;  *zd* – зона, включающая первую и вторую ценовые зоны. Определяется  – множество участников оптового рынка *i* с привязкой к обязательствам на БР совокупно по ценовым зонам, сформированное путем ранжирования по мере убывания параметра  для участников оптового рынка *i*,в отношении которых одновременно выполняются условия:;, для *m =* январь 2021 года множество  является пустым;, где ;, где ;участник оптового рынка *i* на 1-е число месяца *m+1* имеет право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке хотя бы в отношении одной ГТП.*P* – количество участников оптового рынка *i* в расчетный период *m*, входящих в множество .Если *P* < *B*, то множество  обнуляется и повторно формируется множество .В случае если у первых элементов множества  при ранжировании совпадают параметры , происходит дополнительное ранжирование таких участников оптового рынка по мере убывания параметра .2а. Из множества  исключаются все элементы, начиная с номера (B+1).В отношении участника оптового рынка  из множества  и участника оптового рынка – продавца  из множества  (где *k* принимает значения от 1 до B - ) определяется объем  и стоимость  электроэнергии, купленной участником оптового рынка и проданной участником оптового рынка – продавцом  за расчетный период *m* по договору купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок для балансирования системы (для участников оптового рынка, признанных банкротами) *D*, по формулам:,.Цена за расчетный период *m* по договору купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок для балансирования системы (для участников оптового рынка, признанных банкротами) *D*, заключенному участником оптового рынка с участником оптового рынка – продавцом , определяется по формуле:.По итогу расчетов множествоопределяется как:,для *m =* январь 2021 года множество  является пустым. | …   1. Определяется – множество участников оптового рынка – продавцов *jбанкрот* в отношении расчетного периода *m*, сформированное путем ранжирования по мере убывания параметра , где . (В случае если у двух или более участников оптового рынка – продавцов *jбанкрот* при ранжировании совпадают параметры , происходит дополнительное ранжирование таких участников оптового рынка по мере убывания параметра ).   *jбанкрот* – участник оптового рынка, включенный в отношении расчетного периода *m* в Реестр участников оптового рынка, признанных в соответствии с законодательством Российской Федерации несостоятельными (банкротами), в отношении которых открыто конкурсное производство, полученный КО от ЦФР в соответствии с разделом 21 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  *k* – порядковый номер элемента множества ;  *B –* количество участников оптового рынка – продавцов *jбанкрот* в отношении расчетного периода *m*, входящих в множество ;  *zd* – одна из зон множества, включающего следующие зоны оптового рынка электроэнергии и (или) мощности:   * первая ценовая зона и вторая ценовая зона, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам; * входящая в состав Дальневосточного федерального округа отдельная территория, ранее относившаяся к неценовым зонам.  2. Определяется – – множество участников оптового рынка *i* с привязкой к обязательствам на БР отдельно по:  * первая ценовая зона и вторая ценовая зона, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам; * входящая в состав Дальневосточного федерального округа отдельная территория, ранее относившаяся к неценовым зонам,  сформированное путем ранжирования по мере убывания параметра для участников оптового рынка *i*,в отношении которых одновременно выполняются условия:;, для *m =* январь 2025 года множество является пустым;участник оптового рынка *i* на 1-е число месяца *m+1* имеет право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке хотя бы в отношении одной ГТП.*P* – количество участников оптового рынка *i* в расчетный период *m*, входящих в множество .Если *P* < *B*, то множество обнуляется и повторно формируется множество .В случае если у первых элементов множества при ранжировании совпадают параметры , происходит дополнительное ранжирование таких участников оптового рынка по мере убывания параметра .2а. Из множества исключаются все элементы, начиная с номера (B+1).3. В отношении участника оптового рынка *ik* из множества и участника оптового рынка – продавца из множества (где *k*∈[1;B]) определяется объем и стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка *ik* и проданной участником оптового рынка – продавцом за расчетный период *m* по договору купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок для балансирования системы (для участников оптового рынка, признанных банкротами) *D*, по формулам:Цена за расчетный период *m* по договору купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок для балансирования системы (для участников оптового рынка, признанных банкротами) *D*, заключенному участником оптового рынка *ik* с участником оптового рынка – продавцом , определяется по формуле:4. По итогу расчетов множество определяется как:для *m =* январь 2025 года множество является пустым. |
| **10.4.2** | Объем электроэнергии, купленный участником оптового рынка *i*  по договору [купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок для балансирования](http://www.np-sr.ru/regulation/joining/standardcontracts/sf03/index.htm?ssFolderId=1000443) системы за расчетный период *m*, определяется по формуле:, где . Стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i*  по договору [купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок для](http://www.np-sr.ru/regulation/joining/standardcontracts/sf03/index.htm?ssFolderId=1000443) балансирования системы за расчетный период *m*, определяется по формуле:,где .Объем электроэнергии, купленный участником оптового рынка *i*  по договору [купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок для](http://www.np-sr.ru/regulation/joining/standardcontracts/sf03/index.htm?ssFolderId=1000443) балансирования системы за расчетный период *m*, определяется равным:Стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i*  по договору [купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок балансирования](http://www.np-sr.ru/regulation/joining/standardcontracts/sf03/index.htm?ssFolderId=1000443) системы за расчетный период *m*, определяется равной:.Цена электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i* по договору [купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок для](http://www.np-sr.ru/regulation/joining/standardcontracts/sf03/index.htm?ssFolderId=1000443) балансирования системы за расчетный период *m*, определяется по формуле:,где *zd* – зона, включающая первую и вторую ценовые зоны. | Объем электроэнергии, купленный участником оптового рынка *i* () по договору [купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок для балансирования](http://www.np-sr.ru/regulation/joining/standardcontracts/sf03/index.htm?ssFolderId=1000443) системы за расчетный период *m*, определяется по формуле: где . Стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i* () по договору [купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок для](http://www.np-sr.ru/regulation/joining/standardcontracts/sf03/index.htm?ssFolderId=1000443) балансирования системы за расчетный период *m*, определяется по формуле:где .Объем электроэнергии, купленный участником оптового рынка *i* () по договору [купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок для](http://www.np-sr.ru/regulation/joining/standardcontracts/sf03/index.htm?ssFolderId=1000443) балансирования системы за расчетный период *m*, определяется равным:Стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i* () по договору [купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок балансирования](http://www.np-sr.ru/regulation/joining/standardcontracts/sf03/index.htm?ssFolderId=1000443) системы за расчетный период *m*, определяется равной:Цена электроэнергии, купленной участником оптового рынка *i* по договору [купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок для](http://www.np-sr.ru/regulation/joining/standardcontracts/sf03/index.htm?ssFolderId=1000443) балансирования системы за расчетный период *m*, определяется по формуле: где *zd* – одна из зон множества, включающего следующие зоны оптового рынка электроэнергии и (или) мощности:   * первая ценовая зона и вторая ценовая зона, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам; * входящая в состав Дальневосточного федерального округа отдельная территория, ранее относившаяся к неценовым зонам. |
| **10.4.3** | **10.4.3. Определение объема, стоимости и цены электроэнергии, проданной по договору комиссии на продажу электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок для балансирования системы**  Объем электроэнергии, проданный участником оптового рынка *i*  за расчетный период *m* по договору комиссии на продажу электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок для балансирования системы, определяется равным:  .  Стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка *i*  за расчетный период *m* по договору комиссии на продажу электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок для балансирования системы, определяется равной:  .  Цена электроэнергии, проданной участником оптового рынка *i*  за расчетный период *m*  по договору комиссии на продажу электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок для балансирования системы, определяется по формуле:  ,  где *zd* – зона, включающая первую и вторую ценовые зоны. | **10.4.3. Определение объема, стоимости и цены электроэнергии, проданной по договору комиссии на продажу электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок для балансирования системы**  Объем электроэнергии, проданный участником оптового рынка *i* () за расчетный период *m* по договору комиссии на продажу электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок для балансирования системы, определяется равным:  Стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка *i* () за расчетный период *m* по договору комиссии на продажу электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок для балансирования системы, определяется равной:  Цена электроэнергии, проданной участником оптового рынка *i* () за расчетный период *m*  по договору комиссии на продажу электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок для балансирования системы, определяется по формуле:  где *zd* – одна из зон множества, включающего следующие зоны оптового рынка электроэнергии и (или) мощности:   * первая ценовая зона и вторая ценовая зона, за исключением входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам; * входящая в состав Дальневосточного федерального округа отдельная территория, ранее относившаяся к неценовым зонам. |
| **10.4.4** | **Определение объема, стоимости и цены электроэнергии, проданной 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**  Объем электроэнергии, проданной участником оптового рынка i  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 за расчетный период m, определяется равным:  .  Стоимость электроэнергии, проданной участником оптового рынка i  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 за расчетный период m, определяется равным:  .  Цена электроэнергии, проданной участником оптового рынка i  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 за расчетный период m, определяется по формуле:  ,  где zd – одна из зон множества, включающего следующие зоны оптового рынка электроэнергии и (или) мощности:  неценовая зона Архангельской области;  неценовая зона Республики Коми;  вторая неценовая зона. | **Подпункт 10.4.4 исключить** |
| **10.4.5** | **Определение объема, стоимости и цены электроэнергии, купленной по договору купли-продажи 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**  Объем электроэнергии, купленный участником оптового рынка i, по договору купли-продажи 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 за расчетный период m, определяется равным:    Стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка i, по договору купли-продажи 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 за расчетный период m, определяется равным:  .  Цена электроэнергии, купленной участником оптового рынка i по договору купли-продажи 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 за расчетный период m, определяется по формуле:  ,  где zd – одна из зон множества, включающего следующие зоны оптового рынка электроэнергии и (или) мощности:  неценовая зона Архангельской области;  неценовая зона Республики Коми;  вторая неценовая зона. | **Подпункт 10.4.5 исключить** |
| **11** | |  |  | | --- | --- | | Индекс | Расшифровка | | z | Зона ОРЭМ | | Z11 = 1 | территория неценовой зоны Архангельской области | | z = 2 | объединение территорий неценовой зоны Дальнего Востока (Амурская область, Приморский край, Хабаровский край, Еврейская автономная область, Республика Саха (Якутия), за исключением территорий, технологически не связанных с Единой энергетической системой России и технологически изолированными территориальными электроэнергетическими системами) | | z = 3 | территория неценовой зоны Калининградской области | | z = 4 | территория неценовой зоны Республики Коми | | m | расчетный период | | i | участник ОРЭМ или ФСК | | q | ГТП генерации участника ОРЭМ | | q(имп) | ГТП импорта участника ОРЭМ | | s | станция участника ОРЭМ | | p | ГТП потребления участника ОРЭМ, ГТП потребления поставщика, относящаяся к станции s | | p(эксп) | ГТП экспорта участника ОРЭМ | | k | сечение экспорта-импорта участника ОРЭМ | | b | блок-станция, соответствующая ГТП потребления p, согласно п. 3.3 Положения о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка (Приложение № 1.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) | | h | операционный час в расчетном периоде m | | F | субъект РФ (или совокупность субъектов РФ) | | D | договор купли-продажи (ДД – двусторонний договор) | | |  |  | | --- | --- | | Индекс | Расшифровка | | z | Зона ОРЭМ | | z = 3 | территория неценовой зоны Калининградской области | | m | расчетный период | | i | участник ОРЭМ или ФСК | | q | ГТП генерации участника ОРЭМ | | q(имп) | ГТП импорта участника ОРЭМ | | s | станция участника ОРЭМ | | p | ГТП потребления участника ОРЭМ, ГТП потребления поставщика, относящаяся к станции s | | p(эксп) | ГТП экспорта участника ОРЭМ | | k | сечение экспорта-импорта участника ОРЭМ | | b | блок-станция, соответствующая ГТП потребления p, согласно п. 3.3 Положения о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка (Приложение № 1.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) | | h | операционный час в расчетном периоде m | | F | субъект РФ (или совокупность субъектов РФ) | | D | договор купли-продажи (ДД – двусторонний договор) | |
| **11.2** | …  Величина , которая для соответствующих ГТП участников определяется следующим образом:  для ГТП потребления участников оптового рынка, функционирующих на территории второй неценовой зоны и неценовой зоны Калининградской области:  ,  где величины , , ,  определяются в соответствии с разделом 9 Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  ― предварительный плановый почасовой объем покупки электрической энергии в отношении ГТП потребления по договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ (в отношении ГТП, зарегистрированных за организацией, исполняющей функции Единого закупщика во второй неценовой зоне, - по договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ), определенный в соответствии с разделом 8 Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  для ГТП потребления участников оптового рынка, функционирующих на территории неценовой зоны Архангельска, неценовой зоны Коми:        ,  где  ― предварительный плановый почасовой объем покупки электрической энергии в отношении ГТП потребления по договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ (в отношении ГТП, зарегистрированных за организацией, исполняющей функции Единого закупщика во второй неценовой зоне, - по договорам купли-продажи электрической энергии для ЕЗ), покупаемый по четырехсторонним договорам участником оптового рынка i в ГТП потребления р, отнесенной к неценовой зоне z, определенный в соответствии с разделом 8 Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  величины , , ,  определяются в соответствии с разделом 9 Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  ― величина обязательства по договору купли-продажи в РСВ, определенная в соответствии с Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии (Приложение № 16 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  ― величина требования по договору комиссии в РСВ, определенная в соответствии с Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии (Приложение № 16 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  ― величина планового почасового потребления по ГТП потребления участника оптового рынка, рассчитанная в соответствии с п. 4 Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  ― объем выработки блок-станций, отнесенных к данной ГТП потребления;  … | …  Величина , которая для ГТП потребления участников оптового рынка, функционирующих в составе неценовой зоны Калининградской области, определяется следующим образом:  ,  где величины , , ,  определяются в соответствии с разделом 9 Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  ― предварительный плановый почасовой объем покупки электрической энергии в отношении ГТП потребления по договорам купли-продажи электрической энергии в НЦЗ, определенный в соответствии с разделом 8 Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  … |
| **11.4.1** | **Расчет предварительных обязательств/требований по оплате отклонений участника неценовых зон оптового рынка, имеющего ГТП генерации (импорта)**  **Для неценовой зоны Дальнего Востока**  Величина предварительных обязательств/требований по оплате отклонений участника неценовых зон оптового рынка в отношении ГТП генерации q (импорта q(имп)), за расчетный месяц m определяется следующим образом:  ;  .  при этом величина ,  где величины , определяются в соответствии с п. 4.5 настоящего Регламента.  Причем  в случае если  (), у участника оптового рынка в отношении ГТП генерации q (ГТП импорта q(имп) возникает предварительное требование по оплате стоимости отклонений за расчетный период m;  в случае если  (), у участника оптового рынка в отношении ГТП генерации q (ГТП импорта q(имп) возникает предварительное обязательство по оплате стоимости отклонений за расчетный период m.  **Для неценовой зоны Архангельской области, неценовой зоны Калининградской области и неценовой зоны Республики Коми**  Величина предварительных обязательств/требований по оплате отклонений участника неценовых зон оптового рынка в отношении ГТП генерации q (импорта q(имп)) за час h определяется следующим образом:  ;  .  при этом  для участников оптового рынка, относящихся к неценовой зоне Архангельска, неценовой зоне Коми, величина  определяется следующим образом:  ,  где ,  ― величины, определенные в соответствии с п. 4.5 настоящего Регламента;  для остальных участников оптового рынка . | **Расчет предварительных обязательств/требований по оплате отклонений участника неценовой зоны Калининградской области, имеющего ГТП генерации (импорта)**    Величина предварительных обязательств/требований по оплате отклонений участника неценовой зоны Калининградской области в отношении ГТП генерации q (импорта *q(имп)*) за час *h* определяется следующим образом:  *,*  *.* |
| **11.4.2** | **Расчет предварительных обязательств/требований по оплате отклонений участника неценовых зон оптового рынка, имеющего ГТП потребления (экспорта)**  **Для неценовой зоны Дальнего Востока**  Величина предварительных обязательств/требований по оплате отклонений участника неценовых зон оптового рынка в отношении ГТП потребления p и ГТП экспорта p(эксп), за расчетный месяц m определяется:  ;  .  При этом величина ,  где величины ,  определяются в соответствии с п. 4.5 настоящего Регламента.  Причем  в случае если  (), у участника оптового рынка в отношении ГТП потребления p (ГТП экспорта p(эксп) возникает предварительное обязательство по оплате стоимости отклонений за расчетный период m;  в случае если  (), у участника оптового рынка в отношении ГТП потребления p (ГТП экспорта p(эксп) возникает предварительное требование по оплате стоимости отклонений за расчетный период m.  **Для неценовой зоны Архангельской области, неценовой зоны Калининградской области и неценовой зоны Республики Коми**  Величина предварительных обязательств/требований по оплате отклонений участника неценовых зон оптового рынка в отношении ГТП потребления p и ГТП экспорта p(эксп), за час h определяется:  ;  .  При этом  для участников оптового рынка, относящихся к неценовой зоне Архангельска, неценовой зоне Коми, величина  определяется следующим образом:  ,  где ,  ― величины, определенные в соответствии с п. 4.5 настоящего Регламента;  для остальных участников оптового рынка . | **Расчет предварительных обязательств/требований по оплате отклонений участника неценовой зоны Калининградской области, имеющего ГТП потребления (экспорта)**    Величина предварительных обязательств/требований по оплате отклонений участника неценовой зоны Калининградской области в отношении ГТП потребления *p* и ГТП экспорта p(эксп), за час *h* определяется:  *,*  *.* |
| **11.4.3** | **Расчет предварительных обязательств/требований по оплате части объемов, составляющих разницу между фактическим и плановым объемом покупки электрической энергии в целях компенсации потерь в электрических сетях ФСК на территории неценовых зон оптового рынка**  *Для неценовой зоны Дальнего Востока*  Величина предварительных обязательств/требований по оплате части объемов, составляющих разницу между фактическим и плановым объемом покупки электрической энергии в целях компенсации потерь в электрических сетях ФСК на территории неценовых зон оптового рынка за расчетный период определяется:  ,  где .  Причем  в случае если , то возникает предварительное обязательство по оплате разницы фактической покупки электрической энергии от плановой покупки электрической энергии в целях компенсации потерь в электрических сетях ФСК;  в случае если , то возникает предварительное требование по оплате разницы фактической покупки электрической энергии от плановой покупки электрической энергии в целях компенсации потерь в электрических сетях ФСК.  *Для неценовой зоны Архангельской области, неценовой зоны Калининградской области и неценовой зоны Республики Коми*  Величина предварительных обязательств/требований по оплате части объемов, составляющих разницу между фактическим и плановым объемом покупки электрической энергии в целях компенсации потерь в электрических сетях ФСК на территории неценовых зон оптового рынка определяется:  .  Причем  в случае если , то возникает предварительное обязательство по оплате разницы фактической покупки электрической энергии от плановой покупки электрической энергии в целях компенсации потерь в электрических сетях ФСК;  в случае если , то возникает предварительное требование по оплате разницы фактической покупки электрической энергии от плановой покупки электрической энергии в целях компенсации потерь в электрических сетях ФСК. | **Расчет предварительных обязательств/требований по оплате части объемов, составляющих разницу между фактическим и плановым объемом покупки электрической энергии в целях компенсации потерь в электрических сетях ФСК на территории неценовой зоны Калининградской области**  Величина предварительных обязательств/требований по оплате части объемов, составляющих разницу между фактическим и плановым объемом покупки электрической энергии в целях компенсации потерь в электрических сетях ФСК на территории неценовой зоны Калининградской области определяется:  .  Причем   * в случае если , то возникает предварительное обязательство по оплате разницы фактического объема и планового объема покупки электрической энергии в целях компенсации потерь в электрических сетях ФСК; * в случае если , то возникает предварительное требование по оплате разницы фактического объема и планового объема покупки электрической энергии электрической энергии в целях компенсации потерь в электрических сетях ФСК. |
| **11.5** | **Определение разницы суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований по оплате отклонений участников оптового рынка на территории неценовых зон**  **Для неценовой зоны Дальнего Востока**  Разница суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований по оплате отклонений участников оптового рынка на территории неценовых зон за расчетный период m для соответствующей неценовой зоны z определяется по формуле:  .  **Для неценовой зоны Архангельской области, неценовой зоны Калининградской области и неценовой зоны Республики Коми**  Разница суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований по оплате отклонений участников оптового рынка на территории неценовых зон за час h для соответствующей неценовой зоны z определяется по формуле:  ,  причем  если , то образуется положительная разница суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований участников по оплате отклонений за данный час расчетного периода;  если , то образуется отрицательная разница суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований участников по оплате отклонений за данный час расчетного периода. | **Определение разницы суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований по оплате отклонений участников оптового рынка на территории неценовой зоны Калининградской области**  Разница суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований по оплате отклонений участников оптового рынка на территории неценовой зоны Калининградской области за час *h* определяется по формуле:  причем   * если , то образуется положительная разница суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований участников по оплате отклонений за данный час расчетного периода; * если , то образуется отрицательная разница суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований участников по оплате отклонений за данный час расчетного периода. |
| **11.6** | **Распределение разницы суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований участников оптового рынка на территории неценовых зон**  **Для неценовой зоны Дальнего Востока**  Распределение разницы суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований участников оптового рынка на территории неценовых зон осуществляется за расчетный период среди участников оптового рынка на территории неценовых зон (исключая ФСК) в отношении каждой ГТП.  В соответствии с пунктом 11.5 определяется величина  – разница суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований по оплате отклонений участников оптового рынка на территории неценовых зон в целом за расчетный период m,  причем  если , то образуется положительная разница суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований участников по оплате отклонений в целом за расчетный период;  если , то образуется отрицательная разница суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований участников по оплате отклонений в целом за расчетный период.  Далее в зависимости от знака величины  определяется доля, пропорционально которой будет распределяться разница суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований по оплате отклонений участников неценовых зон оптового рынка за расчетный период.  **Для неценовой зоны Архангельской области, неценовой зоны Калининградской области и неценовой зоны Республики Коми**  Распределение разницы суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований участников оптового рынка на территории неценовых зон осуществляется за каждый час расчетного периода среди участников оптового рынка на территории неценовых зон (исключая ФСК) в отношении каждой ГТП.  Определяется разница суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований по оплате отклонений участников оптового рынка на территории неценовых зон в целом за расчетный период m:  ,  причем  если , то образуется положительная разница суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований участников по оплате отклонений в целом за расчетный период;  если , то образуется отрицательная разница суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований участников по оплате отклонений в целом за расчетный период.  Далее в зависимости от знака величины  определяется доля, пропорционально которой будет распределяться почасовая разница суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований по оплате отклонений участников неценовых зон оптового рынка.  При этом указанная доля определяется в целом за расчетный период и является константой при распределении разницы суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований по оплате отклонений за каждый час данного расчетного периода. | **Распределение разницы суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований участников оптового рынка на территории неценовой зоны Калининградской области**      Распределение разницы суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований участников оптового рынка на территории неценовой зоны Калининградской области осуществляется за каждый час расчетного периода среди участников оптового рынка на этой территории (исключая ФСК) в отношении каждой ГТП.  Определяется разница суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований по оплате отклонений участников оптового рынка на территории неценовой зоны Калининградской области в целом за расчетный период *m*:  ,  причем   * если , то образуется положительная разница суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований участников по оплате отклонений в целом за расчетный период; * если , то образуется отрицательная разница суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований участников по оплате отклонений в целом за расчетный период.   Далее в зависимости от знака величины определяется доля, пропорционально которой будет распределяться почасовая разница суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований по оплате отклонений участников неценовой зоны Калининградской области.  При этом указанная доля определяется в целом за расчетный период и является константой при распределении разницы суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований по оплате отклонений за каждый час данного расчетного периода. |
| **11.6.1** | **Определение доли, пропорционально которой распределяется разница суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований по оплате отклонений участников оптового рынка на территории неценовых зон в случае отрицательной разницы суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований по оплате отклонений в целом за месяц**  Для описания распределения величины разницы суммарных обязательств и суммарных требований по оплате отклонений вводится следующее обозначение x (тип ГТП):  **Для неценовой зоны Дальнего Востока**  Доля, пропорционально которой распределяется разница суммарных за месяц предварительных обязательств участников и суммарных предварительных требований по оплате отклонений участников неценовых зон оптового рынка  в случае отрицательной разницы суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований по оплате отклонений в целом за месяц , определяется исходя из составляющих величин отклонений по собственной инициативе в сторону увеличения и в сторону снижения, определенных для участника в каждой ГТП x в совокупном объеме всех составляющих величин отклонений по собственной инициативе в неценовой зоне, взятых по абсолютному значению:  ,  где  – означает, что суммирование ведется по всем типам ГТП x неценовой зоны z.  Величина, корректирующая предварительные требования и предварительные обязательства участника оптового рынка за расчетный период в отношении каждой ГТП x определяется следующим образом:  .  Полученные величины корректируют предварительные обязательства/требования участников оптового рынка за расчетный период.  **Для неценовой зоны Архангельской области, неценовой зоны Калининградской области и неценовой зоны Республики Коми**  Доля, пропорционально которой распределяется почасовая разница суммарных предварительных обязательств участников и суммарных предварительных требований по оплате отклонений участников неценовых зон оптового рынка  в случае отрицательной разницы суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований по оплате отклонений в целом за месяц , определяется исходя из составляющих величин отклонений по собственной инициативе в сторону увеличения и в сторону снижения, определенных для участника в каждой ГТП x в совокупном объеме всех составляющих величин отклонений по собственной инициативе в неценовой зоне, взятых по абсолютному значению:  ,  где  – означает, что суммирование ведется по всем типам ГТП x неценовой зоны z.  Величина, корректирующая предварительные требования и предварительные обязательства участника оптового рынка за каждый час расчетного периода в отношении каждой ГТП x определяется следующим образом:  ;  ,  где  – означает, что суммирование ведется по всем типам ГТП x участника оптового рынка i.  Полученные величины корректируют почасовые предварительные обязательства/требования участников оптового рынка. | **Определение доли, пропорционально которой распределяется разница суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований по оплате отклонений участников оптового рынка на территории неценовой зоны Калининградской области в случае отрицательной разницы суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований по оплате отклонений в целом за месяц**  Для описания распределения величины разницы суммарных обязательств и суммарных требований по оплате отклонений вводится следующее обозначение x (тип ГТП):    Доля, пропорционально которой распределяется почасовая разница суммарных предварительных обязательств участников и суммарных предварительных требований по оплате отклонений участников неценовой зоны Калининградской области в случае отрицательной разницы суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований по оплате отклонений в целом за месяц определяется исходя из составляющих величин отклонений по собственной инициативе в сторону увеличения и в сторону снижения, определенных для участника в каждой ГТП *x* в совокупном объеме всех составляющих величин отклонений по собственной инициативе в неценовой зоне, взятых по абсолютному значению:  ,  где – означает, что суммирование ведется по всем типам ГТП *x* неценовой зоны Калининградской области *z*.  Величина, корректирующая предварительные требования и предварительные обязательства участника оптового рынка за каждый час расчетного периода в отношении каждой ГТП *x* определяется следующим образом:  ;  ,  где – означает, что суммирование ведется по всем типам ГТП *x* участника оптового рынка *i*.  Полученные величины корректируют почасовые предварительные обязательства/требования участников оптового рынка. |
| **11.6.2** | **Определение доли, пропорционально которой распределяется разница суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований по оплате отклонений участников оптового рынка на территории неценовой зоны Дальнего Востока в случае положительной разницы суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований по оплате отклонений в целом за месяц**  Для описания распределения величины разницы суммарных обязательств и суммарных требований по оплате отклонений вводится следующее обозначение x1 и x2 (типы ГТП): x1 – ГТП потребления участника ОРЭМ (в т.ч. ГТП потребления поставщика и ГТП экспорта, за исключением ГТП потребления с регулируемой нагрузкой); Доля, пропорционально которой распределяется разница суммарных за расчетный период предварительных обязательств и суммарных предварительных требований по оплате отклонений участников неценовых зон оптового рынка в случае положительной разницы суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований по оплате отклонений в целом за месяц , определяется по следующим правилам: 11.6.2.1.  рассчитывается КО для ГТП типа x1, в отношении которых участник оптового рынка осуществлял планирование ППП таким образом, что для не менее 60 % часов из общего количества часов расчетного периода абсолютная величина отклонения почасового фактического потребления от ППП по собственной инициативе не превышала 5 % ППП из расчета  всей суммы небаланса: ,  где ,  где  – означает, что суммирование ведется по всем типам ГТП x1 всех участников оптового рынка i, принадлежащих неценовой зоне z;  ;  ;  – величина заявленного планового потребления определяется в соответствии с п. 4 Регламента функционирования участников на территории неценовых зон оптового рынка (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  ,  где  – означает, что суммирование ведется по всем типам ГТП x2 всех участников оптового рынка i, принадлежащих неценовой зоне z;  ― величина ПДГ, определенная Системным оператором в отношении ГТП x2 в час h расчетного периода, определенная в соответствии с Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);   11.6.2.2.  рассчитывается КО для ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, ГТП генерации, ГТП импорта x2, для которых определена внешняя инициатива, пропорционально объемам внешней инициативы в отношении данной ГТП из расчета  всей суммы небаланса в неценовой зоне. 11.6.2.3. Доля, пропорционально которой распределяется , определяется для участника исходя из отношения увеличенной на коэффициент изменения доли части разницы суммарных предварительных обязательств и предварительных требований величины суммарных объемов планового почасового потребления электроэнергии за расчетный период, в случае, если 60 % времени в данном расчетном периоде по ГТП потребления данного участника, отнесенным к неценовой зоне, не было зафиксировано отклонение по собственной инициативе, превышающее 5% ППП в соответствующей ГТП, к совокупному объему таких величин.  ,  где  – означает, что суммирование ведется по всем типам ГТП x1 всех участников оптового рынка i, принадлежащих неценовой зоне z.  ― доля части разницы суммарных предварительных обязательств и предварительных требований участников оптового рынка, причитающаяся к получению участнику i в отношении своих ГТП потребления x1, расположенных в неценовой зоне z,  .  11.6.2.4. Доля, пропорционально которой распределяется , определяется исходя из величин внешних инициатив участника в совокупном объеме внешних инициатив:  ,  где  – означает, что суммирование ведется по всем типам ГТП x2 всех участников оптового рынка i, принадлежащих неценовой зоне z.  В случае если за расчетный период в соответствующей неценовой зоне не было зарегистрировано ни одной внешней инициативы, доля, пропорционально которой распределяется величина , определяется исходя из величин ПДГ в ГТП генерации (импорта) участника в совокупном объеме величин ПДГ участников в ГТП генерации (импорта) в данной неценовой зоне.  ― доля части разницы суммарных предварительных обязательств и предварительных требований участников, причитающаяся к получению участником i в отношении своих ГТП генерации (импорта), ГТП потребления с регулируемой нагрузкой x2, расположенных в неценовой зоне:  .  Полученные величины корректируют предварительные обязательства (требования) участников оптового рынка за расчетный период. | **Пункт 11.6.2 исключить** |
| **11.6.3** | **Определение доли, пропорционально которой распределяется почасовая разница суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований по оплате отклонений участников оптового рынка на территории неценовой зоны Архангельской области, неценовой зоны Калининградской области и неценовой зоны Республики Коми в случае положительной разницы суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований по оплате отклонений в целом за месяц**  Для описания распределения величины разницы суммарных обязательств и суммарных требований по оплате отклонений вводится следующее обозначение: x1 и x2 (типы ГТП):  ;  .  Доля, пропорционально которой распределяется почасовая разница суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований по оплате отклонений участников неценовых зон оптового рынка  в случае положительной разницы суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований по оплате отклонений в целом за месяц , определяется по следующим правилам:  рассчитывается КО для ГТП потребления, ГТП экспорта x1, в отношении которых участник оптового рынка осуществлял планирование ППП таким образом, что для не менее 60 % часов из общего количества часов расчетного периода абсолютная величина отклонения почасового фактического потребления от ППП по собственной инициативе не превышала 5 % ППП из расчета  всей суммы небаланса:  ,  где ,  где  – означает, что суммирование ведется по всем типам ГТП x1 всех участников оптового рынка i, принадлежащих неценовой зоне z;  ;  ;  – величина заявленного планового потребления определяется в соответствии с п. 4 Регламента функционирования участников на территории неценовых зон оптового рынка (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  ,  где  – означает, что суммирование ведется по всем типам ГТП x2 всех участников оптового рынка i, принадлежащих неценовой зоне z;  ― величина ПДГ, определенная Системным оператором в отношении ГТП x2 в час h расчетного периода, определенная в соответствии с Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  .  рассчитывается КО для ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, ГТП генерации, ГТП импорта x2, для которых определена внешняя инициатива, пропорционально объемам внешней инициативы в отношении данной ГТП из расчета  всей суммы небаланса в неценовой зоне:  ;  ,  где  и  – неотрицательные части положительной разницы суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований по оплате отклонений участниками оптового рынка, ГТП которых расположены в неценовой зоне.  Доля, пропорционально которой распределяется , определяется для участника исходя из отношения увеличенной на коэффициент изменения доли части разницы суммарных предварительных обязательств и предварительных требований величины суммарных объемов планового почасового потребления электроэнергии за расчетный период, в случае если 60 % времени в данном расчетном периоде по ГТП потребления данного участника, отнесенным к неценовой зоне, не было зафиксировано отклонение по собственной инициативе, превышающее 5 % ППП в соответствующей ГТП, к совокупному объему таких величин.  ,  где  – означает, что суммирование ведется по всем типам ГТП x1 всех участников оптового рынка i, принадлежащих неценовой зоне z;  ― доля части разницы суммарных предварительных обязательств и предварительных требований участников оптового рынка, причитающаяся к получению участнику i в отношении своих ГТП потребления x1, расположенных в неценовой зоне z,  .  Доля, пропорционально которой распределяется , определяется исходя из величин внешних инициатив участника в совокупном объеме внешних инициатив:  ,  где  – означает, что суммирование ведется по всем типам ГТП x2 всех участников оптового рынка i, принадлежащих неценовой зоне z.  В случае если за расчетный период в соответствующей неценовой зоне не было зарегистрировано ни одной внешней инициативы, доля, пропорционально которой распределяется величина , определяется исходя из величин ПДГ в ГТП генерации (импорта) участника в совокупном объеме величин ПДГ участников в ГТП генерации (импорта) в данной неценовой зоне.  ― доля части разницы суммарных предварительных обязательств и предварительных требований участников, причитающаяся к получению участником i в отношении своих ГТП генерации (импорта), ГТП потребления с регулируемой нагрузкой x2, расположенных в неценовой зоне:  ;  .  Полученные величины корректируют предварительные обязательства (требования) участников оптового рынка за каждый час расчетного периода. | **Определение доли, пропорционально которой распределяется почасовая разница суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований по оплате отклонений участников оптового рынка на территории неценовой зоны Калининградской области в случае положительной разницы суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований по оплате отклонений в целом за месяц**  Для описания распределения величины разницы суммарных обязательств и суммарных требований по оплате отклонений вводится следующее обозначение: *x1* и *x2* (типы ГТП):  ;  .  Доля, пропорционально которой распределяется почасовая разница суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований по оплате отклонений участников неценовых зон оптового рынка в случае положительной разницы суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований по оплате отклонений в целом за месяц , определяется по следующим правилам:  рассчитывается КО для ГТП потребления, ГТП экспорта *x1*, в отношении которых участник оптового рынка осуществлял планирование ППП таким образом, что для не менее 60 % часов из общего количества часов расчетного периода абсолютная величина отклонения почасового фактического потребления от ППП по собственной инициативе не превышала 5 % ППП из расчета  всей суммы небаланса:  ,  где ,  где – означает, что суммирование ведется по всем типам ГТП *x1* всех участников оптового рынка *i*, принадлежащих неценовой зоне Калининградской области *z*;  ;  ;  – величина заявленного планового потребления определяется в соответствии с п.4 Регламента функционирования участников на территории неценовых зон оптового рынка (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  ,  где – означает, что суммирование ведется по всем типам ГТП *x2* всех участников оптового рынка *i*, принадлежащих неценовой зоне Калининградской области *z*;  ― величина ПДГ, определенная Системным оператором в отношении ГТП *x2* в час *h* расчетного периода, определенная в соответствии с Регламентом функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  .  рассчитывается КО для ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, ГТП генерации, ГТП импорта *x2*, для которых определена внешняя инициатива, пропорционально объемам внешней инициативы в отношении данной ГТП из расчета всей суммы небаланса в неценовой зоне Калининградской области:  ;  ,  где и – неотрицательные части положительной разницы суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований по оплате отклонений участниками оптового рынка, ГТП которых расположены в неценовой зоне Калининградской области.  Доля, пропорционально которой распределяется , определяется для участника исходя из отношения увеличенной на коэффициент изменения доли части разницы суммарных предварительных обязательств и предварительных требований величины суммарных объемов планового почасового потребления электроэнергии за расчетный период, в случае если 60 % времени в данном расчетном периоде по ГТП потребления данного участника, отнесенным к неценовой зоне, не было зафиксировано отклонение по собственной инициативе, превышающее 5 % ППП в соответствующей ГТП, к совокупному объему таких величин.  ,  где – означает, что суммирование ведется по всем типам ГТП *x1* всех участников оптового рынка *i*, принадлежащих неценовой зоне Калининградской области *z*;  ― доля части разницы суммарных предварительных обязательств и предварительных требований участников оптового рынка, причитающаяся к получению участнику i в отношении своих ГТП потребления *x1*, расположенных в неценовой зоне Калининградской области *z*,  .  Доля, пропорционально которой распределяется , определяется исходя из величин внешних инициатив участника в совокупном объеме внешних инициатив:  ,  где – означает, что суммирование ведется по всем типам ГТП *x2* всех участников оптового рынка *i*, принадлежащих неценовой зоне Калининградской области *z*.  В случае если за расчетный период в неценовой зоне Калининградской области не было зарегистрировано ни одной внешней инициативы, доля, пропорционально которой распределяется величина , определяется исходя из величин ПДГ в ГТП генерации (импорта) участника в совокупном объеме величин ПДГ участников в ГТП генерации (импорта) в неценовой зоне Калининградской области.  ― доля части разницы суммарных предварительных обязательств и предварительных требований участников, причитающаяся к получению участником *i* в отношении своих ГТП генерации (импорта), ГТП потребления с регулируемой нагрузкой *x2*, расположенных в неценовой зоне Калининградской области:  ;  .  Полученные величины корректируют предварительные обязательства (требования) участников оптового рынка за каждый час расчетного периода. |
| **Приложение 2** | **Приложение 2**  **Определение коэффициентов, применяемых при расчете стоимости отклонений для участников оптового рынка, функционирующих в неценовых зонах**  ***1. Цены на электрическую энергию в размере отклонений***  Цены на электрическую энергию в объеме отклонений фактического потребления (производства) электрической энергии от объемов планового почасового потребления (производства) в ГТП участников оптового рынка определяются КО как произведение ставки или , определенной в пункте 11.2 настоящего Регламента, и определяемого в соответствии с настоящим приложением коэффициента, учитывающего причины отклонения:  Для целей настоящего расчета в отношении ГТП потребления поставщиков принимается равной величине , определенной в пункте 11.2 настоящего Регламента.  ***2. Определение коэффициентов, применяемых при расчете стоимости отклонений, возникших по внешней инициативе***  *- для ГТП генерации (импорта):*  Исходный коэффициент , применяемый при увеличении объема производства электрической энергии по внешней инициативе в ГТП генерации *q* (импорта), определяется следующим образом:  Для неценовой зоны Дальнего Востока:  .  Для остальных неценовых зон:  .  Исходный коэффициент , применяемый при уменьшении объема производства электрической энергии по внешней инициативе в ГТП генерации *q* (импорта), определяется следующим образом:  Для неценовой зоны Дальнего Востока:  .  Для остальных неценовых зон:  .  *- для ГТП потребления (экспорта) и ГТП потребления поставщиков:*  Исходный коэффициент , применяемый при увеличении объема потребления электрической энергии по внешней инициативе в ГТП потребления *p* (экспорта), определяется следующим образом:  .  Исходный коэффициент , применяемый при снижении объема потребления электрической энергии по внешней инициативе в ГТП потребления *p* (экспорта), определяется следующим образом:  .  *- для ГТП потребления участников с регулируемым потреблением:*  Исходный коэффициент , применяемый при увеличении объема потребления электрической энергии по внешней инициативе в ГТП потребления *p* участников с регулируемым потреблением, определяется следующим образом:  .  Исходный коэффициент , применяемый при снижении объема потребления электрической энергии по внешней инициативе в ГТП потребления *p* участников с регулируемым потребления, определяется следующим образом:  ***3. Определение величины совокупного увеличения требований (уменьшения обязательств) по внешней инициативе, вызванного применением повышающих/понижающих коэффициентов***  На первом этапе для каждого диапазона отклонений по внешней инициативе генераторов и покупателей КО определяют соответствующие цены в отношении каждой ГТП и часа расчетного периода:  , , , .  Далее определяется совокупное увеличение требований (уменьшение обязательств) по отклонениям, которые произошли по внешней инициативе, участников оптового рынка неценовой зоны *z* по итогам расчетного периода *m*:  .  ***4. Алгоритм расчета коэффициентов, применяемых при расчете стоимости отклонений, возникших по собственной инициативе оптового рынка***  4.1 Коэффициент, применяемый к отклонениям, возникшим по собственной инициативе участников оптового рынка, рассчитывается следующим образом.  В отношении ГТП потребления (ГТП экспорта):  ;  .  В отношении ГТП генерации (ГТП импорта):  ;  .  .  При этом суммирование не осуществляется по ГТП экспорта, импорта в неценовой зоне *z*=3.  При этом в отношении ГТП экспорта, ГТП импорта в неценовой зоне *z*=3 , .  Далее определяется совокупное увеличение обязательств (уменьшение требований) по отклонениям, которые произошли по собственной инициативе, участников оптового рынка неценовой зоны *z* по итогам расчетного периода *m*:  .  4.2 Для случая значения коэффициентов, применяемых при расчете стоимости отклонений, возникших по внешней инициативе, пересчитываются относительно значений, указанных в пункте 2 настоящего приложения, в соответствии с следующим алгоритмом:  ;  ;  ;  ,  где ;  , , , – указанные в пункте 2 настоящего приложения исходные значения коэффициентов, применяемых при расчете стоимости отклонений, возникших по внешней инициативе. | **Приложение 2**  **Определение коэффициентов, применяемых при расчете стоимости отклонений для участников оптового рынка, функционирующих в неценовой зоне Калининградской области**  ***1. Цены на электрическую энергию в размере отклонений***  Цены на электрическую энергию в объеме отклонений фактического потребления (производства) электрической энергии от объемов планового почасового потребления (производства) в ГТП участников оптового рынка определяются КО как произведение ставки или , определенной в пункте 11.2 настоящего Регламента, и определяемого в соответствии с настоящим приложением коэффициента, учитывающего причины отклонения:  Для целей настоящего расчета в отношении ГТП потребления поставщиков принимается равной величине , определенной в пункте 11.2 настоящего Регламента.  ***2. Определение коэффициентов, применяемых при расчете стоимости отклонений, возникших по внешней инициативе***  *- для ГТП генерации (импорта):*  Исходный коэффициент , применяемый при увеличении объема производства электрической энергии по внешней инициативе в ГТП генерации *q* (импорта), определяется следующим образом:    .  Исходный коэффициент , применяемый при уменьшении объема производства электрической энергии по внешней инициативе в ГТП генерации *q* (импорта), определяется следующим образом:  .  *- для ГТП потребления (экспорта) и ГТП потребления поставщиков:*  Исходный коэффициент , применяемый при увеличении объема потребления электрической энергии по внешней инициативе в ГТП потребления *p* (экспорта), определяется следующим образом:  .  Исходный коэффициент , применяемый при снижении объема потребления электрической энергии по внешней инициативе в ГТП потребления *p* (экспорта), определяется следующим образом:  .  *- для ГТП потребления участников с регулируемым потреблением:*  Исходный коэффициент , применяемый при увеличении объема потребления электрической энергии по внешней инициативе в ГТП потребления *p* участников с регулируемым потреблением, определяется следующим образом:  .  Исходный коэффициент , применяемый при снижении объема потребления электрической энергии по внешней инициативе в ГТП потребления *p* участников с регулируемым потребления, определяется следующим образом:  ***3. Определение величины совокупного увеличения требований (уменьшения обязательств) по внешней инициативе, вызванного применением повышающих/понижающих коэффициентов***  На первом этапе для каждого диапазона отклонений по внешней инициативе генераторов и покупателей КО определяют соответствующие цены в отношении каждой ГТП и часа расчетного периода:  , , , .  Далее определяется совокупное увеличение требований (уменьшение обязательств) по отклонениям, которые произошли по внешней инициативе, участников оптового рынка неценовой зоны *z* по итогам расчетного периода *m*:  ***4. Алгоритм расчета коэффициентов, применяемых при расчете стоимости отклонений, возникших по собственной инициативе оптового рынка***  4.1 Коэффициент, применяемый к отклонениям, возникшим по собственной инициативе участников оптового рынка, рассчитывается следующим образом.  В отношении ГТП потребления (ГТП экспорта):  ;  .  В отношении ГТП генерации (ГТП импорта):  ;  .  .  При этом в отношении ГТП экспорта, ГТП импорта:   * суммирование не осуществляется; * ; * .   Далее определяется совокупное увеличение обязательств (уменьшение требований) по отклонениям, которые произошли по собственной инициативе, участников оптового рынка неценовой зоны *z* по итогам расчетного периода *m*:  .  4.2 Для случая значения коэффициентов, применяемых при расчете стоимости отклонений, возникших по внешней инициативе, пересчитываются относительно значений, указанных в пункте 2 настоящего приложения, в соответствии с следующим алгоритмом:  ;  ;  ;  ,  где ;  , , , – указанные в пункте 2 настоящего приложения исходные значения коэффициентов, применяемых при расчете стоимости отклонений, возникших по внешней инициативе. |

**Действующая редакция**

**Приложение 5**

**Отчет о величине корректировки небаланса балансирующего рынка в ценовых зонах**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  | |  | |  |  | |  | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | |  | |  | | |  | | I - я Ценовая зона (Европа) | | | | | | | | | | | | | |
|  |  | |  | |  |  | |  | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | |  | |  | | |  | | II - я Ценовая зона (Сибирь) | | | | | | | | | | | | | |
|  |  | |  | |  |  | |  | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

где

– расчетный период;

– номер итерации при распределении разницы суммарных обязательств участников и суммарных требований участников;

– разница суммарных обязательств участников и суммарных требований участников, определенная в соответствии с разделом 8 настоящего Регламента (руб.);

– корректировка ГЭС, равная сумме по всем ГТП в ценовой зоне величины , определенной в соответствии с подпунктом 1 пункта 9.1 настоящего Регламента (руб.), ;

– величина разницы предварительных обязательств и требований, вызванная оплатой отклонений по ИВ1, ИВО и ИВ для ГТП ГЭС, определенная в соответствии с подпунктом 2 пункта 9.1 настоящего Регламента (руб.);

– величина разницы предварительных обязательств и требований, вызванная оплатой отклонений мобильных (передвижных) генерирующих объектов, определенная в соответствии с подпунктом 3 пункта 9.1 настоящего Регламента (руб.);

– суммарная стоимость регулировочной инициативы, определенная в соответствии с подпунктом 4 пункта 9.1 настоящего Регламента (руб.);

– величина прочих (общих) составляющих небаланса, определенная в соответствии с подпунктом 5 пункта 9.1 настоящего Регламента (руб.);

– совокупный объем составляющих величин отклонений по собственной инициативе и внешней инициативе в данной ценовой зоне, определенный как знаменатель доли , рассчитанной в соответствии с пунктом 9.1 настоящего Регламента (кВт·ч)

;

– совокупный объем составляющих величин отклонений по собственной инициативе в данной ценовой зоне , определенный для множества ГТП потребления и ГТП экспорта (кВт·ч);

– суммарный по ценовой зоне объем внешней инициативы , сформированный в соответствии с подпунктом 25 пункта 3.1.2 настоящего Регламента;

– совокупный объем отклонений по собственной инициативе, связанных с наличием ограничений на выработку ГЭС или ГАЭС:

, где – величина, определенная в соответствии с пунктом 2.2.6 настоящего Регламента (кВт·ч);

и – совокупные объемы отклонений по собственной инициативе, обусловленные действиями агрегаторов управления изменением режима потребления электрической энергии в рамках оказания соответствующих услуг:

и ,

где и – величины, определенные в соответствии с пунктом 2.2.6 настоящего Регламента (кВт·ч);

– совокупный объем составляющих величин отклонений по собственной инициативе в данной ценовой зоне для ГТП потребления с учетом отнесения/неотнесения к ГТП гарантирующих поставщиков, определенный как знаменатель доли , рассчитанной в соответствии с пунктом 9.1 настоящего Регламента (кВт·ч)

;

– величина положительной разницы, распределенная потребителям, определенная в соответствии с подпунктом 1 пункта 9.2.1 настоящего Регламента (руб.);

– величина положительной разницы, распределенная генераторам (потребителям с РН), определенная в соответствии с подпунктом 2 пункта 9.2.1 настоящего Регламента (руб.);

– суммарная величина объемов планового почасового потребления электроэнергии за расчетный период по ценовой зоне для распределения положительной разницы по потребителям, определенная как знаменатель доли , рассчитанной в соответствии с пунктом 9.2.2 настоящего Регламента (кВт·ч);

– совокупный объем исполненных внешних инициатив по ценовой зоне для распределения положительной разницы по генераторам (потребителям с РН), определенный как знаменатель доли , рассчитанной в соответствии с пунктом 9.2.3 настоящего Регламента (кВт·ч).

**Предлагаемая редакция**

**Приложение 5**

**Отчет о величине корректировки небаланса балансирующего рынка в ценовых зонах**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  | |  | |  |  | |  | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | |  | |  | | |  | | I - я Ценовая зона (Европа) | | | | | | | | | | | | | |
|  |  | |  | |  |  | |  | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | |  | |  | | |  | | II - я Ценовая зона (Сибирь) | | | | | | | | | | | | | |
|  |  | |  | |  |  | |  | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|  | |  | |  | | |  | | II - я Ценовая зона (ДФО) | | | | | | | | | | | | | |
|  |  | |  | |  |  | |  | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

где

– расчетный период;

– номер итерации при распределении разницы суммарных обязательств участников и суммарных требований участников;

– разница суммарных обязательств участников и суммарных требований участников, определенная в соответствии с разделом 8 настоящего Регламента (руб.);

– корректировка ГЭС, равная сумме по всем ГТП в ценовой зоне величины , определенной в соответствии с подпунктом 1 пункта 9.1 настоящего Регламента (руб.), ;

– величина разницы предварительных обязательств и требований, вызванная оплатой отклонений по ИВ1, ИВО и ИВ для ГТП ГЭС, определенная в соответствии с подпунктом 2 пункта 9.1 настоящего Регламента (руб.);

– величина разницы предварительных обязательств и требований, вызванная оплатой отклонений мобильных (передвижных) генерирующих объектов, определенная в соответствии с подпунктом 3 пункта 9.1 настоящего Регламента (руб.);

– суммарная стоимость регулировочной инициативы, определенная в соответствии с подпунктом 4 пункта 9.1 настоящего Регламента (руб.);

– величина прочих (общих) составляющих небаланса, определенная в соответствии с подпунктом 5 пункта 9.1 настоящего Регламента (руб.);

– совокупный объем составляющих величин отклонений по собственной инициативе и внешней инициативе в данной ценовой зоне, определенный как знаменатель доли , рассчитанной в соответствии с пунктом 9.1 настоящего Регламента (кВт·ч)

– совокупный объем составляющих величин отклонений по собственной инициативе в данной ценовой зоне , определенный для множества ГТП потребления и ГТП экспорта (кВт·ч);

– суммарный по ценовой зоне объем внешней инициативы , сформированный в соответствии с подпунктом 25 пункта 3.1.2 настоящего Регламента;

– совокупный объем отклонений по собственной инициативе, связанных с наличием ограничений на выработку ГЭС или ГАЭС:

, где – величина, определенная в соответствии с пунктом 2.2.6 настоящего Регламента (кВт·ч);

и – совокупные объемы отклонений по собственной инициативе, обусловленные действиями агрегаторов управления изменением режима потребления электрической энергии в рамках оказания соответствующих услуг:

и ,

где и – величины, определенные в соответствии с пунктом 2.2.6 настоящего Регламента (кВт·ч);

– совокупный объем составляющих величин отклонений по собственной инициативе в данной ценовой зоне для ГТП потребления с учетом отнесения/неотнесения к ГТП гарантирующих поставщиков, определенный как знаменатель доли , рассчитанной в соответствии с пунктом 9.1 настоящего Регламента (кВт·ч)

– величина положительной разницы, распределенная потребителям, определенная в соответствии с подпунктом 1 пункта 9.2.1 настоящего Регламента (руб.);

– величина положительной разницы, распределенная генераторам (потребителям с РН), определенная в соответствии с подпунктом 2 пункта 9.2.1 настоящего Регламента (руб.);

– суммарная величина объемов планового почасового потребления электроэнергии за расчетный период по ценовой зоне для распределения положительной разницы по потребителям, определенная как знаменатель доли , рассчитанной в соответствии с пунктом 9.2.2 настоящего Регламента (кВт·ч);

– совокупный объем исполненных внешних инициатив по ценовой зоне для распределения положительной разницы по генераторам (потребителям с РН), определенный как знаменатель доли , рассчитанной в соответствии с пунктом 9.2.3 настоящего Регламента (кВт·ч).