**VIII.2. Изменения, связанные с уточнением порядка определения составляющих величин и оплаты отклонений по собственной и внешней инициативе гидроаккумулирующих станций**

**Приложение № 8.2.1**

|  |
| --- |
| **Инициатор:** Ассоциация «НП Совет рынка».  **Обоснование:** уточнение определений ГТП, зарегистрированных в отношении гидроаккумулирующих станций.  **Дата вступления в силу:** 1 апреля 2024 года. |

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

| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| --- | --- | --- |
| **1.1** | **Предмет**  Настоящий Регламент регулирует отношения между СР, КО, СО, ЦФР и участниками оптового рынка, ГТП которых отнесены к ценовым и неценовым зонам оптового рынка, связанные:   1. с определением величины отклонения и составляющих величин отклонения фактических почасовых объемов электроэнергии в ГТП генерации, ГТП потребления, ГТП экспорта и ГТП импорта от величины планового почасового производства (потребления, поставки) электрической энергии;   … | **Предмет**  Настоящий Регламент регулирует отношения между СР, КО, СО, ЦФР и участниками оптового рынка, ГТП которых отнесены к ценовым и неценовым зонам оптового рынка, связанные:   1. с определением величины отклонения и составляющих величин отклонения фактических почасовых объемов электроэнергии в ГТП генерации, ГТП потребления, ГТП экспорта, ГТП импорта, ГТП генерации ГАЭС (работа ГАЭС в режиме генерации, далее – ГТП генерации ГАЭС) и ГТП потребления поставщика (работа ГАЭС в режиме потребления, далее – ГТП потребления ГАЭС) от величины планового почасового производства (потребления, поставки) электрической энергии;   … |

**Приложение № 8.2.2**

|  |
| --- |
| **Инициатор:** Ассоциация «НП Совет рынка».  **Обоснование:** уточнение порядка расчета величины удельных затрат в насосном режиме на гидроаккумулирующих станциях.  **Дата вступления в силу:** с 1 апреля 2024 года и действуют по 31 августа 2024 года (включительно). |

**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) |
| --- | --- | --- |
| **3.1.2** | …   1. ― величина удельных затрат в насосном режиме на гидроаккумулирующих станциях, которая рассчитывается по следующей формуле:   *=*;  4) Величина определяется следующим образом:  *а)* если  и ), то  ;  *в)* в иных случаях ;  где *h* – час операционных суток, отнесенных к данному расчетному периоду;  – календарный год предшествующий году, включающему данный расчетный период;  *q* – ГТП генерации ГАЭС,  *p* – ГТП потребления ГАЭС, не являющаяся ГТП потребления поставщика.  Величина  определяется следующим образом:  *а)* если и  и если   * *-,* то; * *,* то;   *б)* если (и (или)) и ( и ), то  ;  *в)* в иных случаях ;  где *h* – час операционных суток;  *d* – операционные сутки расчетного периода *m*, к которым отнесен час *h*;  *m* – расчетный период,  – календарный год, предшествующий году, включающему данный расчетный период *m*,  *q* – ГТП генерации ГАЭС,  *p* – ГТП потребления ГАЭС, не являющаяся ГТП потребления поставщика;  – цена электроэнергии в ГТП потребления *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, рассчитанная для целей расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед 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 час *h* отнесен к периоду действия государственного регулирования цен (тарифов), то КО в указанных в данном подпункте формулах вместо величины  использует величину Λz,p,h. | …   1. ― величина удельных затрат в насосном режиме на гидроаккумулирующих станциях, которая рассчитывается по следующей формуле:   *=*;  4) Величина *η* определяется следующим образом:  *а)* если и , то  ;  *в)* в иных случаях *η* = 1;  где *h* – час операционных суток, отнесенных к данному расчетному периоду;  – календарный год, предшествующий году, включающему данный расчетный период;  *q* – ГТП генерации ГАЭС,  *p* – ГТП потребления ГАЭС, не являющаяся ГТП потребления поставщика.  Величина  определяется следующим образом:  *а)* если и  и если   * *,* то; * , то;   *б)* если (и (или)) и , и , то  ;  *в)* в иных случаях ;  где *h* – час операционных суток;  *d* – операционные сутки расчетного периода *m*, к которым отнесен час *h*;  *m* – расчетный период,  – календарный год, предшествующий году, включающему данный расчетный период *m*,  *q* – ГТП генерации ГАЭС,  *p* – ГТП потребления ГАЭС, не являющаяся ГТП потребления поставщика;  – цена электроэнергии в ГТП потребления *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, рассчитанная для целей расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед 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 час *h* отнесен к периоду действия государственного регулирования цен (тарифов), то КО в указанных в данном подпункте формулах вместо величины  использует величину Λz,p,h. |

**Приложение № 8.2.3**

|  |
| --- |
| **Инициатор:** Ассоциация «НП Совет рынка».  **Обоснование:** уточнение порядка классификации и оплаты отклонений по собственной и внешней инициативе гидроаккумулирующих станций  в случае формирования плановых диспетчерских графиков на основании заявленных участником оптового рынка режимов работы оборудования.  **Дата вступления в силу:** 1 сентября 2024 года. |

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

| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| --- | --- | --- |
| **3.1** | **Исходной информацией для расчета ППБР является следующая информация:**  1. прогноз потребления, выполняемый СО в отношении территорий диспетчерского управления в соответствии с положениями раздела 2 *Регламента актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); 2. прогноз экспортно-импортных поставок (перетоков с зарубежными иностранными государствами), выполняемый СО на основании оперативных данных, получаемых СО от организаций, выполняющих функции системных операторов зарубежных энергосистем; 3. постоянные графики генерации (заявленные графики генерации) режимных генерирующих единиц, которые относятся к ГТП генерации ГЭС, в том числе по режиму водопользования (по уровням воды, интенсивности наполнения (сработки) водохранилища, среднесуточным расходам воды гидроэлектростанции и т.п.), заявленные участниками оптового рынка в оперативных уведомлениях в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынк*а); 4. прогноз постоянных графиков генерации режимных генерирующих единиц, которые относятся к ГТП генерации ГЭС, выполняемый СОна основании имеющейся в распоряжении СО информации;   … | **Исходной информацией для расчета ППБР является следующая информация:**  1. прогноз потребления, выполняемый СО в отношении территорий диспетчерского управления в соответствии с положениями раздела 2 *Регламента актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); 2. прогноз экспортно-импортных поставок (перетоков с зарубежными иностранными государствами), выполняемый СО на основании оперативных данных, получаемых СО от организаций, выполняющих функции системных операторов зарубежных энергосистем; 3. постоянные графики генерации (заявленные графики генерации) ГОУ ГЭС/ГАЭС отнесенные к режимным генерирующим единицам, которые соответствуют ГТП генерации ГЭС или ГТП генерации ГАЭС и ГТП потребления ГАЭС, в том числе по режиму водопользования (по уровням воды, интенсивности наполнения (сработки) водохранилища, среднесуточным расходам воды гидроэлектростанции и т.п.), заявленные участниками оптового рынка в оперативных уведомлениях в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынк*а); 4. прогноз постоянных графиков генерации ГОУ ГЭС/ГАЭС отнесенные к режимным генерирующим единицам, которые соответствуют ГТП генерации ГЭС или ГТП генерации ГАЭС и ГТП потребления ГАЭС, выполняемый СОна основании имеющейся в распоряжении СО информации;   … |
| **4.2** | **Порядок расчета ПБР**   1. Расчет ПБР выполняется СО в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* (Приложение № 10 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) в отношении каждого часа периода планирования. 2. Постоянные графики генерации режимных генерирующих единиц учитываются при расчете в виде ограничений (с Рмин = Рмакс = Рпостоянного графика), заявленных участниками оптового рынка в оперативных уведомлениях в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынк*а). 3. Постоянные графики ГЭС, в том числе связанные с наличием ограничений по режиму водопользования, при расчете могут учитываться заявленным графиком генерации режимных генерирующих единиц, указанным участниками оптового рынка в оперативных уведомлениях в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынк*а); 4. Результатами расчета ПБР на каждый час являются: 5. значения активной мощности генерации по РГЕ на момент окончания каждого часа ― ПБР; 6. мгновенные значения активной мощности, определяемые для каждого момента времени ― плановый ДГ. Плановые ДГ на основании результатов расчета ПБР формируются в порядке, предусмотренном в п. 3.3 настоящего Регламента, с учетом особенностей, предусмотренных для ГОУ ГЭС; 7. почасовые диспетчерские объемы в узлах расчетной модели, определенные в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* (Приложение № 10 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) 8. индикаторы стоимости. 9. Результаты расчета ПБР, одобренные дежурным персоналом СО в соответствии с п. 4.3 настоящего Регламента, представляются участникам оптового рынка в соответствии с п. 4.6 настоящего Регламента. | **Порядок расчета ПБР**   1. Расчет ПБР выполняется СО в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* (Приложение № 10 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) в отношении каждого часа периода планирования. 2. Постоянные графики генерации режимных генерирующих единиц учитываются при расчете в виде ограничений (с Рмин = Рмакс = Рпостоянного графика), заявленных участниками оптового рынка в оперативных уведомлениях в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынк*а). 3. Постоянные графики ГОУ ГЭС или ГАЭС, в том числе связанные с наличием ограничений по режиму водопользования, при расчете могут учитываться заявленным графиком режимных генерирующих единиц, которые соответствуют ГТП генерации ГЭС или ГТП генерации ГАЭС и ГТП потребления ГАЭС, указанным участниками оптового рынка в оперативных уведомлениях в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынк*а); 4. Результатами расчета ПБР на каждый час являются: 5. значения активной мощности генерации по РГЕ на момент окончания каждого часа ― ПБР; 6. мгновенные значения активной мощности, определяемые для каждого момента времени ― плановый ДГ. Плановые ДГ на основании результатов расчета ПБР формируются в порядке, предусмотренном в п. 3.3 настоящего Регламента, с учетом особенностей, предусмотренных для ГОУ ГЭС или ГАЭС; 7. почасовые диспетчерские объемы в узлах расчетной модели, определенные в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* (Приложение № 10 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) 8. индикаторы стоимости. 9. Результаты расчета ПБР, одобренные дежурным персоналом *СО* в соответствии с п. 4.3 настоящего Регламента, представляются участникам оптового рынка в соответствии с п. 4.6 настоящего Регламента. |

**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) |
| --- | --- | --- |
| **6.1** | Перечень информации По результатам проведения конкурентного отбора БР СО передает КО соответствующие диспетчерским объемам составляющие величины отклонений по внешней инициативе (далее – плановые объемы внешних инициатив), рассчитанные в соответствии с требованиями настоящего Регламента, а также информацию, указанную в подпунктах 1, 2 и 4 раздела 2 настоящего Регламента.  СО передает в КО полученные от Участников оптового рынка и использованные при проведении конкурентного отбора оперативные ценопринимающие заявки и величины изменения пределов регулирования по регулировочной инициативе с разделением на собственную и внешнюю составляющие.  СО передает в КО в согласованном формате в отношении ГОУ, однозначно соответствующего ГТП генерации ГЭС, признак учета при формировании плановых диспетчерских графиков (диспетчерских графиков) заявленных режимов работы по причине наличия ограничений на минимальное или максимальное производство электрической энергии ГЭС. Признак передается по всем часам операционных суток, в которых при расчете ПБР по ГТП генерации ГЭС 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*.  СО передает Коммерческому оператору указанную выше информацию по результатам проведения конкурентного отбора БР со следующей точностью:  … | Перечень информации По результатам проведения конкурентного отбора БР СО передает КО соответствующие диспетчерским объемам составляющие величины отклонений по внешней инициативе (далее – плановые объемы внешних инициатив), рассчитанные в соответствии с требованиями настоящего Регламента, а также информацию, указанную в подпунктах 1, 2 и 4 раздела 2 настоящего Регламента.  СО передает в КО полученные от Участников оптового рынка и использованные при проведении конкурентного отбора оперативные ценопринимающие заявки и величины изменения пределов регулирования по регулировочной инициативе с разделением на собственную и внешнюю составляющие.  СО передает в КО в согласованном формате в отношении ГОУ, соответствующего ГТП генерации ГЭС или ГТП генерации ГАЭС и ГТП потребления ГАЭС признак учета при формировании плановых диспетчерских графиков (диспетчерских графиков) заявленных режимов работы по причине наличия ограничений на минимальное или максимальное производство электрической энергии ГОУ ГЭС или ГАЭС. Признак передается по всем часам операционных суток, в которых при расчете ПБР для ГОУ ГЭС или ГАЭС 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*.  СО передает Коммерческому оператору указанную выше информацию по результатам проведения конкурентного отбора БР со следующей точностью:  … |
| **7.1** | …  СО до окончания суток *Х*+3, но не позднее 3-го календарного дня месяца, следующего за расчетным, публикует на сайте ОРЭМ СО для каждого участника оптового рынка следующие персонифицированные данные:   * в отношении каждой РГЕ, отнесенной к каждой зарегистрированной для него ГТП генерации, а также в отношении ГТП потребления с регулируемой нагрузкой (по объектам управления): * признак изменения технических (технологических) ограничений генерирующего оборудования по РГЕ, обусловленного изменением состояния/переносом времени изменения состояния генерирующего (котельного) оборудования на БР по внешней инициативе; * признак запланированного участия генерирующего оборудования в оказании услуги по нормированному первичному регулированию частоты (НПРЧ) и (или) вторичному регулированию частоты и перетоков активной мощности (АВРЧМ); * в отношении каждой зарегистрированной для него ГТП генерации, ГТП потребления ГАЭС, а также в отношении ГТП потребления с регулируемой нагрузкой (по объектам управления): * почасовые значения составляющих величин отклонений по внешней инициативе ИВ0, определенные СО в отношении часов суток *Х* в соответствии с *Регламентом определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе* *оптового* *рынка*); * почасовые значения составляющих величин отклонений по внешней инициативе ИВА, определенные СО в отношении часов суток *Х* в соответствии с *Регламентом определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе* *оптового* *рынка*); * признак почасового учета при формировании плановых диспетчерских графиков заявленных режимов работы ГЭС, присвоенный СО согласно п. 6.1 настоящего Регламента;   … | …  СО до окончания суток *Х*+3, но не позднее 3-го календарного дня месяца, следующего за расчетным, публикует на сайте ОРЭМ СО для каждого участника оптового рынка следующие персонифицированные данные:   * в отношении каждой РГЕ, отнесенной к каждой зарегистрированной для него ГТП генерации, а также в отношении ГТП потребления с регулируемой нагрузкой (по объектам управления): * признак изменения технических (технологических) ограничений генерирующего оборудования по РГЕ, обусловленного изменением состояния/переносом времени изменения состояния генерирующего (котельного) оборудования на БР по внешней инициативе; * признак запланированного участия генерирующего оборудования в оказании услуги по нормированному первичному регулированию частоты (НПРЧ) и (или) вторичному регулированию частоты и перетоков активной мощности (АВРЧМ); * в отношении каждой зарегистрированной для него ГТП генерации, ГТП потребления ГАЭС, а также в отношении ГТП потребления с регулируемой нагрузкой (по объектам управления): * почасовые значения составляющих величин отклонений по внешней инициативе ИВ0, определенные СО в отношении часов суток *Х* в соответствии с *Регламентом определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе* *оптового* *рынка*); * почасовые значения составляющих величин отклонений по внешней инициативе ИВА, определенные СО в отношении часов суток *Х* в соответствии с *Регламентом определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе* *оптового* *рынка*); * признак почасового учета при формировании плановых диспетчерских графиков заявленных режимов работы ГЭС или ГАЭС, присвоенный СО согласно п. 6.1 настоящего Регламента;   … |

**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) |
| --- | --- | --- |
| **2.2.1** | 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.  2.2.1.1. Определение составляющей величины отклонения по внешней инициативе ИВ1 в отношении ГТП, расположенных на территории ценовой зоны.  Объем внешней инициативы ИВ1 определяется в результате формирования Плана БР – далее ПБР. Величина ИВ1 определяется для ГТП генерации, ГТП потребления ГАЭС и ГТП потребления с регулируемой нагрузкой (в отношении объекта управления) как разница между диспетчерским объемом () электроэнергии, определенным в соответствии с Регламентом проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы (Приложение № 10 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) и величиной (), 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 объема производства , расчет величины ИВ1 для ГТП осуществляется по формуле: * для ГТП генерации ГЭС (исключая ГАЭС):   ;   * для прочих ГТП:   .   * В случае если величина диспетчерского объема  меньше величины планового объема производства , расчет величины ИВ1 для ГТП осуществляется по формуле: * для ГТП генерации ГЭС (исключая ГАЭС):   ;   * для прочих ГТП:   *,*  где  ― максимальный объем в ценовой заявке, значение параметра <цена> по которому меньше либо равна значению индикатора БР в данной ГТП на данный час, в ценовой заявке участника, определенной в отношении данной ГТП в рассматриваемый час операционных суток с учетом выполнения следующих преобразований:  … | 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.  2.2.1.1. Определение составляющей величины отклонения по внешней инициативе ИВ1 в отношении ГТП, расположенных на территории ценовой зоны.  Объем внешней инициативы ИВ1 определяется в результате формирования Плана БР – далее ПБР. Величина ИВ1 определяется для ГТП генерации, ГТП потребления ГАЭС и ГТП потребления с регулируемой нагрузкой (в отношении объекта управления) как разница между диспетчерским объемом () электроэнергии, определенным в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* (Приложение № 10 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)и величиной ()*,* с учетомзафиксированной собственной регулировочной инициативы на увеличение  и уменьшение , определяемых в соответствии с настоящим Регламентом.   * В случае если величина диспетчерского объема  больше или равна величине планового объема производства , расчет величины ИВ1 для ГТП осуществляется по формуле: * для ГТП генерации ГЭС или ГАЭС (в случае если для указанной ГТП генерации ГАЭС выполнены условия и ):   ;   * для прочих ГТП:   .   * В случае если величина диспетчерского объема  меньше величины планового объема производства , расчет величины ИВ1 для ГТП осуществляется по формуле: * для ГТП генерации ГЭС или ГАЭС (в случае если для указанной ГТП генерации ГАЭС выполнены условия и ):   ;   * для прочих ГТП:   ,  где  ― максимальный объем в ценовой заявке, значение параметра <цена> по которому меньше либо равна значению индикатора БР в данной ГТП на данный час, в ценовой заявке участника, определенной в отношении данной ГТП в рассматриваемый час операционных суток с учетом выполнения следующих преобразований:  … |
| **2.2.6** | Собственная инициатива ИС 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.  Величина собственной инициативы определяется как разность между величиной отклонения , рассчитанной согласно п. 2.1 настоящего Регламента, и суммой составляющих величин отклонений по внешней инициативе ИВ1, ИВ0, ИВО-1, ИВА, ИВК, определенных в отношении данной ГТП в соответствии с пп. 2.2.1–2.2.5 настоящего Регламента (суммы указанных величин отклонений по всем объектам управления, отнесенным к данной ГТП потребления с регулируемой нагрузкой) с учетом соответствующих знаков. Для ГТП экспорта и ГТП импорта определение величины собственной инициативы производится с учетом п. 2.4 настоящего Регламента. Для ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации определение величины собственной инициативы производится с учетом положений настоящего пункта Регламента.  Если в отношении ГТП генерации или объекта управления, отнесенного к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, входящих в состав группового объекта управления (ГОУ), присвоен признак отнесения отклонений на внешнюю инициативу, величина отклонений по собственной инициативе, определенная СО в соответствии с пунктом 2.2.3 настоящего Регламента, увеличивается Коммерческим оператором на объем собственной инициативы, обусловленный ограничениями диапазона регулирования активной мощности. Объем данной корректировки определяется как разница между величиной ПБР и торговым графиком, сокращенная на объем внешней инициативы ИВ1, определенный в соответствии с пунктом 2.2.1 настоящего Регламента.  .  Для расположенных на территории ценовой зоны ГТП генерации ГЭС (исключая ГАЭС и ГТП генерации ГЭС, для которых в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента от СО получен признак отнесения гидроэлектростанции к малой водоточной ГЭС), для которых, в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента, был передан признак учета при формировании плановых 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 .  … | Собственная инициатива ИС Собственная инициатива (∆ОИС) 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.  Величина собственной инициативы определяется как разность между величиной отклонения ∆О, рассчитанной согласно п. 2.1 настоящего Регламента, и суммой составляющих величин отклонений по внешней инициативе ИВ1, ИВ0, ИВ0-1, ИВА, ИВК, определенных в отношении данной ГТП в соответствии с пп. 2.2.1–2.2.5 настоящего Регламента (суммы указанных величин отклонений по всем объектам управления, отнесенным к данной ГТП потребления с регулируемой нагрузкой) с учетом соответствующих знаков. Для ГТП экспорта и ГТП импорта определение величины собственной инициативы производится с учетом п. 2.4 настоящего Регламента. Для ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации определение величины собственной инициативы производится с учетом положений настоящего пункта Регламента.  Если в отношении ГТП генерации или объекта управления, отнесенного к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, входящих в состав группового объекта управления (ГОУ), присвоен признак отнесения отклонений на внешнюю инициативу, величина отклонений по собственной инициативе, определенная СО в соответствии с пунктом 2.2.3 настоящего Регламента, увеличивается Коммерческим оператором на объем собственной инициативы, обусловленный ограничениями диапазона регулирования активной мощности. Объем данной корректировки определяется как разница между величиной ПБР и торговым графиком, сокращенная на объем внешней инициативы ИВ1, определенный в соответствии с пунктом 2.2.1 настоящего Регламента:  .  Для расположенных на территории ценовой зоны ГТП генерации ГЭС или ГАЭС (исключая ГТП генерации ГЭС, для которых в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента от СО получен признак отнесения гидроэлектростанции к малой водоточной ГЭС), для которых, в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента, был передан признак учета при формировании плановых диспетчерских графиков заявленных режимов работы по причине наличия ограничений на минимальное или максимальное производство электрической энергии ГЭС или ГАЭС, рассчитывается объем отклонений по собственной инициативе, связанных с наличием ограничений на выработку ГЭС или ГАЭС :   * если  и , то   ;   * если  и , то   ;   * иначе .  … |
| **2.3.2** | Собственная регулировочная инициатива по уменьшению Отклонение по собственной регулировочной инициативе по уменьшению, (), определяется в отношении часа *h* для ГТП генерации *p* (за исключением ГТП генерации ГЭС (исключая 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 к ценовой зоне оптового рынка, в отношении часа *h,* (), определяется как положительная разница между объемом, производимым с учетом величины , и объемом, производимым с учетом величины , используемого при проведении конкурентного отбора при балансировании системы в ценовых зонах.  .  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 () определяется в отношении часа *h* для ГТП генерации ГЭС (исключая ГАЭС) *p* участника оптового рынка *i*, отнесенной к ценовой зоне:   * для ГТП генерации ГЭС, для которых, в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента, был передан признак учета при формировании плановых 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 диспетчерским объемом, 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:   .  Величина отклонения по собственной регулировочной инициативе  по РГЕ *g* определяется как:  .  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:   .  Величина отклонения по собственной регулировочной инициативе  по РГЕ *g* определяется как:  .  В случае наличия признака изменения технических (технологических) ограничений генерирующего оборудования по РГЕ *g*, обусловленного изменением состояния/переносом времени изменения состояния генерирующего (котельного) оборудования на БР по внешней инициативе, переданного СО в КО в отношении данного часа согласно п. 5.1.2.1 настоящего Регламента, объем отклонения по собственной регулировочной инициативе по РГЕ *g* не рассчитывается =0 . Для ГТП генерации ГЭС, для которых в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента был передан признак учета при формировании плановых диспетчерских графиков заявленных режимов работы по причине наличия ограничений на минимальное или максимальное производство электрической энергии ГЭС, объем отклонения по собственной регулировочной инициативе рассчитывается в соответствии с порядком, определенным настоящим пунктом, вне зависимости от наличия признака изменения технических (технологических) ограничений генерирующего оборудования, обусловленного изменением состояния / переносом времени изменения состояния генерирующего (котельного) оборудования на БР по внешней инициативе, по РГЕ, включенным в данную ГТП генерации. | Собственная регулировочная инициатива по уменьшению 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 к ценовой зоне оптового рынка, в отношении часа *h,* (), определяется как положительная разница между объемом, производимым с учетом величины , и объемом, производимым с учетом величины , используемого при проведении конкурентного отбора при балансировании системы в ценовых зонах.  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 () определяется в отношении часа *h* для ГТП генерации ГЭС или ГАЭС *p* участника оптового рынка *i*, отнесенной к ценовой зоне:   * для ГТП генерации ГЭС или ГАЭС, для которых, в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента, был передан признак учета при формировании плановых диспетчерских графиков заявленных режимов работы по причине наличия ограничений на минимальное или максимальное производство электрической энергии ГЭС или ГАЭС, как разница между объемом, производимым с учетом величины , и диспетчерским объемом, сформированным исходя из работы генерирующего оборудования на уровне, соответствующем максимальному значению генерирующей мощности, определенному на основании установленных ограничений на максимальное производство электрической энергии ГЭС или ГАЭС: * для прочих ГТП генерации ГЭС или ГАЭС как:   .  Величина отклонения по собственной регулировочной инициативе по РГЕ *g* определяется как:  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:   .  Величина отклонения по собственной регулировочной инициативе по РГЕ *g* определяется как:  .  В случае наличия признака изменения технических (технологических) ограничений генерирующего оборудования по РГЕ *g*, обусловленного изменением состояния/переносом времени изменения состояния генерирующего (котельного) оборудования на БР по внешней инициативе, переданного СО в КО в отношении данного часа согласно п. 5.1.2.1 настоящего Регламента, объем отклонения по собственной регулировочной инициативе по РГЕ *g* не рассчитывается =0.  Для ГТП генерации ГЭС или ГАЭС, для которых в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента был передан признак учета при формировании плановых диспетчерских графиков заявленных режимов работы по причине наличия ограничений на минимальное или максимальное производство электрической энергии ГЭС или ГАЭС, объем отклонения по собственной регулировочной инициативе рассчитывается в соответствии с порядком, определенным настоящим пунктом, вне зависимости от наличия признака изменения технических (технологических) ограничений генерирующего оборудования, обусловленного изменением состояния / переносом времени изменения состояния генерирующего (котельного) оборудования на БР по внешней инициативе, по РГЕ, включенным в данную ГТП генерации. |
| **2.3.5** | Собственная регулировочная инициатива по увеличению Отклонение по собственной регулировочной инициативе по увеличению определяется в отношении часа *h* для ГТП генерации *р* (за исключением ГТП генерации ГЭС (исключая 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 к ценовой зоне оптового рынка, (), как положительная разность между объемом, производимым с учетом величины (), используемой при проведении конкурентного отбора для балансирования системы в ценовых зонах и объемом, производимым с учетом ():  .  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 к ценовой зоне оптового рынка:   * для ГТП генерации ГЭС, для которых, в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента, был передан признак учета при формировании плановых диспетчерских графиков заявленных режимов работы по причине наличия ограничений на минимальное или максимальное производство электрической энергии ГЭС, как разница между диспетчерским объемом, 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:   .  Величина отклонения по собственной регулировочной инициативе  по РГЕ *g* определяется как:  .  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:   .  Величина отклонения по собственной регулировочной инициативе  по РГЕ *g* определяется как:  .  В случае наличия признака изменения по внешней инициативе технических (технологических) ограничений генерирующего оборудования по данной РГЕ *g*, обусловленного изменением состояния/переносом времени изменения состояния генерирующего (котельного) оборудования на БР по внешней инициативе, переданного СО в КО в отношении данного часа согласно п. 5.1.2.1 настоящего Регламента, а также в случае, если Системным оператором по РГЕ *g* установлено дополнительное ограничение  или , объем отклонения по собственной регулировочной инициативе по РГЕ *g* не рассчитывается : =0. Для ГТП генерации ГЭС, для которых в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента был передан признак учета при формировании плановых диспетчерских графиков заявленных режимов работы по причине наличия ограничений на минимальное или максимальное производство электрической энергии ГЭС, объем отклонения по собственной регулировочной инициативе рассчитывается в соответствии с порядком, определенным настоящим пунктом, вне зависимости от наличия признака изменения по внешней инициативе технических (технологических) ограничений генерирующего оборудования, обусловленного изменением состояния / переносом времени изменения состояния генерирующего (котельного) оборудования на БР по внешней инициативе, по РГЕ, включенным в данную ГТП генерации, а также вне зависимости от установления Системным оператором дополнительных ограничений  или по РГЕ, включенным в данную ГТП генерации. | Собственная регулировочная инициатива по увеличению 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 к ценовой зоне оптового рынка, (), как положительная разность между объемом, производимым с учетом величины (), используемой при проведении конкурентного отбора для балансирования системы в ценовых зонах и объемом, производимым с учетом ():  .  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 или ГАЭС *p* участника оптового рынка *i*, отнесенной к ценовой зоне оптового рынка:   * для ГТП генерации ГЭС или ГАЭС, для которых, в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента, был передан признак учета при формировании плановых диспетчерских графиков заявленных режимов работы по причине наличия ограничений на минимальное или максимальное производство электрической энергии ГЭС или ГАЭС, как разница между диспетчерским объемом, сформированным исходя из работы генерирующего оборудования на уровне, соответствующем минимальному значению генерирующей мощности, определенному на основании установленных ограничений на минимальное производство электрической энергии ГЭС или ГАЭС, и объемом, производимым с учетом величины : * для прочих ГТП генерации ГЭС или ГАЭС как:   .  Величина отклонения по собственной регулировочной инициативе по РГЕ *g* определяется как:  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:   .  Величина отклонения по собственной регулировочной инициативе по РГЕ *g* определяется как:  .  В случае наличия признака изменения по внешней инициативе технических (технологических) ограничений генерирующего оборудования по данной РГЕ *g*, обусловленного изменением состояния/переносом времени изменения состояния генерирующего (котельного) оборудования на БР по внешней инициативе, переданного СО в КО в отношении данного часа согласно п. 5.1.2.1 настоящего Регламента, а также в случае, если Системным оператором по РГЕ *g* установлено дополнительное ограничение или , объем отклонения по собственной регулировочной инициативе по РГЕ *g* не рассчитывается: =0.  Для ГТП генерации ГЭС или ГАЭС, для которых в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента был передан признак учета при формировании плановых диспетчерских графиков заявленных режимов работы по причине наличия ограничений на минимальное или максимальное производство электрической энергии ГЭС или ГАЭС, объем отклонения по собственной регулировочной инициативе рассчитывается в соответствии с порядком, определенным настоящим пунктом, вне зависимости от наличия признака изменения по внешней инициативе технических (технологических) ограничений генерирующего оборудования, обусловленного изменением состояния / переносом времени изменения состояния генерирующего (котельного) оборудования на БР по внешней инициативе, по РГЕ, включенным в данную ГТП генерации, а также вне зависимости от установления Системным оператором дополнительных ограничений или по РГЕ, включенным в данную ГТП генерации. |
| **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:  * … * почасовые объемы уточненного диспетчерского графика по ГОУ и почасовые объемы уточненного диспетчерского графика, сформированного СО с учетом согласованных предложений участника оптового рынка по снижению диспетчерского графика по собственной инициативе, по ГОУ; * признак учета при формировании плановых диспетчерских графиков 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 ПБР 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).   … | **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:  * … * почасовые объемы уточненного диспетчерского графика по ГОУ и почасовые объемы уточненного диспетчерского графика, сформированного СО с учетом согласованных предложений участника оптового рынка по снижению диспетчерского графика по собственной инициативе, по ГОУ; * признак учета при формировании плановых диспетчерских графиков заявленных режимов работы по причине наличия ограничений на минимальное или максимальное производство электрической энергии ГЭС или ГАЭС или на потребление в ГТП потребления ГАЭС (в отношении ГОУ, однозначно соответствующего ГТП генерации ГЭС или ГАЭС, для которых при расчете ПБР постоянные графики были учтены заявленным графиком генерации режимных генерирующих единиц, указанным в составе уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования, за исключением ГТП ГЭС или ГАЭС из Перечня ГЭС, в отношении которых осуществляется оптимизация интегральной суточной выработки).   … |
| **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.  При этом для ГТП, отнесенных к ценовой зоне оптового рынка, в случае если в ГТП генерации, ГТП импорта и ГТП экспорта или ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, в часе расчетного периода , , однонаправленные, то расчетные показатели стоимости определяются для каждой из составляющих величин отклонений.  Если в ГТП генерации, ГТП импорта и ГТП экспорта, ГТП потребления ГАЭС или ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, отнесенных к ценовой зоне, участника оптового рынка в часе расчетного периода **,** , разнонаправленные, то расчетный показатель стоимости определяется для суммарной внешней инициативы, которая определяется как:  ***=++***.  … | 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.  При этом для ГТП, отнесенных к ценовой зоне оптового рынка, в случае если в ГТП генерации, ГТП импорта и ГТП экспорта или ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, в часе расчетного периода ∆ОИВ1, ∆ОИВ0, ∆ОИВА однонаправленные, то расчетные показатели стоимости определяются для каждой из составляющих величин отклонений.  Если в ГТП генерации, ГТП импорта и ГТП экспорта, ГТП потребления ГАЭС (кроме случаев, когда присутствует признак учета при формировании плановых диспетчерских графиков заявленных режимов работы по причине наличия ограничений на минимальное или максимальное производство электрической энергии ГАЭС, передаваемый в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента) или ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, отнесенных к ценовой зоне, участника оптового рынка в часе расчетного периода ∆ОИВ1, ∆ОИВ0, ∆ОИВА разнонаправленные, то расчетный показатель стоимости определяется для суммарной внешней инициативы, которая определяется как:  ∆ОИВ=∆ОИВ1+∆ОИВ0+∆ОИВА.  В случае если в отношении ГТП потребления ГАЭС присутствует признак учета при формировании плановых диспетчерских графиков заявленных режимов работы по причине наличия ограничений на минимальное или максимальное производство электрической энергии ГАЭС, передаваемый в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента) и в этой ГТП потребления ГАЭС в часе расчетного периода инициативы ∆ОИВ0, ∆ОИВА разнонаправленные, то расчетный показатель стоимости определяется отдельно для внешней инициативы ИВ1 и отдельно для суммарной внешней инициативы ИВ, которая определяется следующим образом:  ∆ОИВ=∆ОИВ0+∆ОИВА.  … |
| **3.1.2** | …   1. ― величина удельных затрат в насосном режиме на гидроаккумулирующих станциях, которая рассчитывается по следующей формуле:   *=*;  4) Величина определяется следующим образом:  *а)* если  и ), то  ;  *в)* в иных случаях ;  где *h* – час операционных суток, отнесенных к данному расчетному периоду;  – календарный год предшествующий году, включающему данный расчетный период;  *q* – ГТП генерации ГАЭС,  *p* – ГТП потребления ГАЭС, не являющаяся ГТП потребления поставщика.  Величина  определяется следующим образом:  *а)* если и  и если   * *-,* то; * *,* то;   *б)* если (и (или)) и ( и ), то  ;  *в)* в иных случаях ;  где *h* – час операционных суток;  *d* – операционные сутки расчетного периода *m*, к которым отнесен час *h*;  *m* – расчетный период,  – календарный год, предшествующий году, включающему данный расчетный период *m*,  *q* – ГТП генерации ГАЭС,  *p* – ГТП потребления ГАЭС, не являющаяся ГТП потребления поставщика;  – цена электроэнергии в ГТП потребления *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, рассчитанная для целей расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед 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 час *h* отнесен к периоду действия государственного регулирования цен (тарифов), то КО в указанных в данном подпункте формулах вместо величины  использует величину Λz,p,h. | В целях определения расчетных показателей стоимости и объемов отклонений, используются ставки на балансирующую энергию, определенные по правилам, описанным в разделе 4 настоящего Регламента. Ставки формируются применением нижеследующих величин:  …   1. ― величина удельных затрат в насосном режиме на гидроаккумулирующих станциях, которая рассчитывается по следующей формуле:   *=*;  4) Величина *η* определяется следующим образом:  *а)* если и , то  ;  *в)* в иных случаях *η*=1;  где *h* – час операционных суток, отнесенных к данному расчетному периоду;  – календарный год, предшествующий году, включающему данный расчетный период;  *q* – ГТП генерации ГАЭС,  *p* – ГТП потребления ГАЭС, не являющаяся ГТП потребления поставщика,  – величины, определяемые в соответствии с подп. 5. п. 2.1.1 настоящего Регламента для ГТП генерации ГАЭС *q* и ГТП потребления ГАЭС *p*.  Величина  определяется следующим образом:  *а)* если и  и если   * *,* то; * , то;   *б)* если (и (или)) и , и , то  ;  *в)* в иных случаях ;  где *h* – час операционных суток;  *d* – операционные сутки расчетного периода *m*, к которым отнесен час *h*;  *m* – расчетный период,  – календарный год, предшествующий году, включающему данный расчетный период *m*,  *q* – ГТП генерации ГАЭС,  *p* – ГТП потребления ГАЭС, не являющаяся ГТП потребления поставщика;  – цена электроэнергии в ГТП потребления *p* для участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, рассчитанная для целей расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед 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 час *h* отнесен к периоду действия государственного регулирования цен (тарифов), то КО в указанных в данном подпункте формулах вместо величины  использует величину Λz,p,h.  … |
| **4.3.2.4** | Для ГТП потребления ГАЭС ставка, применяемая для определения расчетных показателей стоимости составляющей величины отклонения по внешней инициативе в сторону увеличения потребления определяется на каждый час расчетного периода как минимальная величина из индикатора стоимости для данной ГТП () и величины удельных затрат в насосном режиме на производство электрической энергии ():  = Мin ( , ) (42)  = Мin ( , ) (43)  = Мin ( , ) (44)  = Мin ( , ) (45) | Для ГТП потребления ГАЭС ставки, применяемые для определения расчетных показателей стоимости составляющих величин отклонений по внешней инициативе в сторону увеличения потребления, определяются на каждый час расчетного периода как минимальная величина из индикатора стоимости для данной ГТП (ii,p) и величины удельных затрат в насосном режиме на производство электрической энергии ():  (43)  (44)  (45)  в случае если отсутствует признак учета при формировании плановых диспетчерских графиков заявленных режимов работы по причине наличия ограничений на минимальное или максимальное производство электрической энергии ГАЭС, передаваемый в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента:  (42)  в случае если присутствует признак учета при формировании плановых диспетчерских графиков заявленных режимов работы по причине наличия ограничений на минимальное или максимальное производство электрической энергии ГАЭС, передаваемый в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента:  (42.1) |
| **4.3.4.4** | Для ГТП потребления ГАЭС  ставка, применяемая для определения расчетных показателей стоимости составляющей величины отклонения по внешней инициативе в сторону снижения потребления определяется на каждый час расчетного периода как максимальная величина из индикатора стоимости для данной ГТП () и величины удельных затрат в насосном режиме на производство электрической энергии ():  = МAX ( , ) (78)  = МAX ( , ) (79)  = МAX ( , ) (80)  = МAX ( , ) (81) | Для ГТП потребления ГАЭС  ставки, применяемые для определения расчетных показателей стоимости составляющих величин отклонений по внешней инициативе в сторону снижения потребления, определяются на каждый час расчетного периода как максимальная величина из индикатора стоимости для данной ГТП (ii,p) и величины удельных затрат в насосном режиме на производство электрической энергии ():  (79)  (80)  (81)  в случае если отсутствует признак учета при формировании плановых диспетчерских графиков заявленных режимов работы по причине наличия ограничений на минимальное или максимальное производство электрической энергии ГАЭС, передаваемый в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента:  (78)  случае если присутствует признак учета при формировании плановых диспетчерских графиков заявленных режимов работы по причине наличия ограничений на минимальное или максимальное производство электрической энергии ГАЭС, передаваемый в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента:  (78.1) |
| **5.2.2** | Расчет предварительной стоимости отклонений участника оптового рынка по группе точек поставки потребления и ГТП экспорта На основе рассчитанных в п.5.2.1. настоящего Регламента расчетных показателей стоимости составляющих величин отклонений по внешней инициативе для ГТП экспорта или объекта управления, относящегося к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой и для узлов расчетной модели, относящихся к ГТП потребления участников оптового рынка (за исключением ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации), определяется сумма расчетных показателей стоимостей по узлам, относимых к данной ГТП потребления или ГТП экспорта и формируется предварительная стоимость отклонений по ГТП потребления или ГТП экспорта в данный час операционных суток:  при увеличении объема потребления электрической энергии (мощности) по внешней инициативе () как сумма по каждой внешней инициативе отдельно в случае если внешние инициативы однонаправлены, расчетных показателей стоимости отклонений в узлах расчетной модели, относящихся к данной ГТП:  *=+++++ (140)*  или как сумма по узлам расчетной модели, относящихся к данной ГТП расчетных показателей стоимости суммарной внешней инициативы, если внешние инициативы в данном часе разнонаправлены:  *=+ (141)* … при снижении объема потребления электрической энергии (мощности) по внешней инициативе () как сумма по каждой внешней инициативе отдельно, в случае если внешние инициативы однонаправлены, расчетных показателей стоимости отклонений в узлах расчетной модели, относимых к данной ГТП  *=++ + ++ (143)*  или как сумма по узлам расчетной модели, относящихся к данной ГТП потребления расчетных показателей стоимости суммарной внешней инициативы, если внешние инициативы разнонаправлены:  *=++ (144)*  … | Расчет предварительной стоимости отклонений участника оптового рынка по группе точек поставки потребления и ГТП экспорта На основе рассчитанных в п.5.2.1. настоящего Регламента расчетных показателей стоимости составляющих величин отклонений по внешней инициативе для ГТП экспорта или объекта управления, относящегося к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой и для узлов расчетной модели, относящихся к ГТП потребления участников оптового рынка (за исключением ГТП потребления единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации), определяется сумма расчетных показателей стоимостей по узлам, относимых к данной ГТП потребления или ГТП экспорта и формируется предварительная стоимость отклонений по ГТП потребления или ГТП экспорта в данный час операционных суток:  при увеличении объема потребления электрической энергии (мощности) по внешней инициативе () как сумма по каждой внешней инициативе отдельно в случае если внешние инициативы однонаправлены, расчетных показателей стоимости отклонений в узлах расчетной модели, относящихся к данной ГТП:  *=+++++ (140)*  или как сумма по узлам расчетной модели, относящихся к данной ГТП расчетных показателей стоимости суммарной внешней инициативы, если внешние инициативы в данном часе разнонаправлены (кроме ГТП потребления ГАЭС в случаях, когда присутствует признак учета при формировании плановых диспетчерских графиков заявленных режимов работы по причине наличия ограничений на минимальное или максимальное производство электрической энергии ГАЭС, передаваемый в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента):  *=+ (141)* в случаях, когда в отношении ГТП потребления ГАЭС присутствует признак учета при формировании плановых диспетчерских графиков заявленных режимов работы по причине наличия ограничений на минимальное или максимальное производство электрической энергии ГАЭС, передаваемый в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента, и внешние инициативы в данном часе в рассматриваемой ГТП потребления ГАЭС разнонаправлены: =++ … при снижении объема потребления электрической энергии (мощности) по внешней инициативе () как сумма по каждой внешней инициативе отдельно, в случае если внешние инициативы однонаправлены, расчетных показателей стоимости отклонений в узлах расчетной модели, относимых к данной ГТП  *=++ + ++ (143)*  или как сумма по узлам расчетной модели, относящихся к данной ГТП потребления расчетных показателей стоимости суммарной внешней инициативы, если внешние инициативы разнонаправлены (кроме ГТП потребления ГАЭС в случаях, когда присутствует признак учета при формировании плановых диспетчерских графиков заявленных режимов работы по причине наличия ограничений на минимальное или максимальное производство электрической энергии ГАЭС, передаваемый в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента):  *=++ (144)* в случаях, когда в отношении ГТП потребления ГАЭС присутствует признак учета при формировании плановых диспетчерских графиков заявленных режимов работы по причине наличия ограничений на минимальное или максимальное производство электрической энергии ГАЭС, передаваемый в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента, и внешние инициативы в данном часе в рассматриваемой ГТП потребления ГАЭС разнонаправлены: =+*+*.  … |
| **9.1** | Распределение отрицательной разницы суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований по оплате отклонений ценовых зон Для целей расчета в соответствии с настоящим пунктом , где  – разница суммарных предварительных обязательств участников балансирующего рынка и суммарных предварительных требований участников балансирующего рынка по оплате отклонений, определенная за расчетный период в соответствии с разделом 8 настоящего Регламента. В целях проведения расчетов в соответствии с настоящим разделом, поузловые объемы отклонений суммируются до уровня соответствующих ГТП.  Распределение отрицательной разницы суммарных предварительных обязательств участников и суммарных предварительных требований участников балансирующего рынка производится исходя из следующих составляющих:  …  5. Величина прочих (общих) составляющих небаланса, определяемая следующим образом:  .  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:  …  8) объемов , определенных согласно п. 2.2.6 настоящего Регламента по ГТП генерации ГЭС;  … | Распределение отрицательной разницы суммарных предварительных обязательств и суммарных предварительных требований по оплате отклонений ценовых зон Для целей расчета в соответствии с настоящим пунктом , где  – разница суммарных предварительных обязательств участников балансирующего рынка и суммарных предварительных требований участников балансирующего рынка по оплате отклонений, определенная за расчетный период в соответствии с разделом 8 настоящего Регламента. В целях проведения расчетов в соответствии с настоящим разделом, поузловые объемы отклонений суммируются до уровня соответствующих ГТП.  Распределение отрицательной разницы суммарных предварительных обязательств участников и суммарных предварительных требований участников балансирующего рынка производится исходя из следующих составляющих:  …  5. Величина прочих (общих) составляющих небаланса, определяемая следующим образом:  .  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:  …  8) объемов , определенных согласно п. 2.2.6 настоящего Регламента по ГТП генерации ГЭС или ГАЭС;  … |

**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:

, где – величина, определенная 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) | | | | | | | | | | | | | | |
|  |  | |  | |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

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);

 – 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).