## IX.1. Изменения, связанные с техническими и уточняющими правками

## Приложение № 9.1

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

**Обоснование:** требуется внести в регламенты оптового рынка следующие изменения (в том числе уточняющего и технического характера):

1) перенести описание порядка формирования перечня ГТП генерации ЭВР (без изменения редакции) в Регламент проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед (Приложение № 7 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), а также удалить дублирование описания требования к регулировочному диапазону для расчета предварительной величины дополнительных требований в отношении ГТП генерации, включенной в перечень ГТП генерации ЭВР;

2) исключить недействующие положения регламентов оптового рынка – приложение 139 к Регламенту финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии (Приложение № 16 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), столбец «Потери» в приложении 1 к Регламенту функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) – по причине отсутствия предусмотренных регламентами оптового рынка случаев их применения;

3) уточнить порядок формирования аналитических отчетов о составляющих фактической стоимости мощности, обусловленных надбавками к цене на мощность, продаваемую по договорам КОМ, – предлагается не формировать и не размещать в персональных разделах участника указанные отчеты в случаях, когда у получателя надбавки фактически поставленная мощность по договорам КОМ равна нулю;

4) скорректировать ссылки на пункты регламентов, уточнить индексы, исправить опечатки и описки.

**Дата вступления в силу:** 1 октября 2024 года.

## Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ПОДАЧИ ЦЕНОВЫХ ЗАЯВОК УЧАСТНИКАМИ ОПТОВОГО РЫНКА (Приложение № 5 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **Приложение 5, п. 2.2** | Основанием для применения меры оперативного воздействия, указанной в п. 1.2, является отличие абсолютной величины разницы планового почасового потребления (увеличенного на определенную в соответствии с *[Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед](http://www.np-sr.ru/norem/marketregulation/joining/marketnorem/currentedition/index.htm?ssFolderId=163)* (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) величину плановых нагрузочных потерь в энергорайоне, соответствующей данной ГТП, – для ГТП потребления типа «Система») в ГТП потребления, скорректированного на суммарную величину внешних инициатив и отклонений по собственной инициативе, обусловленных действиями агрегаторов управления изменением режима потребления электрической энергии в рамках оказания соответствующих услуг, для данной ГТП (), и фактического почасового потребления электрической энергии по данной ГТП в течение периода *T*:  – для ГТП потребления гарантирующего поставщика: более чем на 15 % от абсолютной величины фактического почасового потребления электрической энергии (но не менее 15 МВт∙ч) по данной ГТП более чем в  часах ;  – для ГТП потребления иных участников: более чем на 50 % от абсолютной величины фактического почасового потребления электрической энергии (но не менее 1 МВт∙ч) по данной ГТП более чем в  часах;  – для ГТП потребления поставщика:   * более чем на максимальную величину из 5 МВт∙ч и 25 % от абсолютной величины фактического почасового потребления электрической энергии по данной ГТП (в часы, когда все ГОУ (каждый из которых взаимно-однозначно соответствует ГТП генерации ГЭС (объекту управления типа ГЭС, отнесенному к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой)), отнесенные к указанному ГОУ более высокого уровня данной ГЭС, объединены системой АРЧМ и находятся под ее управляющим воздействием (СО присвоен и передан КО в согласованном формате признак отнесения отклонений на внешнюю инициативу, сформированный на основе признака участия в регулировании в соответствии с подпунктом «в» п. 2.2.3 *Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в которые отношение суммарного по абсолютной величине по всем соответствующим ГТП генерации отклонения по внешней инициативе к суммарному по всем соответствующим ГТП генерации объему планового почасового производства превышает 10 %, для соответствующей ГТП потребления поставщика - более чем на максимальную величину из 15 МВт∙ч и 25 % от фактического почасового потребления электрической энергии по данной ГТП) более чем в  часах. При этом указанный период *T* не включает часы, в которые указанная разность является отрицательной величиной   и (или)   * более чем на максимальную величину из 5 МВт∙ч и 25 % от абсолютной величины фактического почасового потребления электрической энергии по данной ГТП (в часы, когда все ГОУ (каждый из которых взаимно-однозначно соответствует ГТП генерации ГЭС (объекту управления типа ГЭС, отнесенному к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой)), отнесенные к указанному ГОУ более высокого уровня данной ГЭС, объединены системой АРЧМ и находятся под ее управляющим воздействием (СО присвоен и передан КО в согласованном формате признак отнесения отклонений на внешнюю инициативу, сформированный на основе признака участия в регулировании в соответствии с подпунктом «в» п. 2.2.3 *Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в которые отношение суммарного по абсолютной величине по всем соответствующим ГТП генерации отклонения по внешней инициативе к суммарному по всем соответствующим ГТП генерации объему планового почасового производства превышает 10 %, для соответствующей ГТП потребления поставщика - более чем на максимальную величину из 15 МВт∙ч и 25 % от фактического почасового потребления электрической энергии по данной ГТП) более чем в  часах. При этом указанный период T не включает часы, в которые указанная разность является положительной величиной;   где *T* – часы расчетного периода, в течение которых   1. указанная ГТП не была дисквалифицирована в соответствии с разделом 2 настоящего Порядка; 2. величина планового почасового потребления (торгового графика) или величина фактического потребления больше минимального объема, который может быть заявлен участником оптового рынка в ценовой заявке на планирование объемов потребления в соответствии с подпунктом 10 п. 4.1.2 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) – для ГТП потребления, не являющейся ГТП потребления поставщика; 3. объемы потребления, заявленные участником в ценовой заявке по ГТП потребления для участия в конкурентном отборе на сутки вперед, не были скорректированы КО в соответствии с п. 3.5 раздела 4 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); 4. для ГТП потребления поставщика (в дополнение к условиям, указанным в подп. 1 данного пункта): плановое почасовое потребление выше нуля и (или) величина фактического почасового потребления электрической энергии не ниже нуля для ГТП потребления типа «Нагрузка» (не ниже величины плановых нагрузочных потерь в энергорайоне, соответствующей данной ГТП, – для ГТП потребления типа «Система»); 5. данная ГТП потребления не отнесена ни к одному узлу расчетной модели, в котором процедура конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед была признана несостоявшейся в соответствии с пунктом 4 раздела 8 *Регламента конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); 6. данная ГТП потребления не отнесена к ценовой зоне, в отношении которой процедура конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед была признана несостоявшейся в соответствии с пунктом 2 раздела 8 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);   *h* – количество часов в периоде *T*;  *H* – количество часов в расчетном периоде.  Действие настоящего пункта не распространяется на ГТП потребления ГАЭС.  В отношении часов расчетного периода, в которых в отношении ГТП потребления Участника оптового рынка была применена мера оперативного воздействия, СР не проводит процедуру контроля отличия величины планового почасового потребления (торгового графика) с учетом нагрузочных потерь Участника по данной его ГТП потребления от величины фактического почасового потребления в указанной ГТП в соответствии с абзацем 1 настоящего пункта. | Основанием для применения меры оперативного воздействия, указанной в п. 1.2, является отличие абсолютной величины разницы планового почасового потребления (увеличенного на определенную в соответствии с [*Регламентом расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед*](http://www.np-sr.ru/norem/marketregulation/joining/marketnorem/currentedition/index.htm?ssFolderId=163) (Приложение № 8 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) величину плановых нагрузочных потерь в энергорайоне, соответствующей данной ГТП, – для ГТП потребления типа «Система») в ГТП потребления, скорректированного на суммарную величину внешних инициатив и отклонений по собственной инициативе, обусловленных действиями агрегаторов управления изменением режима потребления электрической энергии в рамках оказания соответствующих услуг, для данной ГТП (), и фактического почасового потребления электрической энергии по данной ГТП в течение периода *T*:  – для ГТП потребления гарантирующего поставщика: более чем на 15 % от абсолютной величины фактического почасового потребления электрической энергии (но не менее 15 МВт∙ч) по данной ГТП более чем в  часах ;  – для ГТП потребления иных участников: более чем на 50 % от абсолютной величины фактического почасового потребления электрической энергии (но не менее 1 МВт∙ч) по данной ГТП более чем в  часах;  – для ГТП потребления поставщика:   * более чем на максимальную величину из 5 МВт∙ч и 25 % от абсолютной величины фактического почасового потребления электрической энергии по данной ГТП (в часы, когда все ГОУ (каждый из которых взаимно-однозначно соответствует ГТП генерации ГЭС (объекту управления типа ГЭС, отнесенному к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой)), отнесенные к указанному ГОУ более высокого уровня данной ГЭС, объединены системой АРЧМ и находятся под ее управляющим воздействием (СО присвоен и передан КО в согласованном формате признак отнесения отклонений на внешнюю инициативу, сформированный на основе признака участия в регулировании в соответствии с подпунктом «в» п. 2.2.3 *Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в которые отношение суммарного по абсолютной величине по всем соответствующим ГТП генерации отклонения по внешней инициативе к суммарному по всем соответствующим ГТП генерации объему планового почасового производства превышает 10 %, для соответствующей ГТП потребления поставщика - более чем на максимальную величину из 15 МВт∙ч и 25 % от фактического почасового потребления электрической энергии по данной ГТП) более чем в  часах. При этом указанный период *T* не включает часы, в которые указанная разность является отрицательной величиной   и (или)   * более чем на максимальную величину из 5 МВт∙ч и 25 % от абсолютной величины фактического почасового потребления электрической энергии по данной ГТП (в часы, когда все ГОУ (каждый из которых взаимно-однозначно соответствует ГТП генерации ГЭС (объекту управления типа ГЭС, отнесенному к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой)), отнесенные к указанному ГОУ более высокого уровня данной ГЭС, объединены системой АРЧМ и находятся под ее управляющим воздействием (СО присвоен и передан КО в согласованном формате признак отнесения отклонений на внешнюю инициативу, сформированный на основе признака участия в регулировании в соответствии с подпунктом «в» п. 2.2.3 *Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в которые отношение суммарного по абсолютной величине по всем соответствующим ГТП генерации отклонения по внешней инициативе к суммарному по всем соответствующим ГТП генерации объему планового почасового производства превышает 10 %, для соответствующей ГТП потребления поставщика - более чем на максимальную величину из 15 МВт∙ч и 25 % от фактического почасового потребления электрической энергии по данной ГТП) более чем в  часах. При этом указанный период T не включает часы, в которые указанная разность является положительной величиной;   где *T* – часы расчетного периода, в течение которых   1. указанная ГТП не была дисквалифицирована в соответствии с разделом 2 настоящего Порядка; 2. величина планового почасового потребления (торгового графика) или величина фактического потребления больше минимального объема, который может быть заявлен участником оптового рынка в ценовой заявке на планирование объемов потребления в соответствии с подпунктом 10 п. 4.1.2 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) – для ГТП потребления, не являющейся ГТП потребления поставщика; 3. объемы потребления, заявленные участником в ценовой заявке по ГТП потребления для участия в конкурентном отборе на сутки вперед, не были скорректированы КО в соответствии с п. 7 раздела 4 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); 4. для ГТП потребления поставщика (в дополнение к условиям, указанным в подп. 1 данного пункта): плановое почасовое потребление выше нуля и (или) величина фактического почасового потребления электрической энергии не ниже нуля для ГТП потребления типа «Нагрузка» (не ниже величины плановых нагрузочных потерь в энергорайоне, соответствующей данной ГТП, – для ГТП потребления типа «Система»); 5. данная ГТП потребления не отнесена ни к одному узлу расчетной модели, в котором процедура конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед была признана несостоявшейся в соответствии с пунктом 4 раздела 8 *Регламента конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); 6. данная ГТП потребления не отнесена к ценовой зоне, в отношении которой процедура конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед была признана несостоявшейся в соответствии с пунктом 2 раздела 8 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);   *h* – количество часов в периоде *T*;  *H* – количество часов в расчетном периоде.  Действие настоящего пункта не распространяется на ГТП потребления ГАЭС.  В отношении часов расчетного периода, в которых в отношении ГТП потребления Участника оптового рынка была применена мера оперативного воздействия, СР не проводит процедуру контроля отличия величины планового почасового потребления (торгового графика) с учетом нагрузочных потерь Участника по данной его ГТП потребления от величины фактического почасового потребления в указанной ГТП в соответствии с абзацем 1 настоящего пункта. |

# Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ АКТУАЛИЗАЦИИ РАСЧЕТНОЙ МОДЕЛИ

# (Приложение № 3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **Приложение 2, п. 2** | Условия и порядок формирования реестра **ЭВР**  СО в отношении каждых операционных суток определяет ГТП генерации, по которым одновременно выполняются следующие условия, квалифицирующие электростанции (генерирующие объекты), относящиеся к таким ГТП, как генерирующие объекты, без определенного Системным оператором режима работы которых в силу их расположения в электрической сети или уникальности характеристик невозможно обеспечить режимы работы ЕЭС России с установленными параметрами ее функционирования:   * участником в отношении расчетного периода, к которому отнесены соответствующие операционные сутки, представлено в СО в соответствии с п. 4.4 настоящего регламента заявление на включение данной ГТП генерации в реестр ЭВР, или ГТП генерации включена в Перечень ТЭС; * в отношении каждого часа данных операционных суток существует хотя бы одна ЕГО, отнесенная к рассматриваемой ГТП генерации, состояние которой согласно актуализированной расчетной модели, используемой для проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, определено как включенное и которая при этом не отнесена к множеству ЕГО ВР, определенному СО в соответствии с настоящим пунктом; * во всех часах данных операционных суток диапазон регулирования, определенный по данной ГТП генерации (за исключением ГТП генерации, относящихся к тепловым электростанциям из Перечня ТЭС) как отношение разницы между значением минимума из технического и технологического максимумов и максимума из технического и технологического минимумов к значению минимума из технического и технологического максимумов, определенных СО согласно актуализированной расчетной модели, используемой при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, составлял 10% и более, –   и включает соответствующие ГТП в Реестр ЭВР.  В реестр ЭВР не включаются ГТП генерации ГЭС (ГАЭС), ГТП генерации АЭС, ГТП генерации ВИЭ (солнце, ветер), ГТП генерации, включающие генерирующие объекты, за счет которых формируется перспективный резерв мощности.  В отношении ГТП генерации, включенных в Реестр ЭВР, СО осуществляет формирование перечня ЕГО, состояние которых задано участником как включенное (далее – перечень ЕГО ВР), в отношении каждого часа операционных суток, исходя из включенного согласно ПДГ состава генерирующего оборудования для каждой из вышеуказанных ГТП генерации. При этом СО включает в указанный перечень на все часы операционных суток ЕГО, по которым в отношении хотя бы одного часа данных операционных суток выполнено хотя бы одно из следующих условий:   * состояние ЕГО задано участником как вынужденное согласно хотя бы одному уведомлению ВСВГО, указанному в разделе 3 *Регламента подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), поданному в отношении данных операционных суток для целей проведения расчета ВСВГО; * состояние ЕГО задано участником как вынужденное согласно уведомлению РСВ, указанному в разделе 3 *Регламента подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); * состояние ЕГО не может быть изменено по итогам оптимизационного расчета ВСВГО – присвоен статус «неоптимизируемая ЕГО» согласно алгоритму определения статуса нахождения ЕГО во включенном состоянии (приложение 3 к *Регламенту проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); * ЕГО присвоен статус «вынужденный режим» согласно алгоритму определения статуса нахождения ЕГО во включенном состоянии (приложение 3 к *Регламенту проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).   СО передает в КО реестр ЭВР, включающий в себя перечень ЕГО ВР, в отношении соответствующих операционных суток не позднее 15:00 по времени ценовой зоны торговых суток в электронном виде в согласованном между КО и СО формате.  КО на основании реестра ЭВР, переданного из СО в отношении каждых операционных суток, формирует перечень ГТП генерации ЭВР, в отношении которых осуществляется расчет дополнительных требований по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, следующим образом:  в перечень ГТП генерации ЭВР включаются ГТП генерации, в отношении которых на соответствующие операционные сутки одновременно выполнены следующие условия:   * ГТП генерации включена СО в реестр ЭВР; * не менее чем в N=16 часах данных операционных суток в данной ГТП генерации: * значение полного планового почасового объема производства электроэнергии не превышает величину суммарного по режимным генерирующим единицам, отнесенным к данной ГТП генерации, нижнего предела регулирования, определенного на основании ограничений, переданных СО в составе актуализированной расчетной модели, используемой при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, на соответствующие операционные сутки; * ГТП генерации не отнесена к указанным в подпункте «а» пункта 3.8.9 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) ГТП генерации, включающим генерирующие объекты, мощность которых поставляется в вынужденном режиме. | Условия и порядок формирования реестра **ЭВР**  СО в отношении каждых операционных суток определяет ГТП генерации, по которым одновременно выполняются следующие условия, квалифицирующие электростанции (генерирующие объекты), относящиеся к таким ГТП, как генерирующие объекты, без определенного Системным оператором режима работы которых в силу их расположения в электрической сети или уникальности характеристик невозможно обеспечить режимы работы ЕЭС России с установленными параметрами ее функционирования:   * участником в отношении расчетного периода, к которому отнесены соответствующие операционные сутки, представлено в СО в соответствии с п. 4.4 настоящего регламента заявление на включение данной ГТП генерации в реестр ЭВР, или ГТП генерации включена в Перечень ТЭС; * в отношении каждого часа данных операционных суток существует хотя бы одна ЕГО, отнесенная к рассматриваемой ГТП генерации, состояние которой согласно актуализированной расчетной модели, используемой для проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, определено как включенное и которая при этом не отнесена к множеству ЕГО ВР, определенному СО в соответствии с настоящим пунктом; * во всех часах данных операционных суток диапазон регулирования, определенный по данной ГТП генерации (за исключением ГТП генерации, относящихся к тепловым электростанциям из Перечня ТЭС) как отношение разницы между значением минимума из технического и технологического максимумов и максимума из технического и технологического минимумов к значению минимума из технического и технологического максимумов, определенных СО согласно актуализированной расчетной модели, используемой при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, составлял 10% и более, –   и включает соответствующие ГТП в Реестр ЭВР.  В реестр ЭВР не включаются ГТП генерации ГЭС (ГАЭС), ГТП генерации АЭС, ГТП генерации ВИЭ (солнце, ветер), ГТП генерации, включающие генерирующие объекты, за счет которых формируется перспективный резерв мощности.  В отношении ГТП генерации, включенных в Реестр ЭВР, СО осуществляет формирование перечня ЕГО, состояние которых задано участником как включенное (далее – перечень ЕГО ВР), в отношении каждого часа операционных суток, исходя из включенного согласно ПДГ состава генерирующего оборудования для каждой из вышеуказанных ГТП генерации. При этом СО включает в указанный перечень на все часы операционных суток ЕГО, по которым в отношении хотя бы одного часа данных операционных суток выполнено хотя бы одно из следующих условий:   * состояние ЕГО задано участником как вынужденное согласно хотя бы одному уведомлению ВСВГО, указанному в разделе 3 *Регламента подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), поданному в отношении данных операционных суток для целей проведения расчета ВСВГО; * состояние ЕГО задано участником как вынужденное согласно уведомлению РСВ, указанному в разделе 3 *Регламента подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); * состояние ЕГО не может быть изменено по итогам оптимизационного расчета ВСВГО – присвоен статус «неоптимизируемая ЕГО» согласно алгоритму определения статуса нахождения ЕГО во включенном состоянии (приложение 3 к *Регламенту проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); * ЕГО присвоен статус «вынужденный режим» согласно алгоритму определения статуса нахождения ЕГО во включенном состоянии (приложение 3 к *Регламенту проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* (Приложение № 3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).   СО передает в КО реестр ЭВР, включающий в себя перечень ЕГО ВР, в отношении соответствующих операционных суток не позднее 15:00 по времени ценовой зоны торговых суток в электронном виде в согласованном между КО и СО формате. |

# Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ПРОВЕДЕНИЯ КОНКУРЕНТНОГО ОТБОРА ЦЕНОВЫХ ЗАЯВОК НА СУТКИ ВПЕРЕД (Приложение № 7 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **10** | В случае если рассматриваемые операционные сутки не отнесены к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне, то КО проводит модельный расчет конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в данной ценовой зоне в соответствии с порядком, аналогичным порядку проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, определенным настоящим Регламентом (в том числе с учетом раздела 9 настоящего Регламента), и с учетом следующих особенностей формирования входных данных:   * значения нижних пределов регулирования по РГЕ, отнесенным к ГТП генерации, включенным КО в перечень ГТП генерации ЭВР на соответствующие операционные сутки в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), за исключением ГТП генерации, относящихся к тепловым электростанциям из Перечня ТЭС, переданного СО КО в соответствии с п. 4.4 *Регламента актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), принимаются равными разнице: * максимума из технического и технологического минимумов, определенных для данного часа согласно актуализированной расчетной модели, переданной СО в КО в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); * суммы по ЕГО, отнесенным к соответствующей РГЕ и не включенным СО в перечень ВР, в соответствии с Приложением 2 к *Регламенту актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), минимальных из величин технических минимумов для данного часа, переданных СО в КО в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), и величин технических минимумов, представленных участником в КО в соответствии с формой 12 приложения 1 к *Положению о порядке получения статуса  субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). * в случае если в качестве результатов конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед приняты результаты расчета с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии в данной ценовой зоне, то в качестве модельных пар <цена-количество> для отнесенных к данной ценовой зоне ГТП потребления, в отношении которых в соответствии с информацией, указанной в актуализированной расчетной модели, подтверждена готовность к ценозависимому снижению объема покупки электрической энергии, в часы, определенные в соответствии с приложением 5 к настоящему Регламенту, используются пары, сформированные в соответствии с п. 4 Приложения 1 (п. 5 Приложения 1) к настоящему Регламенту, а в прочие часы и для прочих ГТП используются пары, сформированные в соответствии с п. 1 и 2 приложения 1 к настоящему Регламенту; * в случае если в качестве результатов конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед приняты результаты расчета без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии в данной ценовой зоне, то в качестве модельных пар <цена-количество> для отнесенных к данной ценовой зоне ГТП используются пары, сформированные в соответствии с п. 1 и 2 приложения 1 к настоящему Регламенту. | КО на основании реестра ЭВР, переданного из СО в отношении каждых операционных суток, формирует перечень ГТП генерации ЭВР, в отношении которых осуществляется расчет дополнительных требований по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, следующим образом:  в перечень ГТП генерации ЭВР включаются ГТП генерации, в отношении которых на соответствующие операционные сутки одновременно выполнены следующие условия:   * ГТП генерации включена СО в реестр ЭВР; * не менее чем в N=16 часах данных операционных суток в данной ГТП генерации:   + значение полного планового почасового объема производства электроэнергии не превышает величину суммарного по режимным генерирующим единицам, отнесенным к данной ГТП генерации, нижнего предела регулирования, определенного на основании ограничений, переданных СО в составе актуализированной расчетной модели, используемой при проведении конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, на соответствующие операционные сутки;   + ГТП генерации не отнесена к указанным в подпункте «а» пункта 3.8.9 *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) ГТП генерации, включающим генерирующие объекты, мощность которых поставляется в вынужденном режиме.   В случае если рассматриваемые операционные сутки не отнесены к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне, то КО проводит модельный расчет конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в данной ценовой зоне в соответствии с порядком, аналогичным порядку проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед, определенным настоящим Регламентом (в том числе с учетом раздела 9 настоящего Регламента), и с учетом следующих особенностей формирования входных данных:   * значения нижних пределов регулирования по РГЕ, отнесенным к ГТП генерации, включенным КО в перечень ГТП генерации ЭВР на соответствующие операционные сутки в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), за исключением ГТП генерации, относящихся к тепловым электростанциям из Перечня ТЭС, переданного СО КО в соответствии с п. 4.4 *Регламента актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), принимаются равными разнице: * максимума из технического и технологического минимумов, определенных для данного часа согласно актуализированной расчетной модели, переданной СО в КО в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); * суммы по ЕГО, отнесенным к соответствующей РГЕ и не включенным СО в перечень ВР, в соответствии с Приложением 2 к *Регламенту актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), минимальных из величин технических минимумов для данного часа, переданных СО в КО в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), и величин технических минимумов, представленных участником в КО в соответствии с формой 12 приложения 1 к *Положению о порядке получения статуса  субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). * в случае если в качестве результатов конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед приняты результаты расчета с учетом ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии в данной ценовой зоне, то в качестве модельных пар <цена-количество> для отнесенных к данной ценовой зоне ГТП потребления, в отношении которых в соответствии с информацией, указанной в актуализированной расчетной модели, подтверждена готовность к ценозависимому снижению объема покупки электрической энергии, в часы, определенные в соответствии с приложением 5 к настоящему Регламенту, используются пары, сформированные в соответствии с п. 4 Приложения 1 (п. 5 Приложения 1) к настоящему Регламенту, а в прочие часы и для прочих ГТП используются пары, сформированные в соответствии с п. 1 и 2 приложения 1 к настоящему Регламенту; * в случае если в качестве результатов конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед приняты результаты расчета без учета ценозависимого снижения объемов покупки электрической энергии в данной ценовой зоне, то в качестве модельных пар <цена-количество> для отнесенных к данной ценовой зоне ГТП используются пары, сформированные в соответствии с п. 1 и 2 приложения 1 к настоящему Регламенту. |

# Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед (Приложение № 8 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **13.2** | Расчет предварительной величины дополнительных требований в отношении ГТП генерации, включенной в перечень ГТП генерации ЭВР, по договору комиссии на продажу электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в ГТП генерации [руб.] – предварительная величина дополнительных требований в отношении ГТП генерации, включенной в перечень ГТП генерации ЭВР, по договору комиссии на продажу электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в ГТП генерации *q* участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину :  для ГТП генерации, не включенной в переданный СО КО в соответствии с п. 4.4 *Регламента актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) Перечень ТЭС, как:   * + - * 1. в случае если рассматриваемые операционные сутки не отнесены к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне, а также в отношении ГТП генерации *q* выполнено каждое из следующих условий: * данная ГТП генерации включена в перечень ГТП генерации ЭВР, сформированный в соответствии с Приложением 2 к *Регламенту актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) на соответствующие операционные сутки, к которым отнесен час операционных суток *h*; * ; * в отношении M=14 или более часовсоответствующих операционных суток, к которым отнесен час операционных суток *h*, для данной ГТП генерации выполнено следующее условие:   ,  то  ;   * + - * 1. в ином случае:   ,  ;  для ГТП генерации, включенной в переданный СО КО в соответствии с п. 4.4 *Регламента актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) Перечень ТЭС, как:   * + - * 1. в случае если рассматриваемые операционные сутки не отнесены к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне, то   ;   * + - * 1. в ином случае:   ,  … | Расчет предварительной величины дополнительных требований в отношении ГТП генерации, включенной в перечень ГТП генерации ЭВР, по договору комиссии на продажу электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в ГТП генерации [руб.] – предварительная величина дополнительных требований в отношении ГТП генерации, включенной в перечень ГТП генерации ЭВР, сформированный в соответствии с п. 10 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) на соответствующие операционные сутки, к которым отнесен час операционных суток *h,* по договору комиссии на продажу электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед в ГТП генерации *q* участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*.  КО рассчитывает величину :  а) для ГТП генерации, не включенной в переданный СО КО в соответствии с п. 4.4 *Регламента актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) Перечень ТЭС, как:   1. в случае если рассматриваемые операционные сутки не отнесены к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне, а также в отношении ГТП генерации *q* выполнено условие:  * в отношении M=14 или более часовсоответствующих операционных суток, к которым отнесен час операционных суток *h*, для данной ГТП генерации выполнено следующее условие:   ,  то  ;   * + - * 1. в ином случае:   ,  ;  б) для ГТП генерации, включенной в переданный СО КО в соответствии с п. 4.4 *Регламента актуализации расчетной модели* (Приложение № 3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) Перечень ТЭС, как:   * + - * 1. в случае если рассматриваемые операционные сутки не отнесены к периоду действия введенного в установленном порядке государственного регулирования цен (тарифов) в данной ценовой зоне, то   ;   * + - * 1. в ином случае:   ,  … |

# 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) |
| --- | --- | --- |
| **2.3.4** | …   1. ―минимальный объем в часовой подзаявке ценовой заявки участника оптового рынка *i* на планирование объема производства в отношении ГТП генерации *p* для часа *h* данных операционных суток, поданной в соответствии с *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), которая скорректирована с учетом п. 16 раздела 4 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), с учетом указания участника в соответствии с *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) на намерение осуществлять куплю/продажу электроэнергии по модифицированным ценовым заявкам с учетом Pmax, который для целей применения данного подпункта настоящего Регламента принимается равным , ценовой параметр которого выше определенного в разделе 3 настоящего Регламента индикатора стоимости , , и с учетом объемов ОЦЗ на снижение объемов производства, рассчитываемого КО следующим образом:   … | …   1. ―минимальный объем в часовой подзаявке ценовой заявки участника оптового рынка *i* на планирование объема производства в отношении ГТП генерации *p* для часа *h* данных операционных суток, поданной в соответствии с *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), которая скорректирована с учетом п. 16 раздела 4 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), с учетом указания участника в соответствии с *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* (Приложение № 5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) на намерение осуществлять куплю/продажу электроэнергии по модифицированным ценовым заявкам с учетом Pmax, который для целей применения данного подпункта настоящего Регламента принимается равным , ценовой параметр которого выше определенного в разделе 3 настоящего Регламента индикатора стоимости , , и с учетом объемов ОЦЗ на снижение объемов производства, рассчитываемого КО следующим образом:  … |
| **3.1** | Исходные данные для расчета стоимости электроэнергии в объемах отклонений для участников оптового рынка …  *; ,*  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 …  *; ,*  где *A=(ИВ1, ИВ0-1, ИВ0, ИВА, ИВК, ИС, ИВ,* *Ипр, ДДПР,* *ИВон, ИСон, ИВпр, ИСпр, ИС\_в\_пред.\_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.  … |
| **3.1.2** | …   1. Для каждой ГТП *p* участника оптового рынка *i* в отношении каждого часа *h* – цена для балансирования системы на уменьшение , определенная следующим образом:  * в случае если одновременно наступило событие, указанное в подп. 3 п. 8 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), а также во всех узлах расчетной модели, к которым отнесена соответствующая ГТП потребления *р* (всех РГЕ, включенных в данную ГТП, – для ГТП генерации, либо на соответствующем сечении экспорта-импорта – для ГТП экспорта/импорта), в отношении данного часа *h* в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* (Приложение № 10 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) СО не определены значения индикаторов стоимости диспетчерских объемов – величина принимается равной цене на электрическую энергию, определенной в соответствующей ГТП *p* в отношении данного часа *h* в соответствии с подп. 3 п. 8 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  … | …   1. Для каждой ГТП *p* участника оптового рынка *i* в отношении каждого часа *h* – цена для балансирования системы на уменьшение , определенная следующим образом:  * в случае если одновременно наступило событие, указанное в подп. 3 п. 8 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), а также во всех узлах расчетной модели, к которым отнесена соответствующая ГТП потребления *р* (всех РГЕ, включенных в данную ГТП, – для ГТП генерации, либо на соответствующем сечении экспорта-импорта – для ГТП экспорта/импорта), в отношении данного часа *h* в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* (Приложение № 10 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) СО не определены значения индикаторов стоимости диспетчерских объемов – величина принимается равной цене на электрическую энергию, определенной в соответствующей ГТП *p* в отношении данного часа *h* в соответствии с подп. 3 п. 8 *Регламента проведения конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед* (Приложение № 7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  … |
| **4.3.2.3** | Для объекта управления, относимого к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой участников оптового рынка и для 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 (-го) ГТП (объекта управления) не была сформирована в соответствии с разделом 3 настоящего Регламента 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) – кроме инициативы ИВА, ставка, применяемая для определения расчетных показателей стоимости составляющей величины отклонения по внешней инициативе в сторону увеличения сальдо потребления (снижения сальдо генерации) по соответствующей ГТП потребления с регулируемой нагрузкой (увеличения экспорта – для ГТП экспорта) определяется на каждый час расчетного периода как индикатор стоимости в данном объекте управления ГТП потребления с регулируемой нагрузкой (данной ГТП экспорта) ()  *(38)*  *(39)*  *(40)*  *(41)* | Для объекта управления, относимого к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой участников оптового рынка и для 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 (-го) ГТП (объекта управления) не была сформирована в соответствии с разделом 3 настоящего Регламента 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) – кроме инициативы ИВА, ставка, применяемая для определения расчетных показателей стоимости составляющей величины отклонения по внешней инициативе в сторону увеличения сальдо потребления (снижения сальдо генерации) по соответствующей ГТП потребления с регулируемой нагрузкой (увеличения экспорта – для ГТП экспорта) определяется на каждый час расчетного периода как индикатор стоимости в данном объекте управления ГТП потребления с регулируемой нагрузкой (данной ГТП экспорта) ()  *, (38)*  *, (39)*  *, (40)*  *. (41)* |
| **4.3.4.3** | Для объекта управления, относимого к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой участников оптового рынка и для 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 (–ого) ГТП (объекта управления) не была сформирована в соответствии с разделом 3 настоящего Регламента 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)– кроме инициативы ИВА ставка, применяемая для определения расчетных показателей стоимости составляющей величины отклонения по внешней инициативе в сторону снижения сальдо потребления (увеличения сальдо генерации) по соответствующей ГТП потребления с регулируемой нагрузкой (снижения экспорта – для ГТП экспорта) определяется на каждый час расчетного периода как индикатор стоимости в данном объекте управления ГТП потребления с регулируемой нагрузкой (данной ГТП экспорта) ()  (74)  (75)  (76)  (77)  (99.2)  где―цена, заявленная участником оптового рынка, осуществляющим экспортно-импортные операции, в целях поставки электроэнергии в рамках оказания взаимопомощи в режиме параллельной работы ЕЭС России и зарубежных энергосистем в соответствии с п. 8.8 *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*).  Если величина не определена:  . | Для объекта управления, относимого к ГТП потребления с регулируемой нагрузкой участников оптового рынка и для 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 (–ого) ГТП (объекта управления) не была сформирована в соответствии с разделом 3 настоящего Регламента 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) – кроме инициативы ИВА ставка, применяемая для определения расчетных показателей стоимости составляющей величины отклонения по внешней инициативе в сторону снижения сальдо потребления (увеличения сальдо генерации) по соответствующей ГТП потребления с регулируемой нагрузкой (снижения экспорта – для ГТП экспорта) определяется на каждый час расчетного периода как индикатор стоимости в данном объекте управления ГТП потребления с регулируемой нагрузкой (данной ГТП экспорта) ()  *,*(74)  *,*(75)  *,* (76)  , (77)  , (99.2)  где―цена, заявленная участником оптового рынка, осуществляющим экспортно-импортные операции, в целях поставки электроэнергии в рамках оказания взаимопомощи в режиме параллельной работы ЕЭС России и зарубежных энергосистем в соответствии с п. 8.8 *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*).  Если величина не определена:  . |
| **4.5** | …  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 за расчетный период 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 за расчетный период определяется следующим образом: … |
| **6.1.1.1** | … Если участник является Покупателем по двустороннему договору, то в обеспечение оплаты системных ограничений и потерь формируется предварительное требование данного участника, равное произведению подтвержденного объема двустороннего договора и индикатора стоимости в ГТП двустороннего договора: | … Если участник является Покупателем по двустороннему договору, то в обеспечение оплаты системных ограничений и потерь формируется предварительное требование данного участника, равное произведению подтвержденного объема двустороннего договора и индикатора стоимости в ГТП двустороннего договора: |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЪЕМОВ ПОКУПКИ И ПРОДАЖИ МОЩНОСТИ НА ОПТОВОМ РЫНКЕ (Приложение № 13.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **2.1.1** | …  В расчетах по определению совокупного фактического потребления электрической энергии в субъекте Российской Федерации *f**NT*, часов совмещенного максимума потребления и фактических собственных максимумов потребления принимают участие все ГТП потребления (в том числе и ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, имеющих объект управления типа ГЭС, ГАЭС или АЭС) и ГТП экспорта, в отношении которых получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью, за исключением:  … | …  В расчетах по определению совокупного фактического потребления электрической энергии в субъекте Российской Федерации *f**NT*, часов совмещенного максимума потребления и фактических собственных максимумов потребления принимают участие все ГТП потребления (в том числе и ГТП потребления с регулируемой нагрузкой, имеющие объект управления типа ГЭС, ГАЭС или АЭС) и ГТП экспорта, в отношении которых получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью, за исключением:  … |
| **2.1.2** | По итогам каждого расчетного периода КО определяет:  - нерегулируемую часть объема фактического пикового потребления электрической энергии :   1. для ГТП потребления (экспорта, единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации) *q* (за исключением ГТП потребления, к которым относятся энергопринимающие устройства электростанций, а также за исключением ГТП покупателей с ценозависимым потреблением (далее – ЦЗП, ГТП с ЦЗП)) как величину превышения объема фактического пикового потребления в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* над объемом мощности, определенном для данной ГТП потребления (экспорта) в прогнозном балансе в отношении расчетного месяца *m* для поставки населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей (либо суммарным объемом мощности, определенным в отношении данной ГТП потребления (экспорта) в прогнозном балансе в отношении расчетного месяца *m*, если такая ГТП потребления (экспорта) функционирует в отдельных частях ценовых зон) (далее – нерегулируемая часть объема фактического пикового потребления электрической энергии), по формуле:   … | По итогам каждого расчетного периода КО определяет:  - нерегулируемую часть объема фактического пикового потребления электрической энергии :   1. для ГТП потребления (экспорта, единого закупщика на территории новых субъектов Российской Федерации) *q* (за исключением ГТП потребления, к которым относятся энергопринимающие устройства электростанций, а также за исключением ГТП покупателей с ценозависимым потреблением (далее – ЦЗП, ГТП с ЦЗП)) как величину превышения объема фактического пикового потребления в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* над объемом мощности, определенным для данной ГТП потребления (экспорта) в прогнозном балансе в отношении расчетного месяца *m* для поставки населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей (либо суммарным объемом мощности, определенным в отношении данной ГТП потребления (экспорта) в прогнозном балансе в отношении расчетного месяца *m*, если такая ГТП потребления (экспорта) функционирует в отдельных частях ценовых зон) (далее – нерегулируемая часть объема фактического пикового потребления электрической энергии), по формуле:   … |
| **3.5.2** | По итогам расчетного периода *m* покупатель *j* на оптовом рынке в ГТП потребления (экспорта) *q* потребляет в зоне расположения генерирующего объекта ДПМ ТБО *lc* объем мощности , определенный в соответствии с п. 7.4.2 *Регламента определения объемов мощности, продаваемой по договорам о предоставлении мощности* (Приложение № 6.7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  . | По итогам расчетного периода *m* покупатель *j* на оптовом рынке в ГТП потребления (экспорта) *q* потребляет в зоне расположения генерирующего объекта ДПМ ТБО *lc* объем мощности , определенный в соответствии с п. 7.4.2 *Регламента определения объемов мощности, продаваемой по договорам о предоставлении мощности* (Приложение № 6.7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  . |
| **6.5** | а) Если участник оптового рынка *i* совершил действия (или бездействие), повлекшие невозможность исполнения обязательств по поставке мощности ГТП генерации *p* по договорам на модернизацию начиная с расчетного месяца *m*+1, которые в соответствии с договорами на модернизацию квалифицируются как отказ поставщика – участника оптового рынка *i* от исполнения обязательств по поставке мощности по таким договорам с месяца *m*+1 и влекут за собой выплату денежной суммы, то для расчетного месяца *m* в отношении ГТП генерации *p*, по которой участник оптового рынка *i* имеет право участия в торговле электрической энергией и (или) мощностью в месяце *m*, определяется размер денежной суммы, обусловленной отказом поставщика – участника оптового рынка *i* начиная с расчетного месяца *m*+1 от исполнения обязательств по поставке мощности ГТП генерации *p* по договорам на модернизацию.  Денежная сумма не уплачивается поставщиком и не рассчитывается КО в отношении ГТП генерации *p* в случае отказа поставщика от исполнения обязательств по поставке мощности по договорам на модернизацию по причине уменьшения поставщиком в отношении такой ГТП генерации *p* в порядке, предусмотренном пунктом 2.2 договоров на модернизацию, объема поставки мощности, составляющего обязательства поставщика по поставке мощности на оптовый рынок по договорам на модернизацию, до нуля.  Порядок расчета величины денежной суммы, обусловленной отказом поставщика от исполнения обязательств по договорам на модернизацию, описан в подп. «а» п. 28.2.3.1 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  б) Если поставщик – участник оптового рынка *i* в расчетном периоде *m* уменьшил период поставки мощности по договорам на модернизацию в отношении ГТП генерации *p* таким образом, что новое окончание периода поставки мощности по таким договорам наступает ранее окончания календарного года, в отношении которого мощность соответствующего генерирующего объекта, в отношении которого зарегистрирована ГТП генерации *p*, на дату направления участником оптового рынка *i* заявления об изменении (уменьшении) периода поставки была учтена при проведении конкурентного отбора мощности как подлежащая оплате вне зависимости от результатов этого конкурентного отбора мощности, что в соответствии с договорами на модернизацию влечет за собой выплату денежной суммы, обусловленной уменьшением поставщиком – участником оптового рынка *i* периода поставки мощности, то для расчетного месяца *m* в отношении ГТП генерации *p*, по которой участник оптового рынка *i* имеет право участия в торговле электрической энергией и (или) мощностью в месяце *m*, определяется размер денежной суммы, обусловленной уменьшением поставщиком – участником оптового рынка *i* в расчетном месяце *m* периода поставки мощности ГТП генерации *p* по договорам на модернизацию.  Под уменьшением в расчетном месяце *m* периода поставки мощности по договорам на модернизацию в отношении ГТП генерации *p* понимается поступление в расчетном месяце *m* в КО информации от ЦФР как поверенного участника оптового рынка *i* уведомления об изменении (уменьшении) периода поставки мощности по договору на модернизацию в отношении ГТП генерации *p.*  Датой направления участником оптового рынка i заявления об уменьшении периода поставки является дата получения КО информации от ЦФР как поверенного участника оптового рынка *i* уведомления об изменении (уменьшении) периода поставки мощности по договору на модернизацию в отношении ГТП генерации *p*.  В случае наличия в одном расчетном месяце *m* оснований для расчета денежной суммы, обусловленной отказом поставщика – участника оптового рынка *i* от исполнения обязательств по поставке мощности ГТП генерации *p* по договорам на модернизацию, и денежной суммы, обусловленной уменьшением поставщиком – участником оптового рынка *i* периода поставки мощности такой ГТП генерации *p* по договорам на модернизацию, то денежная сумма, обусловленная уменьшением поставщиком – участником оптового рынка *i* периода поставки мощности такой ГТП генерации *p* по договорам на модернизацию, не рассчитывается.  Порядок расчета величины денежной суммы, обусловленной уменьшением поставщиком периода поставки мощности по договорам на модернизацию, описан в подп. «б» п. 28.2.3.1 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | а) Если участник оптового рынка *i* совершил действия (или бездействие), повлекшие невозможность исполнения обязательств по поставке мощности ГТП генерации *p* по договорам на модернизацию начиная с расчетного месяца *m*+1, которые в соответствии с договорами на модернизацию квалифицируются как отказ поставщика – участника оптового рынка *i* от исполнения обязательств по поставке мощности по таким договорам с месяца *m*+1 и влекут за собой выплату денежной суммы, то для расчетного месяца *m* в отношении ГТП генерации *p*, по которой участник оптового рынка *i* имеет право участия в торговле электрической энергией и (или) мощностью в месяце *m*, определяется размер денежной суммы, обусловленной отказом поставщика – участника оптового рынка *i* начиная с расчетного месяца *m*+1 от исполнения обязательств по поставке мощности ГТП генерации *p* по договорам на модернизацию.  Денежная сумма не уплачивается поставщиком и не рассчитывается КО в отношении ГТП генерации *p* в случае отказа поставщика от исполнения обязательств по поставке мощности по договорам на модернизацию по причине уменьшения поставщиком в отношении такой ГТП генерации *p* в порядке, предусмотренном пунктом 2.2 договоров на модернизацию, объема поставки мощности, составляющего обязательства поставщика по поставке мощности на оптовый рынок по договорам на модернизацию, до нуля.  Порядок расчета величины денежной суммы, обусловленной отказом поставщика от исполнения обязательств по договорам на модернизацию, описан в подп. «а» п. 28.2.3.3 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  б) Если поставщик – участник оптового рынка *i* в расчетном периоде *m* уменьшил период поставки мощности по договорам на модернизацию в отношении ГТП генерации *p* таким образом, что новое окончание периода поставки мощности по таким договорам наступает ранее окончания календарного года, в отношении которого мощность соответствующего генерирующего объекта, в отношении которого зарегистрирована ГТП генерации *p*, на дату направления участником оптового рынка *i* заявления об изменении (уменьшении) периода поставки была учтена при проведении конкурентного отбора мощности как подлежащая оплате вне зависимости от результатов этого конкурентного отбора мощности, что в соответствии с договорами на модернизацию влечет за собой выплату денежной суммы, обусловленной уменьшением поставщиком – участником оптового рынка *i* периода поставки мощности, то для расчетного месяца *m* в отношении ГТП генерации *p*, по которой участник оптового рынка *i* имеет право участия в торговле электрической энергией и (или) мощностью в месяце *m*, определяется размер денежной суммы, обусловленной уменьшением поставщиком – участником оптового рынка *i* в расчетном месяце *m* периода поставки мощности ГТП генерации *p* по договорам на модернизацию.  Под уменьшением в расчетном месяце *m* периода поставки мощности по договорам на модернизацию в отношении ГТП генерации *p* понимается поступление в расчетном месяце *m* в КО информации от ЦФР как поверенного участника оптового рынка *i* уведомления об изменении (уменьшении) периода поставки мощности по договору на модернизацию в отношении ГТП генерации *p.*  Датой направления участником оптового рынка i заявления об уменьшении периода поставки является дата получения КО информации от ЦФР как поверенного участника оптового рынка *i* уведомления об изменении (уменьшении) периода поставки мощности по договору на модернизацию в отношении ГТП генерации *p*.  В случае наличия в одном расчетном месяце *m* оснований для расчета денежной суммы, обусловленной отказом поставщика – участника оптового рынка *i* от исполнения обязательств по поставке мощности ГТП генерации *p* по договорам на модернизацию, и денежной суммы, обусловленной уменьшением поставщиком – участником оптового рынка *i* периода поставки мощности такой ГТП генерации *p* по договорам на модернизацию, то денежная сумма, обусловленная уменьшением поставщиком – участником оптового рынка *i* периода поставки мощности такой ГТП генерации *p* по договорам на модернизацию, не рассчитывается.  Порядок расчета величины денежной суммы, обусловленной уменьшением поставщиком периода поставки мощности по договорам на модернизацию, описан в подп. «б» п. 28.2.3.3 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |

**Предложения по изменениям и дополнениям в Приложение 1 к РЕГЛАМЕНТУ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ УЧАСТНИКОВ ОПТОВОГО РЫНКА НА ТЕРРИТОРИИ НЕЦЕНОВЫХ ЗОН (Приложение № 14 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

**Действующая редакция**

***Форма 2***

**Почасовой отчет по отклонениям для ГТП потребления неценовых зон**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Участник** | **ГТП** | **Дата** | **Час** | **Факт** | **План** | **Откл.** | **ТГ** | **Потери** | **Б/с** | **ИС** | |
| **ИC+** | **ИC-** |
| **кВт•ч** | **кВт•ч** | **кВт•ч** | **кВт•ч** | **кВт•ч** | **кВт•ч** | **кВт•ч** | **кВт•ч** |

**Предлагаемая редакция**

***Форма 2***

**Почасовой отчет по отклонениям для ГТП потребления неценовых зон**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Участник** | **ГТП** | **Дата** | **Час** | **Факт** | **План** | **Откл.** | **ТГ** | **Б/с** | **ИС** | |
| **ИC+** | **ИC-** |
| **кВт•ч** | **кВт•ч** | **кВт•ч** | **кВт•ч** | **кВт•ч** | **кВт•ч** | **кВт•ч** |

**Предложения по изменениям и дополнениям в Регламент финансовых расчетов на оптовом рынке ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (Приложение № 16 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **13.1.7** | Не позднее 20-го числа месяца, следующего за расчетным, КО формирует и размещает для участников оптового рынка в электронном виде с применением ЭП на своем официальном сайте, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом персонифицированные аналитические отчеты о составляющих фактической стоимости мощности, обусловленных надбавками к цене на мощность, продаваемую по договорам КОМ (в том числе по договорам КОМ в целях компенсации потерь) (приложение 154.5 к настоящему Регламенту), определяемых согласно п. 13.1.6 настоящего Регламента. При этом указанные отчеты формируются и размещаются для участников оптового рынка, которые определены Правительством Российской Федерации получателями хотя бы одной из следующих надбавок к цене на мощность:  – надбавки к цене на мощность, устанавливаемой в целях достижения на территориях Дальневосточного федерального округа базовых уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) для субъектов Российской Федерации, входящих в состав Дальневосточного федерального округа;  – надбавки к цене на мощность в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с использованием генерирующих объектов тепловых электростанций, модернизированных, реконструированных и построенных на территориях неценовых зон оптового рынка. | Не позднее 20-го числа месяца, следующего за расчетным, КО формирует и размещает для участников оптового рынка в электронном виде с применением ЭП на своем официальном сайте, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом персонифицированные аналитические отчеты о составляющих фактической стоимости мощности, обусловленных надбавками к цене на мощность, продаваемую по договорам КОМ (в том числе по договорам КОМ в целях компенсации потерь) (приложение 154.5 к настоящему Регламенту), определяемых согласно п. 13.1.6 настоящего Регламента. При этом указанные отчеты формируются и размещаются для участников оптового рынка, у которых хотя бы по одной ГТП генерации , расположенной в ценовой зоне оптового рынка , объем мощности, поставляемой по договорам КОМ, определенный в соответствии с п 4.7 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), не равен нулю () и которые определены Правительством Российской Федерации получателями хотя бы одной из следующих надбавок к цене на мощность:  – надбавки к цене на мощность, устанавливаемой в целях достижения на территориях Дальневосточного федерального округа базовых уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность) для субъектов Российской Федерации, входящих в состав Дальневосточного федерального округа;  – надбавки к цене на мощность в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с использованием генерирующих объектов тепловых электростанций, модернизированных, реконструированных и построенных на территориях неценовых зон оптового рынка. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в приложения к РегламентУ финансовых расчетов на оптовом рынке ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ (Приложение № 16 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

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

****

**Предлагаемая редакция**

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  |  |  |  |  |  | **Приложение 99а** |
| **Составляющие предельных уровней нерегулируемых цен / конечных регулируемых цен (тарифы на услуги по передаче), использованные гарантирующим поставщиком при расчете предельных уровней нерегулируемых цен / гарантирующим поставщиком (ЭСО, ЭСК) при расчете конечных регулируемых цен** | | | | | | | |
|  |  |  |  |  |  |  |  |
| Расчетный период *m* | Субъект Российской Федерации | Наименование участника | Перечень ГТП | Уровень напряжения | Одноставочный тариф на услуги по передаче электрической энергии, руб./МВт∙ч | Дифференцированная по уровням напряжения ставка для определения расходов на оплату нормативных технологических потерь электрической энергии в электрических сетях, тарифа на услуги по передаче электрической энергии, руб./МВт∙ч | Дифференцированная по уровням напряжения ставка, отражающая удельную величину расходов на содержание электрических сетей, тарифа на услуги по передаче электрической энергии, руб./МВт |
| MM.YYYY |  |  |  | ВН |  |  |  |
| MM.YYYY |  |  |  | СН1 |  |  |  |
| MM.YYYY |  |  |  | СН2 |  |  |  |
| MM.YYYY |  |  |  | НН |  |  |  |

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

**Предлагаемая редакция**

Исключить приложение 139

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ** **ОПРЕДЕЛЕНИЯ И АКТУАЛИЗАЦИИ ПАРАМЕТРОВ ЗОН СВОБОДНОГО ПЕРЕТОКА ЕЭС (Приложение № 19.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **4.2.1** | Отнесение к ЗСП ГТП потребления и ГТП генерации  …  – количество узлов расчетной модели в ЗСП *zp*, к которым отнесено ГТП потребления *q*;  — коэффициент отнесения ГТП потребления *q* к ЗСП *zp* в час *h* расчетного месяца *m*.  … | Отнесение к ЗСП ГТП потребления и ГТП генерации  …  – количество узлов расчетной модели в ЗСП *zp*, к которым отнесена ГТП потребления *q*;  — коэффициент отнесения ГТП потребления *q* к ЗСП *zp* в час *h* расчетного месяца *m*.  … |