**VI.4. Изменения, связанные с уточняющими правками в части торговли мощностью**

**Приложение № 6.4.1**

|  |
| --- |
| **Инициатор:** Ассоциация «НП Совет рынка».**Обоснование:** предлагается внести уточнения в порядок разнесения по часам объема потерь в сетях ФСК для Калининградской области с целью исключения неопределенности в формуле; а также уточнения порядка определения величины обеспечения, необходимого к предоставлению для обеспечения возможности участия в КОМ невведенного генерирующего оборудования (ранее для расчета величины обеспечения использовалась цена в 1 точке спроса года проведения КОМ, а предлагается использовать цену в 1 точке спроса года, предшествующего году, на который проводится КОМ). **Дата вступления в силу:** с 23 декабря 2024 года и применяются в отношении расчетных периодов начиная с ноября 2024 года. |

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

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№****пункта** | **Редакция, действующая на момент** **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**(изменения выделены цветом) |
| **11.4.3** | 11.4.3. Величина расчетного фактического объема потерь в сетях ФСК, в субъекте РФ, в том числе определенная в соответствии с п. 11.4.1.1, определятся КО для каждой неценовой зоны в целом и разносится по субъектам РФ пропорционально величине технологических нормативных потерь электроэнергии в объектах электросетевого хозяйства субъекта РФ либо объединения субъектов РФ, определяемой по отношению к отпуску электроэнергии из электрических сетей, принадлежащих ФСК на праве собственности или ином предусмотренном федеральными законами основании за расчетный период:,где [кВт•ч] – объем электрической энергии, купленной ФСК у ЦФР в час операционных суток *h* месяца *m* в целях компенсации потерь в сетях ФСК *i*, расположенных на территории субъекта РФ либо объединения субъектов РФ *F*, по договору купли-продажи в целях компенсации потерь в сетях ФСК; – объем фактических потерь электрической энергии в сетях ФСК *i* в неценовой зоне *z* в месяц *m* в часе *h*, определенный в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); – объем нормативных потерь электрической энергии в электрических сетях, отнесенных к сетям ФСК 330 кВ и выше в час операционных суток *h*, рассчитанный по каждому субъекту Российской Федерации *F* в пределах неценовой зоны (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон) в соответствии с п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); – объем нормативных потерь электрической энергии в электрических сетях, отнесенных к сетям ФСК 220 кВ и ниже в час операционных суток *h*, рассчитанный по каждому субъекту Российской Федерации *F* в пределах неценовой зоны (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон) в соответствии с п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). | 11.4.3. Величина расчетного фактического объема потерь в сетях ФСК, в субъекте РФ, в том числе определенная в соответствии с п. 11.4.1.1, определятся КО для каждой неценовой зоны в целом и разносится по субъектам РФ пропорционально величине технологических нормативных потерь электроэнергии в объектах электросетевого хозяйства субъекта РФ либо объединения субъектов РФ, определяемой по отношению к отпуску электроэнергии из электрических сетей, принадлежащих ФСК на праве собственности или ином предусмотренном федеральными законами основании за расчетный период:,- для неценовой зоны Калининградской области:,где [кВт•ч] – объем электрической энергии, купленной ФСК у ЦФР в час операционных суток *h* месяца *m* в целях компенсации потерь в сетях ФСК *i*, расположенных на территории субъекта РФ либо объединения субъектов РФ *F*, по договору купли-продажи в целях компенсации потерь в сетях ФСК; – объем фактических потерь электрической энергии в сетях ФСК *i* в неценовой зоне *z* в месяц *m* в часе *h*, определенный в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); – объем нормативных потерь электрической энергии в электрических сетях, отнесенных к сетям ФСК 330 кВ и выше в час операционных суток *h*, рассчитанный по каждому субъекту Российской Федерации *F* в пределах неценовой зоны (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон) в соответствии с п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); – объем нормативных потерь электрической энергии в электрических сетях, отнесенных к сетям ФСК 220 кВ и ниже в час операционных суток *h*, рассчитанный по каждому субъекту Российской Федерации *F* в пределах неценовой зоны (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон) в соответствии с п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |

**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) |
| **8.7.2** | 8.7.2. КО рассчитывает объем потерь электрической энергии в электрических сетях единой национальной (общероссийской) электрической сети в отношении субъектов Российской Федерации по следующей формуле:– если , то,– иначе ,где  – субъект Российской Федерации (в случае если два и более субъекта Российской Федерации отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон); – множество субъектов Российской Федерации (включая объединения субъектов Российской Федерации), для которых КО рассчитывает объем нормативных потерь электрической энергии в электрических сетях, отнесенных к сетям ФСК 330 кВ и выше или сетям ФСК 220 кВ и ниже, в соответствии с п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); – объем фактических потерь электроэнергии в сетях ФСК в ценовой (неценовой) зоне *z* в месяце *m* в час операционных суток *h,* определенный в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  – объем нормативных потерь электрической энергии в электрических сетях, отнесенных к сетям ФСК 330 кВ и выше, в час операционных суток *h*, рассчитанный по каждому субъекту Российской Федерации *F* в пределах ценовой (неценовой) зоны (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон) в соответствии с п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); – объем нормативных потерь электрической энергии в электрических сетях, отнесенных к сетям ФСК 220 кВ и ниже, в час операционных суток *h*, рассчитанный по каждому субъекту Российской Федерации *F* в пределах ценовой (неценовой) зоны (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон) в соответствии с п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);*m –* расчетный месяц;*z –* ценовая или неценовая зона;*h* – час операционных суток.При проведении расчетов в соответствии с настоящим пунктом КО использует величины, определенные по состоянию на 10-е число месяца *m+*1. | 8.7.2. КО рассчитывает объем потерь электрической энергии в электрических сетях единой национальной (общероссийской) электрической сети в отношении субъектов Российской Федерации по следующей формуле:– если , то,– иначе ,– для неценовой зоны Калининградской области:,где  – субъект Российской Федерации (в случае если два и более субъекта Российской Федерации отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон); – множество субъектов Российской Федерации (включая объединения субъектов Российской Федерации), для которых КО рассчитывает объем нормативных потерь электрической энергии в электрических сетях, отнесенных к сетям ФСК 330 кВ и выше или сетям ФСК 220 кВ и ниже, в соответствии с п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); – объем фактических потерь электроэнергии в сетях ФСК в ценовой (неценовой) зоне *z* в месяце *m* в час операционных суток *h,* определенный в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*;  – объем нормативных потерь электрической энергии в электрических сетях, отнесенных к сетям ФСК 330 кВ и выше, в час операционных суток *h*, рассчитанный по каждому субъекту Российской Федерации *F* в пределах ценовой (неценовой) зоны (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон) в соответствии с п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); – объем нормативных потерь электрической энергии в электрических сетях, отнесенных к сетям ФСК 220 кВ и ниже, в час операционных суток *h*, рассчитанный по каждому субъекту Российской Федерации *F* в пределах ценовой (неценовой) зоны (в случае если два и более субъекта РФ отнесены к одному энергорайону, то в качестве *F* используется указанный энергорайон) в соответствии с п. 9.4 *Регламента коммерческого учета электроэнергии и мощности* (Приложение № 11 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);*m –* расчетный месяц;*z –* ценовая или неценовая зона;*h* – час операционных суток.При проведении расчетов в соответствии с настоящим пунктом КО использует величины, определенные по состоянию на 10-е число месяца *m+*1. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ПРОВЕДЕНИЯ КОНКУРЕНТНЫХ ОТБОРОВ МОЩНОСТИ (Приложение № 19.3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№****пункта** | **Редакция, действующая на момент****вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**(изменения выделены цветом) |
| **4.2.1.1** | Выявление ценовых заявок, не подлежащих рассмотрению при проведении КОМ. Ценовые заявки на продажу мощности, поданные поставщиками мощности, включенными в Реестр поставщиков и генерирующих объектов, допущенных к участию в КОМ, проверяются на соответствие указанных в них значений признакам, указанным в Реестре участников и генерирующих объектов, допущенных до участия в КОМ, перечисленным в пункте 3.2.3 настоящего Регламента.…д) ГЕМ относится к условной ГТП, по которой в Реестре участников и генерирующих объектов, допущенных к участию в КОМ, в отношении признака «условная ГТП генерации, в состав которой входит невведенное генерирующее оборудование» указано значение «да» (далее – условная ГТП генерации, в состав которой входит невведенное генерирующее оборудование) и значение величины, в параметре «объем предоставленного обеспечения исполнения обязательств» не указанно либо меньше, чем минимально необходимый объем обеспечения, рассчитанный в соответствии со следующей формулой:,где:  – объем мощности, указанный в заявке поставщика мощности *j* на месяц *m* = декабрь года *Х* в отношении ГЕМ *g*, входящей в состав условной ГТП генерации , расположенной в ценовой зоне *z*; – множество условных ГТП генерации *p*, в состав которой входит невведенное генерирующее оборудование; – цена на мощность в первой точке спроса на мощность, использованная для определения спроса на мощность при проведении КОМ на год *Y*, для ценовой зоны *z*, к которой относится условная ГТП генерации *p*, в состав которой входит невведенное генерирующее оборудование;*Х –* год, на который проводится КОМ;*Y –* год, в котором проводится КОМ на год *Х.*… | Выявление ценовых заявок, не подлежащих рассмотрению при проведении КОМ. Ценовые заявки на продажу мощности, поданные поставщиками мощности, включенными в Реестр поставщиков и генерирующих объектов, допущенных к участию в КОМ, проверяются на соответствие указанных в них значений признакам, указанным в Реестре участников и генерирующих объектов, допущенных до участия в КОМ, перечисленным в пункте 3.2.3 настоящего Регламента.…д) ГЕМ относится к условной ГТП, по которой в Реестре участников и генерирующих объектов, допущенных к участию в КОМ, в отношении признака «условная ГТП генерации, в состав которой входит невведенное генерирующее оборудование» указано значение «да» (далее – условная ГТП генерации, в состав которой входит невведенное генерирующее оборудование) и значение величины, в параметре «объем предоставленного обеспечения исполнения обязательств» не указанно либо меньше, чем минимально необходимый объем обеспечения, рассчитанный в соответствии со следующей формулой:,где:  – объем мощности, указанный в заявке поставщика мощности *j* на месяц *m* = декабрь года *Х* в отношении ГЕМ *g*, входящей в состав условной ГТП генерации , расположенной в ценовой зоне *z*; – множество условных ГТП генерации *p*, в состав которой входит невведенное генерирующее оборудование; – цена на мощность в первой точке спроса на мощность, использованная для определения спроса на мощность при проведении КОМ на год *X-1*, для ценовой зоны *z*, к которой относится условная ГТП генерации *p*, в состав которой входит невведенное генерирующее оборудование;*Х –* год, на который проводится КОМ.… |
| **Приложение 9, п. 1** | **1. Объем предоставляемого обеспечения**Минимально необходимый объем обеспечения, предоставляемого участником оптового рынка для участия в КОМ на год *Х*, определяется в соответствии со следующей формулой:,где  – объем мощности, который будет указан участником оптового рынка *j* в заявке на КОМ на месяц *m* = декабрь года *Х* в отношении ГЕМ *g*, входящей в состав условной ГТП невведенного объекта генерации *p*, расположенной в ценовой зоне *z*; – цена на мощность в первой точке спроса на мощность, использованная для определения спроса на мощность при проведении КОМ на год *Y*, для ценовой зоны *z*, к которой относится условная ГТП невведенного объекта генерации *p*;*Х –* год, на который проводится КОМ;*Y –* год, в котором проводится КОМ на год *Х.*Величина  рассчитывается с точностью до двух знаков после запятой с учетом математического округления. | **1. Объем предоставляемого обеспечения**Минимально необходимый объем обеспечения, предоставляемого участником оптового рынка для участия в КОМ на год *Х*, определяется в соответствии со следующей формулой:,где  – объем мощности, который будет указан участником оптового рынка *j* в заявке на КОМ на месяц *m* = декабрь года *Х* в отношении ГЕМ *g*, входящей в состав условной ГТП невведенного объекта генерации *p*, расположенной в ценовой зоне *z*; – цена на мощность в первой точке спроса на мощность, использованная для определения спроса на мощность при проведении КОМ на год *X-1*, для ценовой зоны *z*, к которой относится условная ГТП невведенного объекта генерации *p*;*Х –* год, на который проводится КОМ.Величина  рассчитывается с точностью до двух знаков после запятой с учетом математического округления. |
| **Приложение 9, п. 2.2.2** | Совет рынка не позднее 15 числа месяца *М*-2 (*М* – месяц проведения КОМ на соответствующий год *X*) (для КОМ, проводимого на 2026 год, – не позднее 15 сентября 2020 года; для КОМ, проводимого на 2027 год, – не позднее 15 августа 2024 года) в отношении всех участников оптового рынка – поставщиков на основании данных, предоставленных КО, рассчитывает и передает в ЦФР максимальный объем поручительства, на который участником оптового рынка – поставщиком может быть выдано поручительство.Максимальный объем поручительства участника оптового рынка – поставщика *j* рассчитывается совокупно по всем ГТП генерации *p*, в отношении которых поставщиком по состоянию на 1 число месяца *М*-2 (*М* – месяц проведения КОМ на соответствующий год *X*) (для КОМ, проводимого на 2026 год, – по состоянию на 1 сентября 2020 года; для КОМ, проводимого на 2027 год, – по состоянию на 1 августа 2024 года) получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке, в соответствии со следующей формулой:,где  – величина установленной мощности по ГТП *p*, находящейся в ценовой зоне *z*, участника оптового рынка – поставщика *j* по состоянию на 1 число месяца *М*-2 (*М* – месяц проведения КОМ на соответствующий год *X*) (для КОМ, проводимого на 2026 год, – по состоянию на 1 сентября 2020 года; для КОМ, проводимого на 2027 год, – по состоянию на 1 июня 2024 года); – цена на мощность в первой точке спроса на мощность, использованная для определения спроса на мощность при проведении КОМ на год *Y*, для ценовой зоны *z*;*Х* – год, на который проводится КОМ;*Y* – год, в котором проводится КОМ на год *Х*.Вышеуказанная информация передается Советом рынка на бумажном носителе.В отношении КОМ, проводимого в 2024 году на 2027 год, Совет рынка повторно рассчитывает максимальный объем поручительства, на который участником оптового рынка – поставщиком может быть выдано поручительство, при этом:- максимальный объем поручительства участника оптового рынка – поставщика *j* рассчитывается совокупно по всем ГТП генерации *p*, в отношении которых поставщиком по состоянию на 1 октября 2024 получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке;- при проведении повторного расчета используется величина по состоянию на 1 октября 2024 года.Актуализированная информация о максимальном объеме поручительства для целей проведения КОМ на 2027 год передается Советом рынка в ЦФР не позднее 24 октября 2024 года. | Совет рынка не позднее 15 числа месяца *М*-2 (*М* – месяц проведения КОМ на соответствующий год *X*) (для КОМ, проводимого на 2026 год, – не позднее 15 сентября 2020 года; для КОМ, проводимого на 2027 год, – не позднее 15 августа 2024 года) в отношении всех участников оптового рынка – поставщиков на основании данных, предоставленных КО, рассчитывает и передает в ЦФР максимальный объем поручительства, на который участником оптового рынка – поставщиком может быть выдано поручительство.Максимальный объем поручительства участника оптового рынка – поставщика *j* рассчитывается совокупно по всем ГТП генерации *p*, в отношении которых поставщиком по состоянию на 1 число месяца *М*-2 (*М* – месяц проведения КОМ на соответствующий год *X*) (для КОМ, проводимого на 2026 год, – по состоянию на 1 сентября 2020 года; для КОМ, проводимого на 2027 год, – по состоянию на 1 августа 2024 года) получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке, в соответствии со следующей формулой:,где  – величина установленной мощности по ГТП *p*, находящейся в ценовой зоне *z*, участника оптового рынка – поставщика *j* по состоянию на 1 число месяца *М*-2 (*М* – месяц проведения КОМ на соответствующий год *X*) (для КОМ, проводимого на 2026 год, – по состоянию на 1 сентября 2020 года; для КОМ, проводимого на 2027 год, – по состоянию на 1 июня 2024 года); – цена на мощность в первой точке спроса на мощность, использованная для определения спроса на мощность при проведении КОМ на год *X-1*, для ценовой зоны *z*;*Х* – год, на который проводится КОМ.Вышеуказанная информация передается Советом рынка на бумажном носителе.В отношении КОМ, проводимого в 2024 году на 2027 год, Совет рынка повторно рассчитывает максимальный объем поручительства, на который участником оптового рынка – поставщиком может быть выдано поручительство, при этом:- максимальный объем поручительства участника оптового рынка – поставщика *j* рассчитывается совокупно по всем ГТП генерации *p*, в отношении которых поставщиком по состоянию на 1 октября 2024 получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке;- при проведении повторного расчета используется величина по состоянию на 1 октября 2024 года.Актуализированная информация о максимальном объеме поручительства для целей проведения КОМ на 2027 год передается Советом рынка в ЦФР не позднее 24 октября 2024 года. В отношении КОМ, проводимого в 2025 году на 2028 год, Совет рынка актуализирует информацию о максимальном объеме поручительства и передает ее в ЦФР не позднее 24 декабря 2024 года. |

**Приложение № 6.4.2**

|  |
| --- |
| **Инициатор:** Ассоциация «НП Совет рынка».**Обоснование:** предлагается внести уточняющие изменения в Регламент расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед, определив порядок использования КО письменных разъяснений к решениям об установлении цен (тарифов), принятым соответствующими уполномоченным органами исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов на электрическую энергию (мощность), и в Регламент финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии (Приложение № 16 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) с целью приведения формулы определения стоимости мощности, купленной/проданной участником оптового рынка по ДПМ ТБО, к корректному виду.**Дата вступления в силу:** с 23 декабря 2024 года и распространяют свое действие на отношения сторон по Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка, возникшие с 1 декабря 2024 года. |

## 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) |
| **8.4.16.1** | В отношении генерирующих объектов, относящихся к совокупности , КО использует значения цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), установленные уполномоченными органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов на электрическую энергию (мощность), поставляемую производителями электрической энергии (мощности) единому закупщику с использованием генерирующих объектов, расположенных на территориях новых субъектов РФ, и опубликованные на «Официальном интернет-портале правовой информации» (pravo.gov.ru) или на сайтах, указанных в Законе Донецкой Народной Республики от 29.09.2023 № 10-РЗ «О порядке обнародования и вступления в силу Конституции Донецкой Народной республики, законов Донецкой Народной Республики, официального опубликования и вступления в силу иных нормативных правовых актов Донецкой Народной Республики», Указе Губернатора Херсонской области от 19.09.2023 № 124-у «О порядке размещения, опубликования и вступления в силу нормативных правовых актов», Указе временно исполняющего обязанности Губернатора Запорожской области от 03.03.2023 № 19-у «О некоторых вопросах опубликования нормативных правовых актов Губернатора Запорожской области» (в редакции Указа Губернатора Запорожской области от 12.10.2023 № 38-у). | В отношении генерирующих объектов, относящихся к совокупности , КО использует значения цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), установленные уполномоченными органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов на электрическую энергию (мощность), поставляемую производителями электрической энергии (мощности) единому закупщику с использованием генерирующих объектов, расположенных на территориях новых субъектов РФ, и опубликованные на «Официальном интернет-портале правовой информации» (pravo.gov.ru) или на сайтах, указанных в Законе Донецкой Народной Республики от 29.09.2023 № 10-РЗ «О порядке обнародования и вступления в силу Конституции Донецкой Народной республики, законов Донецкой Народной Республики, официального опубликования и вступления в силу иных нормативных правовых актов Донецкой Народной Республики», Указе Губернатора Херсонской области от 19.09.2023 № 124-у «О порядке размещения, опубликования и вступления в силу нормативных правовых актов», Указе временно исполняющего обязанности Губернатора Запорожской области от 03.03.2023 № 19-у «О некоторых вопросах опубликования нормативных правовых актов Губернатора Запорожской области» (в редакции Указа Губернатора Запорожской области от 12.10.2023 № 38-у), с учетом разъяснений принятых решений об установлении цен (тарифов), представленных в КО соответствующим уполномоченным органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов на электрическую энергию (мощность) или уполномоченным органом исполнительной власти Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов на электрическую энергию (мощность). |

**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) |
| **26.5** | …Стоимость мощности, купленной/проданной участником оптового рынка в месяце *m* в ценовой зоне *z* по ДПМ ТБО, произведенной ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, покупаемой в ГТП потребления (экспорта) *q*участника оптового рынка *j*(), рассчитывается по формуле (с точностью до копеек с учетом правил математического округления): где  – цена мощности по ДПМ ТБО в месяце *m*, производимой ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, определяемая с точностью до 7 (семи) знаков после запятой в соответствии с приложением 4 к ДПМ ТБО в сроки, установленные разделом 3 *Регламента определения параметров, необходимых для расчета цены по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии* (Приложение № 19.4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), и *Регламентом определения параметров, необходимых для расчета цены по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии – отходов производства и потребления, за исключением отходов, полученных в процессе использования углеводородного сырья и топлива* (Приложение № 19.5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), если *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* не предусмотрено иное;– объем мощности, фактически поставленный в месяце *m* в ценовой зоне *z* по ДПМ ТБО, производимой ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*и приобретаемой в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j*, распределяемый на покупателей в зоне расположения генерирующего объекта ДПМ ТБО, 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*).… | …Стоимость мощности, купленной/проданной участником оптового рынка в месяце *m* в ценовой зоне *z* по ДПМ ТБО, произведенной ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, покупаемой в ГТП потребления (экспорта) *q*участника оптового рынка *j*(), рассчитывается по формуле (с точностью до копеек с учетом правил математического округления): , где *,*  – цена мощности по ДПМ ТБО в месяце *m*, производимой ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, определяемая с точностью до 7 (семи) знаков после запятой в соответствии с приложением 4 к ДПМ ТБО в сроки, установленные разделом 3 *Регламента определения параметров, необходимых для расчета цены по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии* (Приложение № 19.4 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), и *Регламентом определения параметров, необходимых для расчета цены по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии – отходов производства и потребления, за исключением отходов, полученных в процессе использования углеводородного сырья и топлива* (Приложение № 19.5 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), если *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* не предусмотрено иное;– объем мощности, фактически поставленный в месяце *m* в ценовой зоне *z* по ДПМ ТБО, производимой ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*и приобретаемой в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j*, распределяемый на покупателей в зоне расположения генерирующего объекта ДПМ ТБО, 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*).… |

**Приложение № 6.4.3**

|  |
| --- |
| **Обоснование:** предлагается внести уточняющие и технические изменения:– в Регламент проведения конкурентных отборов мощности (Приложение № 19.3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) в части определения порядка информирования Системным оператором Коммерческого оператора о значении цены во 2-й точке спроса для КОМ, проводимых в 2024 году и последующие годы, добавления в реестр генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, признака принятия решения Минэнерго России о согласовании или приостановлении вывода из эксплуатации, а также актуализации периода, на основании которого определяется максимально допустимый переток между ценовыми зонами при проведении КОМ;– в Регламент проведения отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций (Приложение № 19.3.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) в части приведения индексов в формулах расчета величины капитальных затрат для проектов модернизации к единому виду, а также технических уточнений в форму подачи заявок на отбор проектов модернизации;– в Регламенте регистрации регулируемых договоров купли-продажи электроэнергии и мощности (Приложение № 6.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) предлагается исключить из перечня субъектов Российской Федерации, для которых Правительством Российской Федерации установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков, Республику Тыва в связи с наличием соглашения между высшими должностными лицами Иркутской области и Республики Тыва, заключенного в целях обеспечения равенства регулируемых цен (тарифов) на услуги по передаче электрической энергии. Кроме того, предлагается внести ряд уточнений, обусловленных изменением формы сводного прогнозного баланса производства и поставок электрической энергии и (или) мощности в рамках ЕЭС России по субъектам Российской Федерации, а также уточнить порядок округления величин, исключить повторяющиеся столбцы из приложения 2 к указанному регламенту, скорректировать порядок формирования схемы прикрепления по регулируемым договорам.**Дата вступления в силу:** с 1 января 2025 года и применяются в отношении расчетных периодов начиная с января 2025 года. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ регистрации регулируемых договоров купли-продажи электроэнергии и мощности (Приложение № 6.2 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** | КО для формирования регулируемых договоров купли-продажи электрической энергии и мощности и определения объемов поставки электрической энергии и мощности по регулируемым договорам купли-продажи электрической энергии и мощности осуществляет расчет схемы прикрепления по регулируемым договорам.…Схема прикрепления по регулируемым договорам может формироваться либо на период регулирования (календарный год), либо в два этапа: на период с января по март и на период с апреля по декабрь.В отношении 2024 года схема прикрепления по регулируемым договорам формируется в 3 этапа: на период с января по март 2024 года, на апрель 2024 года и на период с мая по декабрь 2024 года. | КО для формирования регулируемых договоров купли-продажи электрической энергии и мощности и определения объемов поставки электрической энергии и мощности по регулируемым договорам купли-продажи электрической энергии и мощности осуществляет расчет схемы прикрепления по регулируемым договорам.…Схема прикрепления по регулируемым договорам может формироваться либо на период регулирования (календарный год), либо в несколько этапов таким образом, чтобы совокупность периодов этапов составляла весь период регулирования (календарный год). |
| **3.9** | …При этом в отношении расчетного периода – января почасовые графики поставки электрической энергии по регулируемому договору купли-продажи электрической энергии и мощности (приложение 10.3 к настоящему Регламенту) и величины мощности, поставляемые по регулируемому договору купли-продажи электрической энергии и мощности (приложение 10.4 к настоящему Регламенту), публикуются в течение 18 календарных дней с даты заключения регулируемых договоров на период регулирования (календарный год) либо на январь – март. | …При этом в отношении расчетного периода – января почасовые графики поставки электрической энергии по регулируемому договору купли-продажи электрической энергии и мощности (приложение 10.3 к настоящему Регламенту) и величины мощности, поставляемые по регулируемому договору купли-продажи электрической энергии и мощности (приложение 10.4 к настоящему Регламенту), публикуются в течение 18 календарных дней с даты заключения регулируемых договоров на период регулирования (календарный год) либо на этап регулирования. |
| **4.1** | Регулируемые договоры на период регулирования (календарный год) либо на январь – март заключаются в течение 10 рабочих дней с даты утверждения схемы прикрепления Наблюдательным советом Совета рынка в случае, если на момент утверждения схемы прикрепления официально опубликованы исходные данные, используемые при расчете схемы прикрепления, которые включают в себя:* + - * 1. тарифы на электрическую энергию (мощность), поставляемую производителями электрической энергии (мощности) по регулируемым договорам;
				2. индикативные цены на электрическую энергию (мощность) для потребителей, покупающих электрическую энергию (мощность) по регулируемым договорам.

Если на момент утверждения схемы прикрепления указанные данные не были официально опубликованы, регулируемые договоры заключаются в течение 10 рабочих дней с даты официальной публикации указанных данных. | Регулируемые договоры на период регулирования (календарный год) либо на этап регулирования заключаются в течение 10 рабочих дней с даты утверждения схемы прикрепления Наблюдательным советом Совета рынка в случае, если на момент утверждения схемы прикрепления официально опубликованы исходные данные, используемые при расчете схемы прикрепления, которые включают в себя:* + - * 1. тарифы на электрическую энергию (мощность), поставляемую производителями электрической энергии (мощности) по регулируемым договорам;
				2. индикативные цены на электрическую энергию (мощность) для потребителей, покупающих электрическую энергию (мощность) по регулируемым договорам.

Если на момент утверждения схемы прикрепления указанные данные не были официально опубликованы, регулируемые договоры заключаются в течение 10 рабочих дней с даты официальной публикации указанных данных. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в приложение 2 к РЕГЛАМЕНТУ регистрации регулируемых договоров купли-продажи электроэнергии и мощности (Приложение № 6.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

**Действующая редакция**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Коэффициенты профиля потребления населения по типовым периодам** |  |  |
|  |  |  |  |  |  |
| Месяц | Наименование типового периода | Номер типового периода | Коэффициент | Номер типового периода | Коэффициент |
| январь | ночь | 1 | 0,083612 | 1 | 0,083612 |
| январь | утро | 2 | 0,267559 | 2 | 0,267559 |
| январь | день | 3 | 0,214047 | 3 | 0,214047 |
| январь | вечер | 4 | 0,434782 | 4 | 0,434782 |
| февраль | ночь | 5 | 0,083612 | 5 | 0,083612 |
| февраль | утро | 6 | 0,267559 | 6 | 0,267559 |
| февраль | день | 7 | 0,214047 | 7 | 0,214047 |
| февраль | вечер | 8 | 0,434782 | 8 | 0,434782 |
| март | ночь | 9 | 0,083612 | 9 | 0,083612 |
| март | утро | 10 | 0,267559 | 10 | 0,267559 |
| март | день | 11 | 0,214047 | 11 | 0,214047 |
| март | вечер | 12 | 0,434782 | 12 | 0,434782 |
| апрель | ночь | 13 | 0,076934 | 13 | 0,076934 |
| апрель | утро | 14 | 0,269270 | 14 | 0,269270 |
| апрель | день | 15 | 0,216232 | 15 | 0,216232 |
| апрель | вечер | 16 | 0,437564 | 16 | 0,437564 |
| май | ночь | 17 | 0,076934 | 17 | 0,076934 |
| май | утро | 18 | 0,269270 | 18 | 0,269270 |
| май | день | 19 | 0,216232 | 19 | 0,216232 |
| май | вечер | 20 | 0,437564 | 20 | 0,437564 |
| июнь | ночь | 21 | 0,067925 | 21 | 0,067925 |
| июнь | утро | 22 | 0,271698 | 22 | 0,271698 |
| июнь | день | 23 | 0,218868 | 23 | 0,218868 |
| июнь | вечер | 24 | 0,441509 | 24 | 0,441509 |
| июль | ночь | 25 | 0,067925 | 25 | 0,067925 |
| июль | утро | 26 | 0,271698 | 26 | 0,271698 |
| июль | день | 27 | 0,218868 | 27 | 0,218868 |
| июль | вечер | 28 | 0,441509 | 28 | 0,441509 |
| август | ночь | 29 | 0,067925 | 29 | 0,067925 |
| август | утро | 30 | 0,271698 | 30 | 0,271698 |
| август | день | 31 | 0,218868 | 31 | 0,218868 |
| август | вечер | 32 | 0,441509 | 32 | 0,441509 |
| сентябрь | ночь | 33 | 0,076934 | 33 | 0,076934 |
| сентябрь | утро | 34 | 0,269270 | 34 | 0,269270 |
| сентябрь | день | 35 | 0,216232 | 35 | 0,216232 |
| сентябрь | вечер | 36 | 0,437564 | 36 | 0,437564 |
| октябрь | ночь | 37 | 0,076934 | 37 | 0,076934 |
| октябрь | утро | 38 | 0,269270 | 38 | 0,269270 |
| октябрь | день | 39 | 0,216232 | 39 | 0,216232 |
| октябрь | вечер | 40 | 0,437564 | 40 | 0,437564 |
| ноябрь | ночь | 41 | 0,083612 | 41 | 0,083612 |
| ноябрь | утро | 42 | 0,267559 | 42 | 0,267559 |
| ноябрь | день | 43 | 0,214047 | 43 | 0,214047 |
| ноябрь | вечер | 44 | 0,434782 | 44 | 0,434782 |
| декабрь | ночь | 45 | 0,083612 | 45 | 0,083612 |
| декабрь | утро | 46 | 0,267559 | 46 | 0,267559 |
| декабрь | день | 47 | 0,214047 | 47 | 0,214047 |
| декабрь | вечер | 48 | 0,434782 | 48 | 0,434782 |

**Предлагаемая редакция**

|  |
| --- |
| **Коэффициенты профиля потребления населения по типовым периодам** |
|  |  |  |  |
| Месяц | Наименование типового периода | Номер типового периода | Коэффициент |
| январь | ночь | 1 | 0,083612 |
| январь | утро | 2 | 0,267559 |
| январь | день | 3 | 0,214047 |
| январь | вечер | 4 | 0,434782 |
| февраль | ночь | 5 | 0,083612 |
| февраль | утро | 6 | 0,267559 |
| февраль | день | 7 | 0,214047 |
| февраль | вечер | 8 | 0,434782 |
| март | ночь | 9 | 0,083612 |
| март | утро | 10 | 0,267559 |
| март | день | 11 | 0,214047 |
| март | вечер | 12 | 0,434782 |
| апрель | ночь | 13 | 0,076934 |
| апрель | утро | 14 | 0,269270 |
| апрель | день | 15 | 0,216232 |
| апрель | вечер | 16 | 0,437564 |
| май | ночь | 17 | 0,076934 |
| май | утро | 18 | 0,269270 |
| май | день | 19 | 0,216232 |
| май | вечер | 20 | 0,437564 |
| июнь | ночь | 21 | 0,067925 |
| июнь | утро | 22 | 0,271698 |
| июнь | день | 23 | 0,218868 |
| июнь | вечер | 24 | 0,441509 |
| июль | ночь | 25 | 0,067925 |
| июль | утро | 26 | 0,271698 |
| июль | день | 27 | 0,218868 |
| июль | вечер | 28 | 0,441509 |
| август | ночь | 29 | 0,067925 |
| август | утро | 30 | 0,271698 |
| август | день | 31 | 0,218868 |
| август | вечер | 32 | 0,441509 |
| сентябрь | ночь | 33 | 0,076934 |
| сентябрь | утро | 34 | 0,269270 |
| сентябрь | день | 35 | 0,216232 |
| сентябрь | вечер | 36 | 0,437564 |
| октябрь | ночь | 37 | 0,076934 |
| октябрь | утро | 38 | 0,269270 |
| октябрь | день | 39 | 0,216232 |
| октябрь | вечер | 40 | 0,437564 |
| ноябрь | ночь | 41 | 0,083612 |
| ноябрь | утро | 42 | 0,267559 |
| ноябрь | день | 43 | 0,214047 |
| ноябрь | вечер | 44 | 0,434782 |
| декабрь | ночь | 45 | 0,083612 |
| декабрь | утро | 46 | 0,267559 |
| декабрь | день | 47 | 0,214047 |
| декабрь | вечер | 48 | 0,434782 |

## Предложения по изменениям и дополнениям в приложение 3 к РЕГЛАМЕНТУ регистрации регулируемых договоров купли-продажи электроэнергии и мощности (Приложение № 6.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№****пункта** | **Редакция, действующая на момент** **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**(изменения выделены цветом) |
| **1.2.2** | …11)  – объем превышения полных объемов потребления электрической энергии участниками, определенными в п. 5 настоящего приложения, над объемами потребления электрической энергии населением, определенный в соответствии со Сводным прогнозным балансом в месяце *m*;…15) – значение превышения оплачиваемого сальдо перетока мощности участников, определенных в п. 5 настоящего приложения, над оплачиваемым максимумом потребления мощности населением, определенное в соответствии со Сводным прогнозным балансом в месяце *m* в отношении покупателя *j*;…17) – объем электрической энергии, приобретаемый покупателем *j* в отношении ГТПП *q* в месяце *m* на оптовом рынке по регулируемым договорам в целях поставки потребителям, не относящимся к населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей; 18) – составляющая максимума потребления мощности, в отношении которой покупателем *j* в отношении ГТПП *q* в месяце *m* на оптовом рынке приобретается мощность по регулируемым договорам в целях поставки потребителям, не относящимся к населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей, определяемая по формуле . | …11)  – объем превышения сальдо перетока электрической энергии участниками, определенными в п. 5 настоящего приложения, над объемами потребления электрической энергии населением, определенный в соответствии со Сводным прогнозным балансом в месяце *m* в отношении покупателя *j*;…15) – значение превышения сальдо перетока мощности участников, определенных в п. 5 настоящего приложения, над оплачиваемым максимумом потребления мощности населением, определенное в соответствии со Сводным прогнозным балансом в месяце *m* в отношении покупателя *j*;…17) – объем электрической энергии, приобретаемый покупателем *j* в отношении ГТПП *q* в месяце *m* на оптовом рынке по регулируемым договорам в целях поставки потребителям, не относящимся к населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей, округленный до целого числа киловатт-час; 18) – составляющая максимума потребления мощности, в отношении которой покупателем *j* в отношении ГТПП *q* в месяце *m* на оптовом рынке приобретается мощность по регулируемым договорам в целях поставки потребителям, не относящимся к населению и (или) приравненным к нему категориям потребителей, определяемая по формуле , округленная до целого числа киловатт. |
| **3.3** | …Стоимость электрической энергии и мощности по совокупности всех определенных для потребителя *j*, для которого применяется ограничение на распределение объемов РД по генерирующим компаниям, регулируемых договоров со всеми станциями генерирующей компании *G* за период регулирования должна лежать в допустимых пределах от величины совокупной стоимости объема потребления электрической энергии, определенной в Сводном прогнозном балансе по индикативной цене на электрическую энергию, и объема оплачиваемого сальдо перетока мощности, определенного в Сводном прогнозном балансе по индикативной цене на мощность, умноженной на долю стоимости поставляемой генерирующей компанией *G* по РД электрической энергии и мощности, в стоимость поставляемой по ценовой зоне по РД электрической энергии и мощности.… | …Стоимость электрической энергии и мощности по совокупности всех определенных для потребителя *j*, для которого применяется ограничение на распределение объемов РД по генерирующим компаниям, регулируемых договоров со всеми станциями генерирующей компании *G* за период регулирования должна лежать в допустимых пределах от величины совокупной стоимости объема потребления электрической энергии, определенной в Сводном прогнозном балансе по индикативной цене на электрическую энергию, и объема сальдо перетока мощности, определенного в Сводном прогнозном балансе по индикативной цене на мощность, умноженной на долю стоимости поставляемой генерирующей компанией *G* по РД электрической энергии и мощности, в стоимость поставляемой по ценовой зоне по РД электрической энергии и мощности.… |
| **5** | 5. Покупатели, функционирующие в отдельных частях ценовых зон и осуществляющие снабжение электрической энергией потребителей, не относящихся к населению и приравненным к нему категориям потребителейВ перечень покупателей, функционирующих в отдельных частях ценовых зон, входят все субъекты оптового рынка – покупатели электрической энергии (мощности), удовлетворяющие следующим условиям:1. указанные покупатели осуществляют снабжение электрической энергией потребителей, не относящихся к населению и приравненным к нему категориям потребителей, или осуществляют экспортно-импортные операции в части покупки электрической энергии и мощности на территории Республики Северная Осетия – Алания;
2. федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов для таких покупателей в Сводном прогнозном балансе выделены отдельной строкой плановые объемы потребления электрической энергии (мощности) на соответствующий период регулирования или в отношении таких покупателей в соответствии с требованиями пункта 28 Правил оптового рынка применяются тарифно-балансовые решения, установленные федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в отношении покупателей, исключенных из перечня покупателей, функционирующих в отдельных частях ценовых зон, в связи с лишением их права торговли электрической энергией;
3. указанные покупатели функционируют на территориях субъектов Российской Федерации, для которых Правительством Российской Федерации установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков:
* Республика Бурятия,
* Республика Дагестан,
* Республика Ингушетия,
* Кабардино-Балкарская Республика,
* Карачаево-Черкесская Республика,
* Республика Северная Осетия – Алания,
* Республика Тыва,
* Чеченская Республика;
* Республика Карелия.

В отношении гидроаккумулирующих электростанций регулируемые договоры не заключаются. | 5. Покупатели, функционирующие в отдельных частях ценовых зон и осуществляющие снабжение электрической энергией потребителей, не относящихся к населению и приравненным к нему категориям потребителейВ перечень покупателей, функционирующих в отдельных частях ценовых зон, входят все субъекты оптового рынка – покупатели электрической энергии (мощности), удовлетворяющие следующим условиям:1. указанные покупатели осуществляют снабжение электрической энергией потребителей, не относящихся к населению и приравненным к нему категориям потребителей, или осуществляют экспортно-импортные операции в части покупки электрической энергии и мощности на территории Республики Северная Осетия – Алания;
2. федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов для таких покупателей в Сводном прогнозном балансе выделены отдельной строкой плановые объемы потребления электрической энергии (мощности) на соответствующий период регулирования или в отношении таких покупателей в соответствии с требованиями пункта 28 Правил оптового рынка применяются тарифно-балансовые решения, установленные федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в отношении покупателей, исключенных из перечня покупателей, функционирующих в отдельных частях ценовых зон, в связи с лишением их права торговли электрической энергией;
3. указанные покупатели функционируют на территориях субъектов Российской Федерации, для которых Правительством Российской Федерации установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков:
* Республика Бурятия,
* Республика Дагестан,
* Республика Ингушетия,
* Кабардино-Балкарская Республика,
* Карачаево-Черкесская Республика,
* Республика Северная Осетия – Алания,
* Чеченская Республика,
* Республика Карелия.

В отношении гидроаккумулирующих электростанций регулируемые договоры не заключаются. |

## 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) |
| **8.4.16.1** | Порядок расчета средневзвешенной величины по всем включенным в сводный прогнозный баланс на соответствующий месяц объемам производства электрической энергии генерирующими объектами, расположенными на территориях новых субъектов Российской Федерации, рассчитанной исходя из регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), произведенную на генерирующих объектах, расположенных на территориях новых субъектов Российской Федерации  [руб./ кВт∙ч] – средневзвешенная величина по всем включенным в сводный прогнозный баланс на соответствующий месяц m объемам производства электрической энергии генерирующими объектами, расположенными на территориях новых субъектов Российской Федерации, рассчитанная исходя из регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), произведенную на генерирующих объектах, расположенных на территориях новых субъектов Российской Федерации.КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:, где  – совокупность генерирующих объектов, расположенных на территориях новых субъектов Российской Федерации, объемы  которых включены в сводный прогнозный баланс, и в отношении которых органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов установлены цены (тарифы) ;[млн кВт∙ч] – включенный в сводный прогнозный баланс объем производства электрической энергии генерирующего объекта n в месяце m, расположенного на территориях новых субъектов Российской Федерации, для которого указанный объем больше нуля (строка «РОЗН», столбец «ВЫРАБОТКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ» - «ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ РОЗНИЧНОГО РЫНКА», округляется до двух знаков после запятой); – цена (тариф) на электрическую энергию (мощность), поставляемую производителем электрической энергии (мощности) единому закупщику с использованием генерирующего объекта n, установленная органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов на временной период, включающий рассматриваемый месяц m, по состоянию на дату за 2 (два) рабочих дня до начала расчетного периода m.… | Порядок расчета средневзвешенной величины по всем включенным в сводный прогнозный баланс на соответствующий месяц объемам производства электрической энергии генерирующими объектами, расположенными на территориях новых субъектов Российской Федерации, рассчитанной исходя из регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), произведенную на генерирующих объектах, расположенных на территориях новых субъектов Российской Федерации  [руб./ кВт∙ч] – средневзвешенная величина по всем включенным в сводный прогнозный баланс на соответствующий месяц m объемам производства электрической энергии генерирующими объектами, расположенными на территориях новых субъектов Российской Федерации, рассчитанная исходя из регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), произведенную на генерирующих объектах, расположенных на территориях новых субъектов Российской Федерации.КО рассчитывает величину  в соответствии с формулой:, где  – совокупность генерирующих объектов, расположенных на территориях новых субъектов Российской Федерации, объемы  которых включены в сводный прогнозный баланс, и в отношении которых органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов установлены цены (тарифы) ;[млн кВт∙ч] – включенный в сводный прогнозный баланс объем производства электрической энергии генерирующего объекта n в месяце m, расположенного на территориях новых субъектов Российской Федерации, для которого указанный объем больше нуля (строка «РОЗН», столбец «ВЫРАБОТКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ», округляется до двух знаков после запятой); – цена (тариф) на электрическую энергию (мощность), поставляемую производителем электрической энергии (мощности) единому закупщику с использованием генерирующего объекта n, установленная органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов на временной период, включающий рассматриваемый месяц m, по состоянию на дату за 2 (два) рабочих дня до начала расчетного периода m.… |

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

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№** **пункта** | **Редакция, действующая на момент** **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**(изменения выделены цветом) |
| **19.1.3** | **19.1.3.** **Средневзвешенная регулируемая цена на мощность на оптовом рынке, определенная в отношении расчетного периода**… – величина оплачиваемого сальдо-перетока мощности за расчетный период m, учтенного в прогнозном балансе на период регулирования и приобретаемого ГП (ЭСО, ЭСК) в отношении ГТП p на розничном рынке, МВт (округляется с точностью до двух знаков после запятой):* столбец «оплачиваемый сальдо-переток мощности», строка «розн».

… | **19.1.3.** **Средневзвешенная регулируемая цена на мощность на оптовом рынке, определенная в отношении расчетного периода**... – величина оплачиваемого сальдо-перетока мощности за расчетный период m, учтенного в прогнозном балансе на период регулирования и приобретаемого ГП (ЭСО, ЭСК) в отношении ГТП p на розничном рынке, МВт (округляется с точностью до двух знаков после запятой):* столбец «сальдо-переток без потерь ЕНЭС», строка «розн».

… |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ПРОВЕДЕНИЯ КОНКУРЕНТНЫХ ОТБОРОВ МОЩНОСТИ (Приложение № 19.3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент****вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**(изменения выделены цветом) |
| **2.1.3.6** | **…**Величина  рассчитывается СО как среднее из минимальных значений МДП в множестве сечений *S*, характеризующих ограничения передающей сети между ценовыми зонами  и , на основании  часовых значений МДП по сечению *l*, усредненных по всем часам рабочих дней за период *Pr* – с сентября года *Z-4* по август года *Z-1* (при проведении КОМ на 2027 год с сентября года *Z-3* по август года *Z*),где *X* – год, на который проводится КОМ, согласно актуализированной расчетной модели, представленной СО в КО для проведения конкурентного отбора на сутки вперед в указанный период:**…**Величина  рассчитывается КО и передается в СО в соответствии с п. 2.1.3.8 настоящего Регламента. | **…**Величина  рассчитывается СО как среднее из минимальных значений МДП в множестве сечений *S*, характеризующих ограничения передающей сети между ценовыми зонами  и , на основании  часовых значений МДП по сечению *l*, усредненных по всем часам рабочих дней за период *Pr* – с января года *Z-3* по декабрь года *Z-1,*где *X* – год, на который проводится КОМ, согласно актуализированной расчетной модели, представленной СО в КО для проведения конкурентного отбора на сутки вперед в указанный период:**…**Величина  рассчитывается КО и передается в СО в соответствии с п. 2.1.3.7 настоящего Регламента. |
| **2.1.3.7** | КО не позднее 45 (сорока пяти) календарных дней до окончания срока подачи заявок на продажу мощности (но не ранее чем в течение 2 (двух) рабочих дней после дня вступления в силу решения Правительства Российской Федерации, определяющего особенности проведения КОМ в 2024 году и последующие годы) рассчитывает и направляет СО информацию о величине отклонения фактических величин сальдо перетоков энергосистемы Северного Казахстана от плановых ().… | КО не позднее 30 (тридцати) календарных дней до окончания срока подачи заявок на продажу мощности (но не ранее чем в течение 2 (двух) рабочих дней после дня вступления в силу решения Правительства Российской Федерации, определяющего особенности проведения КОМ в 2024 году и последующие годы) рассчитывает и направляет СО информацию о величине отклонения фактических величин сальдо перетоков энергосистемы Северного Казахстана от плановых ().… |
| **3.3.3** | …д) объем поставки мощности генерирующего оборудования, удовлетворяющего требованиям подпункта «а» пункта 3.3.1.2 настоящего Регламента, равный указанному в требовании уполномоченного органа о приостановлении вывода из эксплуатации либо объему установленной мощности, определенному в решении Правительства Российской Федерации об отнесении к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме. Если в требовании уполномоченного органа о приостановлении вывода из эксплуатации или в решении Правительства Российской Федерации об отнесении к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме, указан объем установленной мощности в отношении генерирующего объекта, состоящего из нескольких ЕГО (турбоагрегатов), то объем поставки мощности каждой ЕГО, входящей в состав генерирующего объекта, определяется путем разнесения объема установленной мощности генерирующего объекта пропорционально объему установленной мощности ЕГО (по данным Реестра субъектов оптового рынка в соответствии с Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка (Приложение № 1.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка). Если в требовании уполномоченного органа о приостановлении вывода из эксплуатации или в решении Правительства Российской Федерации об отнесении к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме, объем установленной мощности не указан, то объем поставки мощности такого оборудования принимается равным объему установленной мощности (по данным Реестра субъектов оптового рынка в соответствии с Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка (Приложение № 1.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) такого генерирующего оборудования. | …д) объем поставки мощности генерирующего оборудования, удовлетворяющего требованиям подпункта «а» пункта 3.3.1.2 настоящего Регламента, равный указанному в требовании уполномоченного органа о приостановлении вывода из эксплуатации либо объему установленной мощности, определенному в решении Правительства Российской Федерации об отнесении к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме. Если в требовании уполномоченного органа о приостановлении вывода из эксплуатации или в решении Правительства Российской Федерации об отнесении к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме, указан объем установленной мощности в отношении генерирующего объекта, состоящего из нескольких ЕГО (турбоагрегатов), то объем поставки мощности каждой ЕГО, входящей в состав генерирующего объекта, определяется путем разнесения объема установленной мощности генерирующего объекта пропорционально объему установленной мощности ЕГО (по данным Реестра субъектов оптового рынка в соответствии с Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка (Приложение № 1.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка). Если в требовании уполномоченного органа о приостановлении вывода из эксплуатации или в решении Правительства Российской Федерации об отнесении к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме, объем установленной мощности не указан, то объем поставки мощности такого оборудования принимается равным объему установленной мощности (по данным Реестра субъектов оптового рынка в соответствии с Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка (Приложение № 1.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) такого генерирующего оборудования.е) признак «ЕГО, в отношении которой принято решение уполномоченного органа о согласовании вывода из эксплуатации»: * значение «да» устанавливается для всех ЕГО, которые включены в Перечень генерирующего оборудования, в отношении которого принято решение о приостановлении или о согласовании вывода из эксплуатации, полученный КО в соответствии с пунктом 16.4 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), на момент формирования Реестра генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, и в отношении которых дата, с которой вывод данного генерирующего оборудования согласован (дата, до которой вывод данного оборудования приостановлен), указанная в данном Перечне, наступает ранее 1 января года, на который проводится КОМ и для которого сформирован данный Реестр;
* значение «нет» устанавливается для всех остальных ЕГО.
 |
| **4.7.5** | Системный оператор не позднее 10 (десяти) календарных дней после публикации итогов КОМ направляет Коммерческому оператору информацию об объемах спроса на мощность, публикуемую Системным оператором на официальном сайте СО и сайте КОМ СО перед проведением долгосрочных КОМ в соответствии с п. 2.1 настоящего Регламента. | Системный оператор не позднее 10 (десяти) календарных дней после публикации итогов КОМ направляет Коммерческому оператору информацию об объемах спроса на мощность и ценах в точках спроса на мощность, публикуемую Системным оператором на официальном сайте СО и сайте КОМ СО перед проведением долгосрочных КОМ в соответствии с п. 2.1 настоящего Регламента. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в** **РЕГЛАМЕНТ ПРОВЕДЕНИЯ** **ОТБОРОВ ПРОЕКТОВ МОДЕРНИЗАЦИИ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ (Приложение № 19.3.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент****вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**(изменения выделены цветом) |
| **5.5.2.1** | Величина предельных максимальных капитальных затрат на реализацию каждого мероприятия *i* проекта модернизации *g* из числа указанных в пункте 3.2 настоящего Регламента для оборудования, функционирующего после реализации мероприятий по модернизации, определяется по формуле:*;*– коэффициент, равный: … | Величина предельных максимальных капитальных затрат на реализацию каждого мероприятия *i* проекта модернизации *g* из числа указанных в пункте 3.2 настоящего Регламента для оборудования, функционирующего после реализации мероприятий по модернизации, определяется по формуле:*;*– коэффициент, равный: … |
| **5.5.2.3** | Величина предельных минимальных капитальных затрат на реализацию каждого мероприятия *i* проекта модернизации *g* из числа указанных в пункте 3.2 настоящего Регламента для оборудования, функционирующего после реализации мероприятий по модернизации, определяется по формуле:*;* – коэффициент, равный:… | Величина предельных минимальных капитальных затрат на реализацию каждого мероприятия *i* проекта модернизации *g* из числа указанных в пункте 3.2 настоящего Регламента для оборудования, функционирующего после реализации мероприятий по модернизации, определяется по формуле:*;* – коэффициент, равный:… |
| **5.5.2.3** | Величина предельных максимальных капитальных затрат для проекта реализации мероприятий по модернизации в отношении генерирующего объекта (условной ГТП) g определяется по формуле:где .Для отборов с началом поставки мощности в период с 1 января 2022 года по 31 декабря 2024 года, а также для отбора проектов, в отношении которых в соответствии с подп. «с» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указан признак «да»:.Для отборов, проводимых с 2019 по 2025 годы (включительно) с началом поставки мощности не ранее 1 января 2025 года:; – суммарная установленная мощность генерирующего оборудования проекта *g*, функционирующего после реализации проекта реализации мероприятий по модернизации;, руб./МВт – предельное максимальное удельное значение капитальных затрат на реализацию проекта модернизации, рассчитанное в следующем порядке:* для проектов модернизации генерирующих объектов, в отношении которых в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 в качестве основного вида топлива указан уголь, c суммарной установленной мощностью генерирующего оборудования проекта, функционирующего после реализации проекта реализации мероприятий по модернизации, указанной в подп. «г» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, не более 90 МВт –= 89,526\*106;
* для проектов модернизации генерирующих объектов, в отношении которых в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 в качестве основного вида топлива указан уголь, с суммарной установленной мощностью генерирующего оборудования проекта, функционирующего после реализации проекта реализации мероприятий по модернизации, указанной в подп. «г» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, более 90 МВт и не более 400 МВт, определяемого по формуле – ;
* для проектов модернизации генерирующих объектов, в отношении которых в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 в качестве основного вида топлива указан уголь, с суммарной установленной мощностью генерирующего оборудования проекта, функционирующего после реализации проекта реализации мероприятий по модернизации, указанной в подп. «г» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, более 400 МВт – ;
* для проектов модернизации генерирующих объектов, в отношении которых в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 в качестве основного вида топлива указан газ, с суммарной установленной мощностью генерирующего оборудования проекта, функционирующего после реализации проекта реализации мероприятий по модернизации, указанной в подп. «г» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, не более 90 МВт – ;
* для проектов модернизации генерирующих объектов, в отношении которых в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 в качестве основного вида топлива указан газ, с суммарной установленной мощностью генерирующего оборудования проекта, функционирующего после реализации проекта реализации мероприятий по модернизации, указанной в подп. «г» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, более 90 МВт и не более 300 МВт, определяемого по формуле –;
* для проектов модернизации генерирующих объектов, в отношении которых в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 в качестве основного вида топлива указан газ, с суммарной установленной мощностью проекта генерирующего оборудования проекта, функционирующего после реализации проекта реализации мероприятий по модернизации, указанной в подп. «г» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, более 300 МВт – ;
* для проектов модернизации генерирующих объектов, относящихся к инновационным проектам ПГУ с датами начала поставки мощности в 2027–2029 годах и отбираемых в 2021 году, в отношении которых в соответствии с подп. «с» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указано «да», а также в соответствии с подп. «р» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указан 2 или 3 тип газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования, планируемых к включению в состав проекта модернизации, ;
* для проектов модернизации генерирующих объектов, относящихся к инновационным проектам ПГУ с датами начала поставки мощности в 2027–2029 годах и отбираемых в 2021 году, в отношении которых в соответствии с подп. «с» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указано «да», а также в соответствии с подп. «р» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указан 1 тип газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования, планируемых к включению в состав проекта модернизации, .
 | Величина предельных максимальных капитальных затрат для проекта реализации мероприятий по модернизации в отношении генерирующего объекта (условной ГТП) g определяется по формуле:где .Для отборов с началом поставки мощности в период с 1 января 2022 года по 31 декабря 2024 года, а также для отбора проектов, в отношении которых в соответствии с подп. «с» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указан признак «да»:.Для отборов, проводимых с 2019 по 2025 годы (включительно) с началом поставки мощности не ранее 1 января 2025 года:; – суммарная установленная мощность генерирующего оборудования проекта *g*, функционирующего после реализации проекта реализации мероприятий по модернизации;, руб./МВт – предельное максимальное удельное значение капитальных затрат на реализацию проекта модернизации, рассчитанное в следующем порядке:* для проектов модернизации генерирующих объектов, в отношении которых в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 в качестве основного вида топлива указан уголь, c суммарной установленной мощностью генерирующего оборудования проекта, функционирующего после реализации проекта реализации мероприятий по модернизации, указанной в подп. «г» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, не более 90 МВт –= 89,526\*106;
* для проектов модернизации генерирующих объектов, в отношении которых в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 в качестве основного вида топлива указан уголь, с суммарной установленной мощностью генерирующего оборудования проекта, функционирующего после реализации проекта реализации мероприятий по модернизации, указанной в подп. «г» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, более 90 МВт и не более 400 МВт, определяемого по формуле –;
* для проектов модернизации генерирующих объектов, в отношении которых в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 в качестве основного вида топлива указан уголь, с суммарной установленной мощностью генерирующего оборудования проекта, функционирующего после реализации проекта реализации мероприятий по модернизации, указанной в подп. «г» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, более 400 МВт – ;
* для проектов модернизации генерирующих объектов, в отношении которых в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 в качестве основного вида топлива указан газ, с суммарной установленной мощностью генерирующего оборудования проекта, функционирующего после реализации проекта реализации мероприятий по модернизации, указанной в подп. «г» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, не более 90 МВт – ;
* для проектов модернизации генерирующих объектов, в отношении которых в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 в качестве основного вида топлива указан газ, с суммарной установленной мощностью генерирующего оборудования проекта, функционирующего после реализации проекта реализации мероприятий по модернизации, указанной в подп. «г» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, более 90 МВт и не более 300 МВт, определяемого по формуле –;
* для проектов модернизации генерирующих объектов, в отношении которых в соответствии с подп. «в» п. 5.3.2.5 в качестве основного вида топлива указан газ, с суммарной установленной мощностью проекта генерирующего оборудования проекта, функционирующего после реализации проекта реализации мероприятий по модернизации, указанной в подп. «г» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента, более 300 МВт – ;
* для проектов модернизации генерирующих объектов, относящихся к инновационным проектам ПГУ с датами начала поставки мощности в 2027–2029 годах и отбираемых в 2021 году, в отношении которых в соответствии с подп. «с» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указано «да», а также в соответствии с подп. «р» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указан 2 или 3 тип газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования, планируемых к включению в состав проекта модернизации, ;
* для проектов модернизации генерирующих объектов, относящихся к инновационным проектам ПГУ с датами начала поставки мощности в 2027–2029 годах и отбираемых в 2021 году, в отношении которых в соответствии с подп. «с» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указано «да», а также в соответствии с подп. «р» п. 5.3.2.5 настоящего Регламента указан 1 тип газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования, планируемых к включению в состав проекта модернизации, .
 |
| **5.5.2.4** | Величина предельных минимальных капитальных затрат для проекта реализации мероприятий по модернизации определяется:. | Величина предельных минимальных капитальных затрат для проекта реализации мероприятий по модернизации определяется:. |

**Действующая редакция**

**Приложение 1**

*к Регламенту проведения отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций*

**Форма 1**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Данные заявки** |  |  |

…

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Параметры | заявка | январь | февраль | март | апрель | май | июнь | июль | август | сентябрь | октябрь | ноябрь | декабрь |
| **Генерирующий объект (условная ГТП генерации)** |
| Вид топлива | газ |  |
| уголь |  |
| Установленная мощность генерирующего объекта после реализации мероприятий по модернизации, МВт |  |  |
| Изменение установленной мощности генерирующего объекта после реализации мероприятий по модернизации, МВт |  |  |
| Снижение установленной мощности в течение периода реализации мероприятий по модернизации (помесячно), МВт | 1-й год |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 2-й год |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 3-й год |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 4-й год |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Тип проекта реализации мероприятий по модернизации  | 1. Модернизация котельного оборудования |  |
| 2. Модернизация турбинного оборудования |  |
| 3. Сопутствующие мероприятия (поле может быть заполнено только при заполнении одного или нескольких полей в разделе 1 и (или) 2) |  |
| Признак включения в состав проекта модернизации образцов инновационного энергетического оборудования, определенных решением Правительства Российской Федерации |  |
| Признак соответствия требованию локализации |  |
| Планируемая дата начала реализации мероприятий по модернизации (ДД.ММ.ГГГГ) |  |  |
| Планируемая дата начала поставки мощности после окончания реализации мероприятий по модернизации (ДД.ММ.ГГГГ) | Признак согласия изменения даты начала поставки мощности |  |  |
| Количество месяцев реализации мероприятий по модернизации |  |  |
| Средняя за зимние месяцы из предшествующих 24 месяцев величина суммарного технического минимума всех ЕГО электростанции, включенных по результатам ВСВГО по требованию участника (МВт) |  |  |
| Признак поставки мощности по ДПМ |  |  |
| Тип газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования, планируемых к включению в состав проекта модернизации (1, 2 или 3) |  |  |
| Признак участия в отборе проектов модернизации, предусматривающих установку газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования |  |  |

…

**Предлагаемая редакция**

**Приложение 1**

*к Регламенту проведения отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций*

**Форма 1**

**…**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Параметры | заявка | январь | февраль | март | апрель | май | июнь | июль | август | сентябрь | октябрь | ноябрь | декабрь |
| **Генерирующий объект (условная ГТП генерации)** |
| Вид топлива | газ |  |
| уголь |  |
| Установленная мощность генерирующего объекта после реализации мероприятий по модернизации, МВт |  |  |
| Изменение установленной мощности генерирующего объекта после реализации мероприятий по модернизации, МВт |  |  |
| Снижение установленной мощности в течение периода реализации мероприятий по модернизации (помесячно), МВт | 1-й год |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 2-й год |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 3-й год |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 4-й год |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Тип проекта реализации мероприятий по модернизации  | 1. Модернизация котельного оборудования |  |
| 2. Модернизация турбинного оборудования |  |
| 3. Сопутствующие мероприятия (поле может быть заполнено только при заполнении одного или нескольких полей в разделе 1 и (или) 2) |  |
| Признак соответствия требованию локализации |  |
| Планируемая дата начала реализации мероприятий по модернизации (ДД.ММ.ГГГГ) |  |  |
| Планируемая дата начала поставки мощности после окончания реализации мероприятий по модернизации (ДД.ММ.ГГГГ) | Признак согласия изменения даты начала поставки мощности |  |  |
| Количество месяцев реализации мероприятий по модернизации |  |  |
| Средняя за зимние месяцы из предшествующих 24 месяцев величина суммарного технического минимума всех ЕГО электростанции, включенных по результатам ВСВГО по требованию участника (МВт) |  |  |
| Признак поставки мощности по ДПМ |  |  |
| Тип газовых турбин, планируемых к включению в состав проекта модернизации (1, 2 или 3) |  |  |
| Признак участия в дополнительном отборе проектов модернизации, предусматривающих установку газовых турбин |  |  |

…

**Предложения по изменениям и дополнениям в Регламент определения параметров, необходимых для расчета цены по договорам о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии (Приложение № 19.4 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№** **пункта** | **Редакция, действующая на момент****вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**(изменения выделены цветом) |
| **2.1.6** | Если в отношении какого-либо объекта генерации g Уведомление, представленное участником оптового рынка на год i, содержало значение ставки налога на прибыль организаций, подлежащего зачислению в бюджет субъекта Российской Федерации, превышающее величину, указанную в документах, представленных участником оптового рынка в соответствии с подпунктом 2.1.4 настоящего Регламента, то разница между соответствующими налоговыми ставками учитывается при определении налоговой ставки, применяемой при расчете цены мощности данного объекта генерации g в году i+2, в следующем порядке: ,где  – ставка налога на прибыль организаций, применяемая при расчете цены мощности объекта генерации g в году i+2; – значение ставки налога на прибыль организаций, указанной в Уведомлении, представленном участником оптового рынка в отношении объекта генерации g на год i; – ставка налога на прибыль организаций, по которой исчисляется налог на прибыль организаций в бюджет субъекта РФ, на территории которого расположен объект генерации g, указанная в Уведомлении, представленном участником оптового рынка, в отношении объекта генерации g на год i+2; – ставка налога на прибыль организаций, по которой исчислялся налог на прибыль организаций в отношении объекта генерации g за отчетный период – год i, в бюджет субъекта РФ, на территории которого расположен указанный объект генерации, согласно представленным участником оптового рынкадокументам, предусмотренным подпунктом 2.1.4 настоящего Регламента; – величина, равная 2 (3 в 2017–2024 годах).При этом если в представленных участником оптового рынкадокументах указано несколько значений ставок налога на прибыль организаций, по которым в течение одного налогового периода – года i – исчислялся налог на прибыль организаций в отношении объекта генерации g в бюджет субъекта РФ, на территории которого расположен указанный объект генерации, то величина  определяется (в процентах с точностью до 6 (шести) знаков после запятой) по формуле:,где  – ставка налога на прибыль организаций, по которой исчислялся налог на прибыль организаций в отношении объекта генерации g за отчетный период  в бюджет субъекта РФ, на территории которого расположен указанный объект генерации, указанная в представленных участником оптового рынка документах, при этом продолжительность периода  исчисляется в днях, а  – число дней в году i.В случае отсутствия у участника оптового рынка обособленных подразделений (филиалов) в субъекте РФ, на территории которого расположен объект генерации g, величина  рассчитывается следующим образом:, – ставка налога на прибыль организаций, по которой участник оптового рынка – продавец мощности по ДПМ ВИЭ в году i (его правопреемник в части обязательств по уплате налогов) исчислил налог на прибыль организаций в бюджет субъекта РФ, в котором продавец мощности поставлен на учет в налоговом органе по месту своего нахождения; – ставка налога на прибыль организаций, применяемая для исчисления суммы налога на прибыль организаций, подлежащей зачислению в бюджет субъекта Российской Федерации, на территории которого расположен объект ДПМ ВИЭ, определяемая следующим образом:,где  – ставка налога на прибыль организаций, установленная Налоговым кодексом Российской Федерации и применяемая для исчисления суммы налога на прибыль организаций, подлежащей зачислению в бюджет субъекта Российской Федерации, на территории которого расположен объект ДПМ ВИЭ, равная 18 % (17 % в 2017–2024 годах); – расчетная ставка налога на прибыль организаций в субъекте РФ, на территории которого расположен объект ДПМ ВИЭ, определяемая по следующей формуле:,где – ставки налога на прибыль организаций, представленные участниками оптового рынка в письме из налогового органа в соответствии с подпунктом 2.1.4 настоящего Регламента в отношении объектов генерации k, где , по которым исчислялся налог на прибыль организаций за отчетный период – год i в бюджет субъекта РФ S, на территории которого расположен объект генерации g.В случае отсутствия таких писем из налогового органа  (17 % в 2017–2024 годах). |  Если в отношении какого-либо объекта генерации g Уведомление, представленное участником оптового рынка на год i, содержало значение ставки налога на прибыль организаций, подлежащего зачислению в бюджет субъекта Российской Федерации, превышающее величину, указанную в документах, представленных участником оптового рынка в соответствии с подпунктом 2.1.4 настоящего Регламента, то разница между соответствующими налоговыми ставками учитывается при определении налоговой ставки, применяемой при расчете цены мощности данного объекта генерации g в году i+2, в следующем порядке: где  – ставка налога на прибыль организаций, применяемая при расчете цены мощности объекта генерации g в году i+2; – значение ставки налога на прибыль организаций, указанной в Уведомлении, представленном участником оптового рынка в отношении объекта генерации g на год i; – ставка налога на прибыль организаций, по которой исчисляется налог на прибыль организаций в бюджет субъекта РФ, на территории которого расположен объект генерации g, указанная в Уведомлении, представленном участником оптового рынка, в отношении объекта генерации g на год i+2; – ставка налога на прибыль организаций, по которой исчислялся налог на прибыль организаций в отношении объекта генерации g за отчетный период – год i, в бюджет субъекта РФ, на территории которого расположен указанный объект генерации, согласно представленным участником оптового рынкадокументам, предусмотренным подпунктом 2.1.4 настоящего Регламента; – величина, определяемая для года *i*+2, равная 7 (3 в 2017–2024 годах, 8 в 2025–2030 годах).При этом если в представленных участником оптового рынкадокументах указано несколько значений ставок налога на прибыль организаций, по которым в течение одного налогового периода – года i – исчислялся налог на прибыль организаций в отношении объекта генерации g в бюджет субъекта РФ, на территории которого расположен указанный объект генерации, то величина  определяется (в процентах с точностью до 6 (шести) знаков после запятой) по формуле:,где  – ставка налога на прибыль организаций, по которой исчислялся налог на прибыль организаций в отношении объекта генерации g за отчетный период  в бюджет субъекта РФ, на территории которого расположен указанный объект генерации, указанная в представленных участником оптового рынка документах, при этом продолжительность периода  исчисляется в днях, а  – число дней в году i.В случае отсутствия у участника оптового рынка обособленных подразделений (филиалов) в субъекте РФ, на территории которого расположен объект генерации g, величина  рассчитывается следующим образом:, – ставка налога на прибыль организаций, по которой участник оптового рынка – продавец мощности по ДПМ ВИЭ в году i (его правопреемник в части обязательств по уплате налогов) исчислил налог на прибыль организаций в бюджет субъекта РФ, в котором продавец мощности поставлен на учет в налоговом органе по месту своего нахождения; – ставка налога на прибыль организаций, применяемая для исчисления суммы налога на прибыль организаций, подлежащей зачислению в бюджет субъекта Российской Федерации, на территории которого расположен объект ДПМ ВИЭ, определяемая следующим образом:,где  – ставка налога на прибыль организаций, установленная Налоговым кодексом Российской Федерации и применяемая для исчисления суммы налога на прибыль организаций, подлежащей зачислению в бюджет субъекта Российской Федерации, на территории которого расположен объект ДПМ ВИЭ, равная 18 % (17 % в 2017–2030 годах); – расчетная ставка налога на прибыль организаций в субъекте РФ, на территории которого расположен объект ДПМ ВИЭ, определяемая по следующей формуле:,где – ставки налога на прибыль организаций, представленные участниками оптового рынка в письме из налогового органа в соответствии с подпунктом 2.1.4 настоящего Регламента в отношении объектов генерации k, где , по которым исчислялся налог на прибыль организаций за отчетный период – год i в бюджет субъекта РФ S, на территории которого расположен объект генерации g.В случае отсутствия таких писем из налогового органа  (17 % в 2017–2030 годах). |

**Приложение № 6.4.4**

|  |
| --- |
| **Обоснование**:проектом постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», содержащего изменения в части совершенствования модели проведения отбора модернизации генерирующего оборудования тепловых электрических станций (далее – Проект), предусмотрено уточнение процедуры проведения отбора проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электрических станций. В дополнение к ранее принятым Наблюдательным советом Ассоциации «НП Совет рынка» изменениям в регламенты оптового рынка предлагается уточнить перечень территорий, по которым определяется допустимый объем снижения мощности в период реализации мероприятий по модернизации в части:- дополнения данного перечня всеми тепловыми электростанциями, функционирующими на данных территориях (вне зависимости от наличия паровых или газовых турбин), так как данный перечень учитывается при формировании Реестра ЭВР в соответствии с Регламентом актуализации расчетной модели (Приложение № 3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);- приведения наименований электростанций в перечне в соответствие с оформленными Актами о согласовании групп точек поставки и привязки к узлам расчетной модели.Дата вступления в силу: с даты вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», содержащего изменения в части совершенствования модели проведения отбора модернизации генерирующего оборудования тепловых электрических станций, но не ранее 1 января 2025 года. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ПРОВЕДЕНИЯ ОТБОРОВ ПРОЕКТОВ МОДЕРНИЗАЦИИ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ (Приложение № 19.3.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

**Редакция с учетом изменений, принятых решением Наблюдательного совета Ассоциации «НП Совет рынка» 24.09.2024 (вопрос I.3)**

* Приложение 8

*к Регламенту проведения отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций*

**Перечень территорий, по которым определяются значения максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации при проведении отбора проектов модернизации на 2028 год**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Признак отнесения территории к ТТНГ | Территория (ОЭС, энергосистема или энергорайон) | Перечень тепловых электростанций участников оптового рынка электрической энергии и мощности \* |
| 1 |  | ОЭС Северо-Запада | Все ТЭС, расположенные в ОЭС |
| 1.1 |  | Центральная часть ОЭС Северо-Запада (энергосистемы Мурманской области, Республики Карелия, Санкт-Петербурга и Ленинградской области, Новгородской области, Псковской области) |
|  |  |  | Апатитская ТЭЦ |
|  |  |  | Новгородская ТЭЦ |
|  |  |  | Псковская ГРЭС |
|  |  |  | Правобережная ТЭЦ-5 |
|  |  |  | Первомайская ТЭЦ-14 |
|  |  |  | Василеостровская ТЭЦ (ТЭЦ-7) |
|  |  |  | Автовская ТЭЦ (ТЭЦ-15) |
|  |  |  | Выборгская ТЭЦ (ТЭЦ-17) |
|  |  |  | Северная ТЭЦ (ТЭЦ-21) |
|  |  |  | Южная ТЭЦ (ТЭЦ-22) |
|  |  |  | Киришская ГРЭС |
|  |  |  | Северо-Западная ТЭЦ |
|  |  |  | Юго-Западная ТЭЦ |
|  |  |  | ТЭЦ ПГУ «ГСР Энерго» |
|  |  |  | Петрозаводская ТЭЦ |
|  |  |  | ЭС-1 Центральной ТЭЦ |
| 1.1.1 |  | Энергорайон северной части энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области ограниченный частичным контролируемым сечением «Невское» и двумя ВЛ 330 кВ Киришская ГРЭС – Восточная 1 и 2 цепь (а также шунтирующими связями 110 кВ) |
|  |  |  | Правобережная ТЭЦ-5 |
|  |  |  | Выборгская ТЭЦ (ТЭЦ-17) |
|  |  |  | Северная ТЭЦ (ТЭЦ-21) |
|  |  |  | Северо-Западная ТЭЦ |
|  |  |  | ТЭЦ ПГУ «ГСР Энерго» |
| 1.1.2 |  | Энергорайон г. Петрозаводск, ограниченный сечением «Дефицит энергорайона г. Петрозаводск» |
|  |  |  | Петрозаводская ТЭЦ |
| 2 |  | ОЭС Центра | Все ТЭС, расположенные в ОЭС |
| 2.1 |  | Московский энергорайон |
|  |  |  | ТЭС «Международная» |
|  |  |  | ТЭЦ-11 «Мосэнерго» |
|  |  |  | ТЭЦ-12 |
|  |  |  | ТЭЦ-16 ПАО «Мосэнерго» |
|  |  |  | ТЭЦ-17 «Мосэнерго» |
|  |  |  | ТЭЦ-20 |
|  |  |  | ТЭЦ-21 «Мосэнерго» |
|  |  |  | ТЭЦ-22 ПАО «Мосэнерго» |
|  |  |  | ТЭЦ-23 |
|  |  |  | ТЭЦ-25 |
|  |  |  | ТЭЦ-26 |
|  |  |  | ТЭЦ-27 «Мосэнерго» |
|  |  |  | ТЭЦ-30 |
|  |  |  | ТЭЦ-8 |
|  |  |  | ТЭЦ-9 |
|  |  |  | ГЭС-1 им. Смидовича «Мосэнерго» |
|  |  |  | Шатурская ГРЭС |
| 2.2 |  | Энергорайон южной части ОЭС Центра (Белгородская ЭС, Курская ЭС, Орловская ЭС) |
|  |  |  | Белгородская ТЭЦ |
|  |  |  | ГТУ ТЭЦ «Луч» |
|  |  |  | Курская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Котельная Северо-Западного района г. Курск ПГУ |
|  |  |  | Орловская ТЭЦ |
|  |  |  | Ливенская ТЭЦ |
| 2.2.1 |  | Юго-Западный энергорайон энергосистемы Белгородской области |
|  |  |  | Белгородская ТЭЦ |
|  |  |  | ГТУ ТЭЦ «Луч» |
| 3 |  | ОЭС Юга | Все ТЭС, расположенные в ОЭС |
| 3.1.1.1.1.1 | да | ОЭС-Крым |
|  |  |  | Симферопольская ТЭЦ |
|  |  |  | Камыш-Бурунская ТЭЦ |
| 3.1.1.1.1 | да | Юго-Запад |
|  |  |  | Симферопольская ТЭЦ |
|  |  |  | Камыш-Бурунская ТЭЦ |
| 3.1.1.1 | да | ОЭС-Кубань |
|  |  |  | Краснодарская ТЭЦ |
|  |  |  | Сочинская ТЭС |
|  |  |  | Симферопольская ТЭЦ |
|  |  |  | Камыш-Бурунская ТЭЦ |
| 3.1.1 | да | Юг |  |
|  |  |  | Ставропольская ГРЭС |
|  |  |  | Невинномысская ГРЭС |
|  |  |  | Краснодарская ТЭЦ |
|  |  |  | Сочинская ТЭС |
|  |  |  | Симферопольская ТЭЦ |
|  |  |  | Камыш-Бурунская ТЭЦ |
| 3.1 | да | Волгоград-Ростов |  |
|  |  |  | Ставропольская ГРЭС |
|  |  |  | Невинномысская ГРЭС |
|  |  |  | Краснодарская ТЭЦ |
|  |  |  | Сочинская ТЭС |
|  |  |  | Симферопольская ТЭЦ |
|  |  |  | Камыш-Бурунская ТЭЦ |
|  |  |  | Ростовская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Волгодонская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Шахтинская ГТЭС |
|  |  |  | Новочеркасская ГРЭС |
| 3.2 |  | Волгоград-Астрахань |  |
|  |  |  | Астраханская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Астраханская ГРЭС |
| 3.3 |  | ЛЭС (г. Волжский) |  |
|  |  |  | Волжская ТЭЦ |
|  |  |  | Волжская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Камышинская ТЭЦ |
| 4 |  | ОЭС Средней Волги | Все ТЭС, расположенные в ОЭС |
| 4.1 |  | Северный энергорайон |  |
|  |  |  | Чебоксарская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Новочебоксарская ТЭЦ-3 |
|  |  |  | Йошкар-Олинская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Казанская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Казанская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Казанская ТЭЦ-3 |
| 4.1.1 |  | Казанский энергорайон |
|  |  |  | Казанская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Казанская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Казанская ТЭЦ-3 |
| 4.2 |  | Нижнекамский энергорайон |
|  |  |  | Нижнекамская ТЭЦ ПТК-1 |
|  |  |  | Нижнекамская ТЭЦ ПТК-2 |
|  |  |  | Набережночелнинская ТЭЦ |
| 4.3 |  | Энергорайон, ограниченный сечением № 1 МЭС |
|  |  |  | Саранская ТЭЦ-2 |
| 4.4 |  | Энергорайон, ограниченный сечением № 1 НЭС |
|  |  |  | Новогорьковская ТЭЦ |
|  |  |  | Дзержинская ТЭЦ |
|  |  |  | Сормовская ТЭЦ |
|  |  |  | Автозаводская ТЭЦ |
| 4.5 |  | Энергорайон, ограниченный сечением № 2 ЧЭС |
|  |  |  | Чебоксарская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Новочебоксарская ТЭЦ-3 |
| 4.6 |  | Энергорайон, ограниченный сечением № 1 ЭС Самарской области |
|  |  |  | Новокуйбышевская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Самарская ТЭЦ |
|  |  |  | Новокуйбышевская ТЭЦ-1 |
| 4.6.1 |  | Энергорайон, ограниченный сечением «Заречное» |
|  |  |  | Сормовская ТЭЦ |
|  |  |  | Автозаводская ТЭЦ |
| 4.7 |  | Энергорайон, ограниченный сечением Тольятти |
|  |  |  | Тольяттинская ТЭЦ |
|  |  |  | ТЭЦ Волжского автозавода |
| 5 |  | ОЭС Урала | Все ТЭС, расположенные в ОЭС |
| 5.1 |  | группа КС «КС ЛАПНУ 1» (Оренбургская э/с) |
|  |  |  | Сакмарская ТЭЦ |
|  |  |  | Каргалинская ТЭЦ |
| 5.2 |  | группа КС «Сечение АПНУ ПС 500 кВ Вятка» (Кировская э/с) |
|  |  |  | Кировская ТЭЦ-3 |
|  |  |  | Кировская ТЭЦ-4 |
|  |  |  | Кировская ТЭЦ-5 |
| 5.3 |  | КС «КС 3» (Пермская э/с) |
|  |  |  | Яйвинская ГРЭС |
|  |  |  | Березниковская ТЭЦ-2 |
| 5.4 |  | КС «Сечение 35» (Тюменская э/с, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов) |
|  |  |  | Тюменская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Тюменская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Тобольская ТЭЦ |
|  |  |  | Сургутская ГРЭС-1 |
|  |  |  | Сургутская ГРЭС-2 |
|  |  |  | Уренгойская ГРЭС |
|  |  |  | Нижневартовская ГРЭС |
|  |  |  | Ноябрьская ПГЭ |
|  |  |  | Няганская ГРЭС |
| 5.5 |  | КС «ЯНАО» (э/с Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов) |
|  |  |  | Уренгойская ГРЭС |
|  |  |  | Ноябрьская ПГЭ |
|  |  |  | ПЭС «Уренгой» |
|  |  |  | ГТЭС «Обдорск» |
|  |  |  | ТЭС «Салехард» |
| 5.6 |  | КС «Северный энергорайон» (э/с Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов) |
|  |  |  | Уренгойская ГРЭС |
|  |  |  | ПЭС «Уренгой» |
|  |  |  | ГТЭС «Обдорск» |
|  |  |  | ТЭС «Салехард» |
| 5.7 |  | КС «Баланс ТюЭР, ЮЭР, ИЭР» (э/с Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов) |
|  |  |  | Тюменская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Тюменская ТЭЦ-2 |
| 5.8 |  | КС «Тобольский энергорайон» (э/с Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов) |
|  |  |  | Тобольская ТЭЦ |
| 6 |  | ОЭС Сибири | Все ТЭС, расположенные в ОЭС |
| 6.1 |  | ОЭС Сибири без Омской ЭС и Рубцовского энергоузла (за КС Казахстан - Сибирь 1) |
|  |  |  | Березовская ГРЭС |
|  |  |  | Красноярская ГРЭС-2 |
|  |  |  | Красноярская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Красноярская ТЭЦ- 2 |
|  |  |  | Минусинская ТЭЦ |
|  |  |  | Назаровская ГРЭС |
|  |  |  | Томь-Усинская ГРЭС |
|  |  |  | Беловская ГРЭС |
|  |  |  | Кемеровская ТЭЦ |
|  |  |  | Ново-Кемеровская ТЭЦ |
|  |  |  | Кузнецкая ТЭЦ |
|  |  |  | Кемеровская ГРЭС |
|  |  |  | Южно-Кузбасская ГРЭС |
|  |  |  | Абаканская ТЭЦ |
|  |  |  | Иркутская ТЭЦ-6 |
|  |  |  | Иркутская ТЭЦ-9 |
|  |  |  | Иркутская ТЭЦ-10 |
|  |  |  | Иркутская ТЭЦ-11 |
|  |  |  | Ново-Иркутская ТЭЦ |
|  |  |  | Усть-Илимская ТЭЦ |
|  |  |  | Ново-Зиминская ТЭЦ |
|  |  |  | Улан-Удэнская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Гусиноозерская ГРЭС |
|  |  |  | Харанорская ГРЭС |
|  |  |  | Читинская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | ТЭЦ ППГХО |
|  |  |  | Томская ГРЭС-2 |
|  |  |  | Томская ТЭЦ-3 |
|  |  |  | ТЭЦ СХК |
|  |  |  | Новосибирская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Новосибирская ТЭЦ-3 |
|  |  |  | Новосибирская ТЭЦ-4 |
|  |  |  | Новосибирская ТЭЦ-5 |
|  |  |  | Барабинская ТЭЦ |
|  |  |  | Барнаульская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Барнаульская ТЭЦ-3 |
|  |  |  | Бийская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | ТЭЦ АКХЗ |
| 6.1.1 | да | Восточная часть ОЭС Сибири (за КС Братск-Иркутск) |
|  |  |  | Иркутская ТЭЦ-9 |
|  |  |  | Иркутская ТЭЦ-10 |
|  |  |  | Иркутская ТЭЦ-11 |
|  |  |  | Ново-Иркутская ТЭЦ |
|  |  |  | Ново-Зиминская ТЭЦ |
|  |  |  | Улан-Удэнская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Гусиноозерская ГРЭС |
|  |  |  | Харанорская ГРЭС |
|  |  |  | Читинская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | ТЭЦ ППГХО |
| 6.1.2 |  | Энергорайон Правобережный-2 (Красноярская ЭС) |
|  |  |  | Красноярская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Красноярская ТЭЦ-2 |
| 6.1.3 |  | Энергорайон Ачинский (Красноярская ЭС) |
|  |  |  | Назаровская ГРЭС (Блок1 и Блок 3) |
| 6.1.4 |  | Энергорайон "Южный" Томской ЭС |
|  |  |  | Томская ГРЭС-2 |
|  |  |  | Томская ТЭЦ-3 |
|  |  |  | ТЭЦ СХК |
| 6.1.5 |  | Прием в Новосибирский узел (Новосибирская ЭС) |
|  |  |  | Новосибирская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Новосибирская ТЭЦ-3 |
|  |  |  | Новосибирская ТЭЦ-4 |
|  |  |  | Новосибирская ТЭЦ-5 |
|  |  |  | Барабинская ТЭЦ |
| 6.1.6 |  | ББУ-1 (Алтайская ЭС) |
|  |  |  | Барнаульская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Барнаульская ТЭЦ-3 |
|  |  |  | Бийская ТЭЦ-1 |
| 6.1.6.1 |  | ББУ-3 (Алтайская ЭС) |
|  |  |  | Бийская ТЭЦ-1 |
| 6.1.7 |  | Абакано-Черногорский энергорайон Хакасской ЭС |
|  |  |  | Абаканская ТЭЦ |
| 6.2 |  | Омская ЭС |  |
|  |  |  | Омская ТЭЦ-3 |
|  |  |  | Омская ТЭЦ-4 |
|  |  |  | Омская ТЭЦ-5 |

\* Указан перечень ТЭС с паровыми турбинами участников ОРЭМ, функционирующих на территории ценовых зон, по состоянию на 1 января 2024 года, без учета ТЭС, мощность которых полностью поставляется по ДПМ, договорам купли-продажи (поставки) мощности по результатам КОМ НГО или строительство которых осуществлено в соответствии со специальными решениями Правительства РФ.

**Предлагаемая редакция**

Приложение 8

*к Регламенту проведения отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций*

**Перечень территорий, по которым определяются значения максимального совокупного снижения установленной мощности генерирующих объектов, в отношении которых могут одновременно реализовываться мероприятия по модернизации при проведении отбора проектов модернизации на 2029 год**

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Признак отнесения территории к ТТНГ | Территория (ОЭС, энергосистема или энергорайон) | Перечень тепловых электростанций участников оптового рынка электрической энергии и мощности \* |
| 1 |  | ОЭС Северо-Запада | Все ТЭС, расположенные в ОЭС |
| 1.1 |  | Центральная часть ОЭС Северо-Запада (энергосистемы Мурманской области, Республики Карелия, Санкт-Петербурга и Ленинградской области, Новгородской области, Псковской области) |
|  |  |  | Апатитская ТЭЦ |
|  |  |  | Новгородская ТЭЦ |
|  |  |  | Псковская ГРЭС |
|  |  |  | Правобережная ТЭЦ (ТЭЦ-5) |
|  |  |  | Первомайская ТЭЦ (ТЭЦ-14) |
|  |  |  | Василеостровская ТЭЦ (ТЭЦ-7) |
|  |  |  | Автовская ТЭЦ (ТЭЦ-15) |
|  |  |  | Выборгская ТЭЦ (ТЭЦ-17) |
|  |  |  | Северная ТЭЦ (ТЭЦ-21) |
|  |  |  | Южная ТЭЦ (ТЭЦ-22) |
|  |  |  | Киришская ГРЭС |
|  |  |  | Северо-Западная ТЭЦ |
|  |  |  | Юго-Западная ТЭЦ |
|  |  |  | ТЭЦ ПГУ ГСР Энерго |
|  |  |  | Петрозаводская ТЭЦ |
|  |  |  | ГТУ-ТЭЦ ЭС-1 Центральной ТЭЦ |
| 1.1.1 |  | Энергорайон северной части энергосистемы Санкт-Петербурга и Ленинградской области ограниченный частичным контролируемым сечением «Невское» и двумя ВЛ 330 кВ Киришская ГРЭС – Восточная 1 и 2 цепь (а также шунтирующими связями 110 кВ) |
|  |  |  | Правобережная ТЭЦ (ТЭЦ-5) |
|  |  |  | Выборгская ТЭЦ (ТЭЦ-17) |
|  |  |  | Северная ТЭЦ (ТЭЦ-21) |
|  |  |  | Северо-Западная ТЭЦ |
|  |  |  | ТЭЦ ПГУ ГСР Энерго |
| 1.1.2 |  | Энергорайон г. Петрозаводск, ограниченный сечением «Дефицит энергорайона г. Петрозаводск» |
|  |  |  | Петрозаводская ТЭЦ |
| 1.2 |  | Архангельский и Плесецкий энергорайоны энергосистемы Архангельской области, ограниченные сечением «Коноша-Няндома» |
|  |  |  | Архангельская ТЭЦ  |
|  |  |  | Северодвинская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Северодвинская ТЭЦ-2 |
| 1.3 |  | Энергосистема Республики Коми и Котласский энергорайон энергосистемы Архангельской области, ограниченные сечением «Коноша-Вельск» |
|  |  |  | Воркутинская ТЭЦ-2  |
|  |  |  | Сосногорская ТЭЦ |
|  |  |  | Печорская ГРЭС |
|  |  |  | Вельская ГТ-ТЭЦ |
| 1.3.1 |  | Интинский и Воркутинский энергорайоны энергосистемы Республики Коми, ограниченные сечением "Печорская ГРЭС- Инта" |
|  |  |  | Воркутинская ТЭЦ-2 |
| 2 |  | ОЭС Центра | Все ТЭС, расположенные в ОЭС |
| 2.1 | да | Московский энергорайон |
|  |  |  | ТЭС «Международная» |
|  |  |  | ТЭЦ-11 «Мосэнерго» |
|  |  |  | ТЭЦ-12 |
|  |  |  | ТЭЦ-16 |
|  |  |  | ТЭЦ-17 «Мосэнерго» |
|  |  |  | ТЭЦ-20 |
|  |  |  | ТЭЦ-21 Мосэнерго |
|  |  |  | ТЭЦ-22 ПАО «Мосэнерго» |
|  |  |  | ТЭЦ-23 |
|  |  |  | ТЭЦ-25 |
|  |  |  | ТЭЦ-26 |
|  |  |  | ТЭЦ-27 «Мосэнерго» |
|  |  |  | ТЭЦ-30 |
|  |  |  | ТЭЦ-8 |
|  |  |  | ТЭЦ-9 |
|  |  |  | ГЭС-1 им. Смидовича «Мосэнерго» |
|  |  |  | Шатурская ГРЭС |
| 2.2 |  | Энергорайон южной части ОЭС Центра (Белгородская ЭС, Курская ЭС, Орловская ЭС) |
|  |  |  | Белгородская ТЭЦ |
|  |  |  | ГТУ ТЭЦ «Луч» |
|  |  |  | Курская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Котельная Северо-Западного района г. Курск ПГУ |
|  |  |  | Орловская ТЭЦ |
|  |  |  | Ливенская ТЭЦ |
| 2.2.1 |  | Юго-Западный энергорайон энергосистемы Белгородской области |
|  |  |  | Белгородская ТЭЦ |
|  |  |  | ГТУ ТЭЦ «Луч» |
| 3 |  | ОЭС Юга | Все ТЭС, расположенные в ОЭС |
| 3.1.1.1.1.1 | да | ОЭС-Крым |
|  |  |  | Симферопольская ТЭЦ |
|  |  |  | Камыш-Бурунская ТЭЦ |
|  |  |  | Сакская ПГУ 120 |
|  |  |  | Симферопольская ТЭЦ |
|  |  |  | Симферопольская МГТЭС |
|  |  |  | Севастопольская МГТЭС |
|  |  |  | Западно-Крымская МГТЭС |
|  |  |  | Севастопольская ПГУ-ТЭС |
|  |  |  | Симферопольская ПГУ-ТЭС |
| 3.1.1.1.1 | да | Юго-Запад |
|  |  |  | Симферопольская ТЭЦ |
|  |  |  | Камыш-Бурунская ТЭЦ |
|  |  |  | Сакская ПГУ 120 |
|  |  |  | Симферопольская ТЭЦ |
|  |  |  | Симферопольская МГТЭС |
|  |  |  | Севастопольская МГТЭС |
|  |  |  | Западно-Крымская МГТЭС |
|  |  |  | Севастопольская ПГУ-ТЭС |
|  |  |  | Симферопольская ПГУ-ТЭС |
|  |  |  | Ударная ТЭС |
|  |  |  | ПС Кирилловская |
| 3.1.1.1 | да | ОЭС-Кубань |
|  |  |  | Краснодарская ТЭЦ |
|  |  |  | ПС Кирилловская |
|  |  |  | Джубгинская ТЭС |
|  |  |  | Сочинская ТЭС |
|  |  |  | Адлерская ТЭС |
|  |  |  | Симферопольская ТЭЦ |
|  |  |  | Камыш-Бурунская ТЭЦ |
|  |  |  | Сакская ПГУ 120 |
|  |  |  | Симферопольская ТЭЦ |
|  |  |  | Симферопольская МГТЭС |
|  |  |  | Севастопольская МГТЭС |
|  |  |  | Западно-Крымская МГТЭС |
|  |  |  | Севастопольская ПГУ-ТЭС |
|  |  |  | Симферопольская ПГУ-ТЭС |
|  |  |  | Ударная ТЭС |
| 3.1.1 | да | Юг |  |
|  |  |  | Ставропольская ГРЭС |
|  |  |  | Невинномысская ГРЭС |
|  |  |  | Краснодарская ТЭЦ |
|  |  |  | ПС Кирилловская |
|  |  |  | Джубгинская ТЭС |
|  |  |  | Сочинская ТЭС |
|  |  |  | Адлерская ТЭС |
|  |  |  | Симферопольская ТЭЦ |
|  |  |  | Камыш-Бурунская ТЭЦ |
|  |  |  | Сакская ПГУ 120 |
|  |  |  | Симферопольская ТЭЦ |
|  |  |  | Симферопольская МГТЭС |
|  |  |  | Севастопольская МГТЭС |
|  |  |  | Западно-Крымская МГТЭС |
|  |  |  | Севастопольская ПГУ-ТЭС |
|  |  |  | Симферопольская ПГУ-ТЭС |
|  |  |  | Ударная ТЭС |
|  |  |  | Грозненская ТЭС |
| 3.1 | да | Волгоград-Ростов |  |
|  |  |  | Ставропольская ГРЭС |
|  |  |  | Невинномысская ГРЭС |
|  |  |  | Краснодарская ТЭЦ |
|  |  |  | ПС Кирилловская |
|  |  |  | Джубгинская ТЭС |
|  |  |  | Сочинская ТЭС |
|  |  |  | Адлерская ТЭС |
|  |  |  | Симферопольская ТЭЦ |
|  |  |  | Камыш-Бурунская ТЭЦ |
|  |  |  | Сакская ПГУ 120 |
|  |  |  | Симферопольская ТЭЦ |
|  |  |  | Симферопольская МГТЭС |
|  |  |  | Севастопольская МГТЭС |
|  |  |  | Западно-Крымская МГТЭС |
|  |  |  | Севастопольская ПГУ-ТЭС |
|  |  |  | Симферопольская ПГУ-ТЭС |
|  |  |  | Ударная ТЭС |
|  |  |  | Ростовская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Волгодонская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Шахтинская ГТЭС |
|  |  |  | Новочеркасская ГРЭС |
|  |  |  | Грозненская ТЭС |
| 3.2 |  | Волгоград-Астрахань |  |
|  |  |  | Астраханская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Астраханская ГРЭС |
|  |  |  | Астраханская ПГУ-235 |
| 3.3 |  | ЛЭС (г. Волжский) |  |
|  |  |  | Волжская ТЭЦ |
|  |  |  | Волжская ТЭЦ-2 |
| 4 |  | ОЭС Средней Волги | Все ТЭС, расположенные в ОЭС |
| 4.1 |  | Северный энергорайон |  |
|  |  |  | Чебоксарская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Новочебоксарская ТЭЦ-3 |
|  |  |  | Йошкар-Олинская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Казанская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Казанская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Казанская ТЭЦ-3 |
| 4.1.1 |  | Казанский энергорайон |
|  |  |  | Казанская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Казанская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Казанская ТЭЦ-3 |
| 4.2 |  | Нижнекамский энергорайон |
|  |  |  | Нижнекамская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Нижнекамская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Набережночелнинская ТЭЦ |
| 4.3 |  | Энергорайон, ограниченный сечением № 1 МЭС |
|  |  |  | Саранская ТЭЦ-2 |
| 4.4 |  | Энергорайон, ограниченный сечением № 1 НЭС |
|  |  |  | Новогорьковская ТЭЦ |
|  |  |  | Дзержинская ТЭЦ |
|  |  |  | Сормовская ТЭЦ |
|  |  |  | Автозаводская ТЭЦ |
| 4.5 |  | Энергорайон, ограниченный сечением № 2 ЧЭС |
|  |  |  | Чебоксарская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Новочебоксарская ТЭЦ-3 |
| 4.6 |  | Энергорайон, ограниченный сечением № 1 ЭС Самарской области |
|  |  |  | Новокуйбышевская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Самарская ТЭЦ |
|  |  |  | Новокуйбышевская ТЭЦ-1 |
| 4.6.1 |  | Энергорайон, ограниченный сечением «Заречное» |
|  |  |  | Сормовская ТЭЦ |
|  |  |  | Автозаводская ТЭЦ |
| 4.7 |  | Энергорайон, ограниченный сечением Тольятти |
|  |  |  | Тольяттинская ТЭЦ |
|  |  |  | ТЭЦ ВАЗа |
| 5 |  | ОЭС Урала | Все ТЭС, расположенные в ОЭС |
| 5.1 |  | группа КС «КС ЛАПНУ 1» (Оренбургская э/с) |
|  |  |  | Сакмарская ТЭЦ |
|  |  |  | Каргалинская ТЭЦ |
| 5.2 |  | группа КС «Сечение АПНУ ПС 500 кВ Вятка» (Кировская э/с) |
|  |  |  | Кировская ТЭЦ-3 |
|  |  |  | Кировская ТЭЦ-4 |
|  |  |  | Кировская ТЭЦ-5 |
| 5.3 |  | КС «КС 3» (Пермская э/с) |
|  |  |  | Яйвинская ГРЭС |
|  |  |  | Березниковская ТЭЦ-2 |
| 5.4 |  | КС «Сечение 35» (Тюменская э/с, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов) |
|  |  |  | Тюменская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Тюменская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Тобольская ТЭЦ |
|  |  |  | Сургутская ГРЭС-1 |
|  |  |  | Сургутская ГРЭС-2 |
|  |  |  | Уренгойская ГРЭС |
|  |  |  | Нижневартовская ГРЭС |
|  |  |  | Ноябрьская ПГЭ |
|  |  |  | Няганская ГРЭС |
|  |  |  | УГТЭС-72 |
|  |  |  | КГТЭС-72 |
|  |  |  | ГТЭС |
|  |  |  | ТЭС-14 |
| 5.5 |  | КС «ЯНАО» (э/с Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов) |
|  |  |  | Уренгойская ГРЭС |
|  |  |  | Ноябрьская ПГЭ |
|  |  |  | УГТЭС-72 |
|  |  |  | ГТЭС |
|  |  |  | ТЭС-14 |
| 5.6 |  | КС «Северный энергорайон» (э/с Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов) |
|  |  |  | Уренгойская ГРЭС |
|  |  |  | УГТЭС-72 |
|  |  |  | ГТЭС |
|  |  |  | ТЭС-14 |
| 5.7 |  | КС «Баланс ТюЭР, ЮЭР, ИЭР» (э/с Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов) |
|  |  |  | Тюменская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Тюменская ТЭЦ-2 |
| 5.8 |  | КС «Тобольский энергорайон» (э/с Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов) |
|  |  |  | Тобольская ТЭЦ |
| 6 |  | ОЭС Сибири | Все ТЭС, расположенные в ОЭС |
| 6.1 |  | ОЭС Сибири без Омской ЭС и Рубцовского энергоузла (за КС Казахстан - Сибирь 1) |
|  |  |  | Березовская ГРЭС |
|  |  |  | Красноярская ГРЭС-2 |
|  |  |  | Красноярская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Красноярская ТЭЦ- 2 |
|  |  |  | Красноярская ТЭЦ- 3 |
|  |  |  | Минусинская ТЭЦ |
|  |  |  | Назаровская ГРЭС |
|  |  |  | Томь-Усинская ГРЭС |
|  |  |  | Беловская ГРЭС |
|  |  |  | Кемеровская ТЭЦ |
|  |  |  | Ново-Кемеровская ТЭЦ |
|  |  |  | Кузнецкая ТЭЦ |
|  |  |  | ГТЭС Новокузнецкая |
|  |  |  | Кемеровская ГРЭС |
|  |  |  | Южно-Кузбасская ГРЭС |
|  |  |  | Абаканская ТЭЦ |
|  |  |  | Иркутская ТЭЦ-6 |
|  |  |  | Иркутская ТЭЦ-9 |
|  |  |  | Иркутская ТЭЦ-10 |
|  |  |  | Иркутская ТЭЦ-11 |
|  |  |  | Ново-Иркутская ТЭЦ |
|  |  |  | Усть-Илимская ТЭЦ |
|  |  |  | Ново-Зиминская ТЭЦ |
|  |  |  | Улан-Удэнская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Гусиноозерская ГРЭС |
|  |  |  | Харанорская ГРЭС |
|  |  |  | Читинская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | ТЭЦ ППГХО |
|  |  |  | Томская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Томская ГРЭС-2 |
|  |  |  | Томская ТЭЦ-3 |
|  |  |  | ТЭЦ СХК |
|  |  |  | Новосибирская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Новосибирская ТЭЦ-3 |
|  |  |  | Новосибирская ТЭЦ-4 |
|  |  |  | Новосибирская ТЭЦ-5 |
|  |  |  | Барабинская ТЭЦ |
|  |  |  | Барнаульская ГТ-ТЭЦ |
|  |  |  | Барнаульская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Барнаульская ТЭЦ-3 |
|  |  |  | Бийская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | ТЭЦ АКХЗ |
| 6.1.1 |  | Юго-восточная часть ОЭС Сибири (за КС Братск-Иркутск) |
|  |  |  | Иркутская ТЭЦ-9 |
|  |  |  | Иркутская ТЭЦ-10 |
|  |  |  | Иркутская ТЭЦ-11 |
|  |  |  | Ново-Иркутская ТЭЦ |
|  |  |  | Ново-Зиминская ТЭЦ |
|  |  |  | Улан-Удэнская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Гусиноозерская ГРЭС |
|  |  |  | Харанорская ГРЭС |
|  |  |  | Читинская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | ТЭЦ ППГХО |
| 6.1.2 |  | Энергорайон Правобережный-2 (Красноярская ЭС) |
|  |  |  | Красноярская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Красноярская ТЭЦ-2 |
| 6.1.3 |  | Энергорайон Ачинский (Красноярская ЭС) |
|  |  |  | Назаровская ГРЭС (Блок1 и Блок 3) |
| 6.1.4 |  | Энергорайон "Южный" Томской ЭС |
|  |  |  | Томская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Томская ГРЭС-2 |
|  |  |  | Томская ТЭЦ-3 |
|  |  |  | ТЭЦ СХК |
| 6.1.5 |  | Прием в Новосибирский узел (Новосибирская ЭС) |
|  |  |  | Новосибирская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Новосибирская ТЭЦ-3 |
|  |  |  | Новосибирская ТЭЦ-4 |
|  |  |  | Новосибирская ТЭЦ-5 |
|  |  |  | Барабинская ТЭЦ |
| 6.1.6 |  | ББУ-1 (Алтайская ЭС) |
|  |  |  | Барнаульская ГТ-ТЭЦ |
|  |  |  | Барнаульская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Барнаульская ТЭЦ-3 |
|  |  |  | Бийская ТЭЦ-1 |
| 6.1.6.1 |  | ББУ-3 (Алтайская ЭС) |
|  |  |  | Бийская ТЭЦ-1 |
| 6.1.7 |  | Абакано-Черногорский энергорайон Хакасской ЭС |
|  |  |  | Абаканская ТЭЦ |
| 6.2 |  | Омская ЭС |  |
|  |  |  | Омская ТЭЦ-3 |
|  |  |  | Омская ТЭЦ-4 |
|  |  |  | Омская ТЭЦ-5 |
| 7. | да | ОЭС Востока | Все ТЭС, расположенные в ОЭС |
| 7.1 | да | Энергорайон за КС «Амурэнерго – Хабаровскэнерго» |
|  |  |  | Владивостокская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Восточная ТЭЦ |
|  |  |  | Артемовская ТЭЦ |
|  |  |  | Партизанская ГРЭС |
|  |  |  | Приморская ГРЭС |
|  |  |  | Хабаровская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Хабаровская ТЭЦ-3 |
|  |  |  | Амурская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Комсомольская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Комсомольская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Комсомольская ТЭЦ-3 |
|  |  |  | Совгаванская ТЭЦ |
| 7.1.1 | да | Энергорайон за КС «Хабаровск – Комсомольск» |
|  |  |  | Амурская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Комсомольская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Комсомольская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Комсомольская ТЭЦ-3 |
|  |  |  | Совгаванская ТЭЦ |
| 7.1.1.2 | да | Энергорайон за КС «Селихино – Ванино» |
|  |  |  | Совгаванская ТЭЦ |
| 7.2.1 | да | Энергорайон за КС «Переход через Амур» |
|  |  |  | Владивостокская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Восточная ТЭЦ |
|  |  |  | Артемовская ТЭЦ |
|  |  |  | Партизанская ГРЭС |
|  |  |  | Приморская ГРЭС |
|  |  |  | Хабаровская ТЭЦ-1 |
|  |  |  | Хабаровская ТЭЦ-3 |
| 7.2.1.1 | да | Энергорайон за КС «Хабаровскэнерго – ПримГРЭС» |
|  |  |  | Владивостокская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Восточная ТЭЦ |
|  |  |  | Артемовская ТЭЦ |
|  |  |  | Партизанская ГРЭС |
|  |  |  | Приморская ГРЭС |
| 7.2.1.1.1 | да | Энергорайон за КС «ПримГРЭС – Юг» |
|  |  |  | Владивостокская ТЭЦ-2 |
|  |  |  | Восточная ТЭЦ |
|  |  |  | Артемовская ТЭЦ |
|  |  |  | Партизанская ГРЭС |
| 7.2.1.1.1.1 | да | Энергорайон за КС «1 сечение г. Владивостока» |
|  |  |  | Владивостокская ТЭЦ-2 (ТГ-1,2,3) |
|  |  |  | Восточная ТЭЦ |
| 7.2 | да | Энергорайон между КС «Бурейская ГЭС – Амурская» и «Районная – Городская» |
|  |  |  | Нерюнгринская ГРЭС |
|  |  |  | Чульманская ТЭЦ |
|  |  |  | Якутская ГРЭС |
|  |  |  | Якутская ГРЭС Новая |
|  |  |  | Благовещенская ТЭЦ |
|  |  |  | Свободненская ТЭС |
| 7.2.1 | да | Энергорайон за КС «ОЭС – Благовещенск» |
|  |  |  | Благовещенская ТЭЦ |
| 7.2.2 | да | Энергорайон за КС «ОЭС - Запад Амурэнерго» и «Районная – Городская» |
|  |  |  | Нерюнгринская ГРЭС |
|  |  |  | Чульманская ТЭЦ |
|  |  |  | Якутская ГРЭС |
|  |  |  | Якутская ГРЭС Новая |
| 7.2.2.1 | да | Энергорайон за КС «Нерюнгринская ГРЭС - НПС-18» и «Районная – Городская» |
|  |  |  | Якутская ГРЭС |
|  |  |  | Якутская ГРЭС Новая |

\* Указан перечень ТЭС, функционирующих на территории ценовых зон, по состоянию на 1 января 2025 года.