Приложение № 1.5

к Протоколу № 33/2020 заседания Наблюдательного совета

Ассоциации «НП Совет рынка» от 23 декабря 2020 года.

**V.4. Изменения, связанные с исполнением обязательств на оптовом рынке**

**Приложение № 1.5**

|  |
| --- |
| **Инициатор:** Ассоциация «НП Совет рынка».  **Обоснование:** предлагается уточнить порядок использования тарифов на электрическую энергию и мощность при определении авансовых обязательств/требований в неценовых зонах в отношении января, в случае если субъектом оптового рынка начиная с расчетного месяца m = январь получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью с использованием зарегистрированных (зарегистрированной) ГТП генерации в отношении генерирующего оборудования станции, ранее принадлежавшего другому участнику оптового рынка.  Также предлагается уточнить порядок определения в регламентах оптового рынка ряда величин, в случае если в прогнозном балансе отсутствуют объемы покупки (продажи) электрической энергии и мощности экспортером в неценовых зонах.  **Дата вступления в силу:** 23 декабря 2020 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) |
| **5.4** | **5.4. Определение объема электрической энергии для авансовых платежей**  …  В случае если в соответствии с полученным КО на 1-й (первый) рабочий день года Сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии и мощности в рамках Единой энергетической системы России на год *Y*, утвержденным ФАС России, не определены объемы покупки мощности («сальдо-переток без потерь ЕНЭС», «опт») в отношении ГТП потребления, расположенных в неценовых зонах оптового рынка, расчет объемов мощности для авансовых платежей в отношении соответствующих ГТП потребления не производится.  В случае если на момент определения авансовых требований для поставщика в отношении одной ГТП генерации, зарегистрированной в отношении генерирующего оборудования станции *s*, в сводном прогнозном балансе в соответствующем календарном месяце установлено две или более величины сальдо-перетока электрической энергии, КО для определения авансовых требований по поставке электрической энергии суммирует величины, установленные в сводном прогнозном балансе для такой ГТП генерации поставщика в соответствующем календарном месяце.  В расчете объемов электрической энергии для авансовых платежей учитываются только ГТП генерации (ГТП импорта) и потребления (ГТП экспорта), в отношении которых участником оптового рынка получено право участия в торговле электрической энергией и мощностью с первого числа расчетного месяца *m*. В случае отсутствия на 1-й (первый) рабочий день расчетного месяца *m =* январь утвержденных ФАС России и вступивших в силу в установленном порядке цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), поставляемую в неценовых зонах оптового рынка, в отношении станций, ГТП которых допущены к торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке начиная с 1 января, указанные станции исключаются из расчета авансовых обязательств/требований за январь.  **…** | **5.4. Определение объема электрической энергии для авансовых платежей**  …  В случае если в Сводном прогнозном балансе производства и поставок электрической энергии и мощности в рамках Единой энергетической системы России, утвержденном ФАС России, отсутствуют объемы покупки (продажи) электрической энергии («сальдо-переток без потерь ЕНЭС», «опт») в отношении ГТП экспорта (импорта) в субъекте РФ *F*, то соответствующая величина () для организации, осуществляющей экспортно-импортные операции, принимается равной нулю.  В случае если на момент определения авансовых требований для поставщика в отношении одной ГТП генерации, зарегистрированной в отношении генерирующего оборудования станции *s*, в сводном прогнозном балансе в соответствующем календарном месяце установлено две или более величины сальдо-перетока электрической энергии, КО для определения авансовых требований по поставке электрической энергии суммирует величины, установленные в сводном прогнозном балансе для такой ГТП генерации поставщика в соответствующем календарном месяце.  В расчете объемов электрической энергии для авансовых платежей учитываются только ГТП генерации (ГТП импорта) и потребления (ГТП экспорта), в отношении которых участником оптового рынка получено право участия в торговле электрической энергией и мощностью с первого числа расчетного месяца *m*. В случае отсутствия на 1-й (первый) рабочий день расчетного месяца *m =* январь утвержденных ФАС России и вступивших в силу в установленном порядке цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), поставляемую в неценовых зонах оптового рынка, в отношении станций, ГТП которых допущены к торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке начиная с 1 января, указанные станции исключаются из расчета авансовых обязательств/требований за январь. При этом в случае если субъектом оптового рынка начиная с расчетного месяца *m =* январь получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью с использованием зарегистрированных (зарегистрированной) ГТП генерации в отношении генерирующего оборудования станции, ранее принадлежавшего другому участнику оптового рынка, то указанная станция учитывается при расчете авансовых обязательств/требований за январь.  … |
| **9.1** | …  [руб./кВт∙ч] ― цена, используемая для определения стоимости покупки электроэнергии, равная:   * утвержденной ФАС индикативной цене на электрическую энергию для покупателей ― субъектов оптового рынка электрической энергии (мощности) на территориях неценовых зон оптового рынка в отношении ГТП потребления (в т. ч. в отношении ГТП потребления поставщиков); * утвержденному ФАС тарифу на электрическую энергию, приобретаемую в неценовых зонах оптового рынка по регулируемым ценам (тарифам) в целях экспорта в электроэнергетические системы иностранных государств, в отношении ГТП экспорта;   Примечание. В случае если федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов не утвержден тариф на электрическую энергию в отношении ГТП экспорта, КО для целей финансовых расчетов для участников оптового рынка, осуществляющих экспортно-импортные операции, величину  полагает равной: для территории неценовой зоны Дальнего Востока − индикативной цене на электроэнергию, утвержденной ФАС России для субъекта Российской Федерации, по границе которого зарегистрирована ГТП экспорта;для территории неценовой зоны Калининградской области − средневзвешенной цене (тарифу) на электрическую энергию, поставляемую в неценовых зонах оптового рынка, генераторов зоны, по объемам электроэнергии, указанным в сводном прогнозном балансе для соответствующего расчетного периода. …  () [руб./кВт•ч] ― тариф, используемый для определения стоимости продажи электроэнергии в отношении станции s (ГТП импорта), равный:   * утвержденной ФАС цене (тарифу) на электрическую энергию, поставляемую в неценовых зонах оптового рынка в отношении станции s (ГТП генерации q, отнесенной к электростанции s, – в случае если в отношении электростанции s установлено более одной ставки на электрическую энергию).   Примечание. Для поставщиков электроэнергии, ГТП генерации которых расположены на территории второй неценовой зоны, осуществляющих производство электроэнергии на тепловых электрических станциях,  равен цене (тарифу), утвержденной ФАС России и определенной на уровне средневзвешенной величины по всем включенным в прогнозный баланс ФАС объемам производства электрической энергии на тепловых электростанциях соответствующего участника оптового рынка в соответствии с приказом ФАС России.  В случае если субъектом оптового рынка *i* получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью с использованием зарегистрированных (зарегистрированной) ГТП генерации в отношении генерирующего оборудования тепловой станции *s* на территории второй неценовой зоны, ранее принадлежавшего другому участнику оптового рынка *j*, и при этом ФАС России в отношении участника оптового рынка *i* не установлен тариф, используемый для определения стоимости продажи электроэнергии на оптовом рынке в отношении указанной станции *s*, то в качестве тарифа используется регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию, установленная ФАС России для участника оптового рынка *j*, на уровне средневзвешенной величины по всем включенным в прогнозный баланс объемам производства электрической энергии на тепловых электростанциях, с использованием которых указанный поставщик *j* участвовал в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке;  ▪ утвержденному ФАС тарифу на электрическую энергию, поставляемую на территорию неценовых зон из энергосистем иностранных государств.  Примечание. В случае если федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов не утвержден тариф на электрическую энергию в отношении ГТП импорта, КО для целей финансовых расчетов для участников оптового рынка, осуществляющих экспортно-импортные операции, величину  полагает равной:  ,  Суммирование осуществляется только по тем ГТП генерации, для которых на момент расчета в соответствии с условиями настоящего пункта определен тариф  в отношении расчетного месяца *m,*  где t = 1 год;  ― цена, используемая для определения стоимости покупки электроэнергии для участника ОРЭМ *i* в субъекте РФ *F* неценовой зоны *z*, определенная в соответствии с настоящим разделом;  [млн кВт•ч] – объем электроэнергии, указанный в прогнозном балансе ФАС для текущего периода регулирования («электропотребление без потерь ЕНЭС», «опт» ― для участников оптового рынка – покупателей электроэнергии *i* в субъектах РФ *F* по прогнозному балансу ФАС) в отношении ГТП потребления *p*, принадлежащей неценовой зоне *z* (округляется до 2 (двух) знаков после запятой);  ― тариф, используемый для определения стоимости продажи электроэнергии в отношении станции *s* неценовой зоны *z* (ГТП генерации *q*, отнесенной к электростанции *s*, – в случае если в отношении электростанции *s* установлено более одной ставки на электрическую энергию);  [млн кВт•ч] – объем электроэнергии, указанный в прогнозном балансе ФАС для текущего периода регулирования («сальдо-переток без потерь ЕНЭС», «опт» ― для участников оптового рынка – поставщиков электроэнергии *i* в субъектах РФ *F* по прогнозному балансу ФАС) в отношении ГТП генерации *q*, отнесенной кстанции *s*, принадлежащей неценовой зоне *z*, или в отношении множества ГТП генерации, отнесенных к станции *s*, – в случае если в прогнозном балансе указанный объем электроэнергии установлен совокупно для указанного множества ГТП генерации) (округляется до 2 (двух) знаков после запятой).  …  [руб./МВт] ― цена, утвержденная ФАС, используемая для определения стоимости мощности по четырехсторонним договорам на территориях субъектов Российской Федерации, не объединенных в ценовые зоны оптового рынка, равная:   * утвержденной ФАС индикативной цене на мощность для покупателей – субъектов оптового рынка электрической энергии (мощности) на территориях неценовых зон оптового рынка в отношении ГТП потребления (в т.ч. в отношении ГТП потребления поставщиков); * утвержденному ФАС тарифу на мощность, приобретаемую в неценовых зонах оптового рынка по регулируемым ценам (тарифам) в целях экспорта в электроэнергетические системы иностранных государств, в отношении ГТП экспорта;   Примечание: для участников, осуществляющих экспортно-импортные операции, в случае если покупка мощности для продажи электрической энергии в энергосистемы иностранных государств не была учтена в прогнозном балансе ФАС на соответствующий период регулирования, то  рассчитывается как средневзвешенная величина индикативных цен по среднегодовым объемам потребления мощности, учтенным в прогнозном балансе ФАС:  ,  где [МВт] – среднегодовой объем потребления мощности, указанный в прогнозном балансе ФАС на текущий период регулирования («сальдо-переток без потерь ЕНЭС», «опт» ― для участников оптового рынка i – покупателей мощности в субъектах РФ F).  … | …  [руб./кВт∙ч] ― цена, используемая для определения стоимости покупки электроэнергии, равная:   * утвержденной ФАС индикативной цене на электрическую энергию для покупателей ― субъектов оптового рынка электрической энергии (мощности) на территориях неценовых зон оптового рынка в отношении ГТП потребления (в т. ч. в отношении ГТП потребления поставщиков); * утвержденному ФАС тарифу на электрическую энергию, приобретаемую в неценовых зонах оптового рынка по регулируемым ценам (тарифам) в целях экспорта в электроэнергетические системы иностранных государств, в отношении ГТП экспорта;   Примечание. В случае если федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов не утвержден тариф на электрическую энергию в отношении ГТП экспорта, КО для целей финансовых расчетов для участников оптового рынка, осуществляющих экспортно-импортные операции, величину  полагает равной: для территории неценовой зоны Дальнего Востока − индикативной цене на электроэнергию, утвержденной ФАС России для субъекта Российской Федерации, по границе которого зарегистрирована ГТП экспорта;для территории неценовой зоны Калининградской области − средневзвешенной цене (тарифу) на электрическую энергию, поставляемую в неценовых зонах оптового рынка, генераторов зоны, по объемам электроэнергии, указанным в сводном прогнозном балансе для соответствующего расчетного периода. Рассчитанная величина  округляется до 5 (пяти) знаков после запятой). …  () [руб./кВт•ч] ― тариф, используемый для определения стоимости продажи электроэнергии в отношении станции s (ГТП импорта), равный:   * утвержденной ФАС цене (тарифу) на электрическую энергию, поставляемую в неценовых зонах оптового рынка в отношении станции s (ГТП генерации q, отнесенной к электростанции s, – в случае если в отношении электростанции s установлено более одной ставки на электрическую энергию).   Примечание. Для поставщиков электроэнергии, ГТП генерации которых расположены на территории второй неценовой зоны, осуществляющих производство электроэнергии на тепловых электрических станциях,  равен цене (тарифу), утвержденной ФАС России и определенной на уровне средневзвешенной величины по всем включенным в прогнозный баланс ФАС объемам производства электрической энергии на тепловых электростанциях соответствующего участника оптового рынка в соответствии с приказом ФАС России.  В случае если субъектом оптового рынка *i* получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью с использованием зарегистрированных (зарегистрированной) ГТП генерации в отношении генерирующего оборудования тепловой станции *s* на территории второй неценовой зоны, ранее принадлежавшего другому участнику оптового рынка *j*, и при этом ФАС России в отношении участника оптового рынка *i* не установлен тариф, используемый для определения стоимости продажи электроэнергии на оптовом рынке в отношении указанной станции *s*, то в качестве тарифа используется регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию, установленная ФАС России для участника оптового рынка *j*, на уровне средневзвешенной величины по всем включенным в прогнозный баланс объемам производства электрической энергии на тепловых электростанциях, с использованием которых указанный поставщик *j* участвовал в торговле электрической энергией (мощностью) на оптовом рынке;  ▪ утвержденному ФАС тарифу на электрическую энергию, поставляемую на территорию неценовых зон из энергосистем иностранных государств.  Примечание. В случае если федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов не утвержден тариф на электрическую энергию в отношении ГТП импорта, КО для целей финансовых расчетов для участников оптового рынка, осуществляющих экспортно-импортные операции, величину  полагает равной:  ,  Суммирование осуществляется только по тем ГТП генерации, для которых на момент расчета в соответствии с условиями настоящего пункта определен тариф  в отношении расчетного месяца *m,*  где t = 1 год;  ― цена, используемая для определения стоимости покупки электроэнергии для участника ОРЭМ *i* в субъекте РФ *F* неценовой зоны *z*, определенная в соответствии с настоящим разделом;  [млн кВт•ч] – объем электроэнергии, указанный в прогнозном балансе ФАС для текущего периода регулирования («электропотребление без потерь ЕНЭС», «опт» ― для участников оптового рынка – покупателей электроэнергии *i* в субъектах РФ *F* по прогнозному балансу ФАС) в отношении ГТП потребления *p*, принадлежащей неценовой зоне *z* (округляется до 2 (двух) знаков после запятой);  ― тариф, используемый для определения стоимости продажи электроэнергии в отношении станции *s* неценовой зоны *z* (ГТП генерации *q*, отнесенной к электростанции *s*, – в случае если в отношении электростанции *s* установлено более одной ставки на электрическую энергию);  Рассчитанная величина  округляется до 5 (пяти) знаков после запятой).  [млн кВт•ч] – объем электроэнергии, указанный в прогнозном балансе ФАС для текущего периода регулирования («сальдо-переток без потерь ЕНЭС», «опт» ― для участников оптового рынка – поставщиков электроэнергии *i* в субъектах РФ *F* по прогнозному балансу ФАС) в отношении ГТП генерации *q*, отнесенной кстанции *s*, принадлежащей неценовой зоне *z*, или в отношении множества ГТП генерации, отнесенных к станции *s*, – в случае если в прогнозном балансе указанный объем электроэнергии установлен совокупно для указанного множества ГТП генерации) (округляется до 2 (двух) знаков после запятой).  …  [руб./МВт] ― цена, утвержденная ФАС, используемая для определения стоимости мощности по четырехсторонним договорам на территориях субъектов Российской Федерации, не объединенных в ценовые зоны оптового рынка, равная:   * утвержденной ФАС индикативной цене на мощность для покупателей – субъектов оптового рынка электрической энергии (мощности) на территориях неценовых зон оптового рынка в отношении ГТП потребления (в т.ч. в отношении ГТП потребления поставщиков); * утвержденному ФАС тарифу на мощность, приобретаемую в неценовых зонах оптового рынка по регулируемым ценам (тарифам) в целях экспорта в электроэнергетические системы иностранных государств, в отношении ГТП экспорта;   Примечание: для участников, осуществляющих экспортно-импортные операции, в случае если покупка мощности для продажи электрической энергии в энергосистемы иностранных государств не была учтена в прогнозном балансе ФАС на соответствующий период регулирования, то  рассчитывается как средневзвешенная величина индикативных цен по среднегодовым объемам потребления мощности, учтенным в прогнозном балансе ФАС:  ,  где [МВт] – среднегодовой объем потребления мощности, указанный в прогнозном балансе ФАС на текущий период регулирования («сальдо-переток без потерь ЕНЭС», «опт» ― для участников оптового рынка i – покупателей мощности в субъектах РФ F).  Рассчитанная величина  округляется до 2 (двух) знаков после запятой).  … |
| **15.6.5** | **…**  где ;  ;  рассчитывается КО с округлением до 15 знаков после запятой;  **…** | **…**  где ;  ;  В случае если в Сводном прогнозном балансе в отношении ГТП экспорта не определена величина  (), то величина () для указанной ГТП экспорта принимается равной нулю.  рассчитывается КО с округлением до 15 знаков после запятой;  **…** |

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

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **7.3** | **7.3. Расчет предварительных авансовых обязательств/требований за электрическую энергию (мощность) на территориях субъектов Российской Федерации, объединенных в неценовые зоны оптового рынка** **…**  Цены (тарифы) , ,  определяются в соответствии с п. 9 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). В отношении расчетного месяца *m* = январь при расчете авансовых обязательств/требований применяются соответствующие тарифы / индикативные цены, цены (тарифы) на электрическую энергию (мощность) в неценовых зонах оптового рынка, поставляемую в электроэнергетические системы иностранных государств и приобретаемую у них в целях экспорта или импорта, действующие в отношении месяца *m*–1 = декабрь предшествующего года*.*  В отношении станций, ГТП которых допущены к торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке начиная с 1 января, при условии наличия на 1 (первый) рабочий день расчетного периода *m* = январь утвержденных ФАС России и вступивших в силу в установленном порядке цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), поставляемую в неценовых зонах оптового рынка, при расчете авансовых обязательств/требований применяются соответствующие тарифы за расчетный период *m* = январь.  **…**  Цены (тарифы) ,, определяются в соответствии с п. 9 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). В отношении расчетного месяца *m* = январь при расчете авансовых обязательств/требований применяются соответствующие тарифы / индикативные цены, цены (тарифы) на электрическую энергию (мощность) в неценовых зонах оптового рынка, поставляемую в электроэнергетические системы иностранных государств и приобретаемую у них в целях экспорта или импорта, действующие в отношении месяца *m*–1 = декабрь предшествующего года*.*  В отношении станций, ГТП которых допущены к торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке начиная с 1 января, при условии наличия на 1 (первый) рабочий день расчетного периода *m* = январь утвержденных ФАС России и вступивших в силу в установленном порядке цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), поставляемую в неценовых зонах оптового рынка, при расчете авансовых обязательств/требований применяются соответствующие тарифы за расчетный период *m* = январь. | **7.3. Расчет предварительных авансовых обязательств/требований за электрическую энергию (мощность) на территориях субъектов Российской Федерации, объединенных в неценовые зоны оптового рынка** **…**  Цены (тарифы) , ,  определяются в соответствии с п. 9 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). В отношении расчетного месяца *m* = январь при расчете авансовых обязательств/требований применяются соответствующие тарифы / индикативные цены, цены (тарифы) на электрическую энергию (мощность) в неценовых зонах оптового рынка, поставляемую в электроэнергетические системы иностранных государств и приобретаемую у них в целях экспорта или импорта, действующие в отношении месяца *m*–1 = декабрь предшествующего года*.*  В случае если субъектом оптового рынка *i* начиная с расчетного месяца *m =* январь получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью с использованием зарегистрированных (зарегистрированной) ГТП генерации в отношении генерирующего оборудования станции *s*, торговля электрической энергией и мощностью в отношении которых (которой) в расчетном месяце *m*–1 = декабрь предшествующего года осуществлялась другим субъектом оптового рынка *j* с использованием тарифа на электрическую энергию , то при расчете авансовых обязательств/требований для субъекта оптового рынка *i* в отношении расчетного месяца *m* = январь в качестве тарифа на электрическую энергию применяется тариф на электрическую энергию *.*  В отношении станций, ГТП которых допущены к торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке начиная с 1 января, при условии наличия на 1 (первый) рабочий день расчетного периода *m* = январь утвержденных ФАС России и вступивших в силу в установленном порядке цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), поставляемую в неценовых зонах оптового рынка, при расчете авансовых обязательств/требований применяются соответствующие тарифы за расчетный период *m* = январь.  **…**  Цены (тарифы) ,, определяются в соответствии с п. 9 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). В отношении расчетного месяца *m* = январь при расчете авансовых обязательств/требований применяются соответствующие тарифы / индикативные цены, цены (тарифы) на электрическую энергию (мощность) в неценовых зонах оптового рынка, поставляемую в электроэнергетические системы иностранных государств и приобретаемую у них в целях экспорта или импорта, действующие в отношении месяца *m*–1 = декабрь предшествующего года*.*  В случае если субъектом оптового рынка *i* начиная с расчетного месяца *m =* январь получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью с использованием зарегистрированных (зарегистрированной) ГТП генерации в отношении генерирующего оборудования станции *s*, торговля электрической энергией и мощностью в отношении которых (которой) в расчетном месяце *m*–1 = декабрь предшествующего года осуществлялась другим субъектом оптового рынка *j* с использованием тарифа на мощность , то при расчете авансовых обязательств/требований для субъекта оптового рынка *i* в отношении расчетного месяца *m* = январь в качестве тарифа на мощность применяется тариф на мощность *.*  В отношении станций, ГТП которых допущены к торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке начиная с 1 января, при условии наличия на 1 (первый) рабочий день расчетного периода *m* = январь утвержденных ФАС России и вступивших в силу в установленном порядке цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), поставляемую в неценовых зонах оптового рынка, при расчете авансовых обязательств/требований применяются соответствующие тарифы за расчетный период *m* = январь. |
| **7.4.10.2** | … ― величина отклонения участника i, определяется следующим образом:  ,  где  ― фактический собственный максимум потребления, определяемый КО для участника *i* в отношении ГТП потребления *p* или ГТП экспорта *p(эксп)* в соответствии с п. 15 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  ― плановый максимум потребления (или гарантированного экспорта), указанный в отношении ГТП потребления *p* или ГТП экспорта *p(эксп)* участника *i* в расчетном месяце *m* в прогнозном балансе ФСТ (сальдо перетоков без потерь ЕНЭС).  … | … ― величина отклонения участника i, определяется следующим образом:  ,  где  ― фактический собственный максимум потребления, определяемый КО для участника *i* в отношении ГТП потребления *p* или ГТП экспорта *p(эксп)* в соответствии с п. 15 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  ― плановый максимум потребления (или гарантированного экспорта), указанный в отношении ГТП потребления *p* или ГТП экспорта *p(эксп)* участника *i* в расчетном месяце *m* в прогнозном балансе ФАС (сальдо перетоков без потерь ЕНЭС). В случае если указанный плановый максимум потребления (экспорта) в отношении ГТП потребления *p* или ГТП экспорта *p(эксп)* в прогнозном балансе отсутствует, то величина  принимается равной нулю. … |

Приложение № 1.6

к Протоколу № 33/2020 заседания Наблюдательного совета

Ассоциации «НП Совет рынка» от 23 декабря 2020 года.

**Приложение № 1.6**

|  |
| --- |
| **Обоснование:** предлагается уточнить сроки расчета АО «АТС» регулируемой цены (тарифа) для генерирующих объектов тепловых электростанций, построенных и введенных в эксплуатацию на территории Калининградской области, в отношении расчетного месяца – декабря; уточнить сроки публикации КО информации по обязательствам/требованиям в отношении участников оптового рынка, функционирующих на территории неценовых зон; уточнить порядок определения величины денежных средств, которые участники оптового рынка могут направить на обеспечение обязательств по оплате штрафов по ДПМ ВИЭ, заключенным по итогам ОПВ, проведенных в 2020 году и более поздние годы, в части определения совокупной стоимости продажи мощности участниками оптового рынка по всем договорам оптового рынка с учетом договоров на модернизацию и внести иные уточняющие изменения.  **Дата вступления в силу:** 1 января 2021 года. |

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

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **7.10** | …  КО не позднее 8-го числа расчетного месяца публикует для участников оптового рынка и ФСК в электронном виде с применением ЭП на своем официальном сайте, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом, информацию по форме приложений 38.1 (в отношении договоров купли-продажи электрической энергии для ЕЗ), 38.1а (в отношении договоров купли-продажи электрической энергии в НЦЗ, договоров комиссии НЦЗ) и 38.5 (в отношении четырехсторонних договоров купли-продажи мощности) к настоящему Регламенту, а также электронное сообщение без ЭП в соответствии с формами приложений 38.2, 38.6 к настоящему Регламенту. В случае если стоимость по договору купли-продажи/комиссии электрической энергии в НЦЗ равна нулю или не определена, такой договор не включается в передаваемые по форме 38.1а реестры.  … | …  КО не позднее 8-го числа расчетного месяца (в отношении расчетного месяца = январь не позднее 1 (первого) рабочего дня года) публикует для участников оптового рынка и ФСК в электронном виде с применением ЭП на своем официальном сайте, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом, информацию по форме приложений 38.1 (в отношении договоров купли-продажи электрической энергии для ЕЗ), 38.1а (в отношении договоров купли-продажи электрической энергии в НЦЗ, договоров комиссии НЦЗ) и 38.5 (в отношении четырехсторонних договоров купли-продажи мощности) к настоящему Регламенту, а также электронное сообщение без ЭП в соответствии с формами приложений 38.2, 38.6 к настоящему Регламенту. В случае если стоимость по договору купли-продажи/комиссии электрической энергии в НЦЗ равна нулю или не определена, такой договор не включается в передаваемые по форме 38.1а реестры.  … |
| **Приложение**  **I** | 1. ***Определение значения фактического индекса потребительских цен***   Для расчетов на оптовом рынке КО используются данные о фактическом значении индекса потребительских цен на товары и услуги по Российской Федерации в месяце *m* года *i*-1 в процентах к декабрю года *i*-2, определенном и опубликованном федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по формированию официальной статистической информации, на официальном сайте указанного органа исполнительной власти [www.gks.ru](http://www.gks.ru): «Главная страница / Статистика / Официальная статистика / Цены / Потребительские цены / Индексы потребительских цен на товары и услуги / HTM / - на товары и услуги» по состоянию на 18 января года *i* (в 2020 году – по состоянию на 17 января). В случае если вышеуказанная дата является нерабочим днем либо в случае отсутствия доступа к официальному сайту www.gks.ru: «Главная страница / Статистика / Официальная статистика / Цены / Потребительские цены / Индексы потребительских цен на товары и услуги / HTM / - на товары и услуги» используются данные о фактическом значении индекса потребительских цен, определенные в вышеуказанном порядке, по состоянию на рабочий день, следующий за днем, указанным выше.  Содержание страницы официального сайта федерального органа исполнительной власти, осуществляющего функции по формированию официальной статистической информации, [www.gks.ru](http://www.gks.ru): «Главная страница / Статистика / Официальная статистика / Цены / Потребительские цены / Индексы потребительских цен на товары и услуги / HTM / - на товары и услуги» подлежит заверению у нотариуса (за исключением данных о фактическом значении индекса потребительских цен на товары и услуги в месяце *m* 2019 года к декабрю 2018 года). | 1. ***Определение значения фактического индекса потребительских цен***   Для расчетов на оптовом рынке КО используются данные о фактическом значении индекса потребительских цен на товары и услуги по Российской Федерации в месяце *m* года *i*-1 в процентах к декабрю года *i*-2, определенном и опубликованном федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по формированию официальной статистической информации, на официальном сайте указанного органа исполнительной власти rosstat.gov.ru: «Главная страница / Статистика / Официальная статистика / Цены / Потребительские цены / Индексы потребительских цен на товары и услуги / HTML / - на товары и услуги» по состоянию на 18 января года *i* (в 2020 году – по состоянию на 17 января). В случае если вышеуказанная дата является нерабочим днем либо в случае отсутствия доступа к официальному сайту rosstat.gov.ru: «Главная страница / Статистика / Официальная статистика / Цены / Потребительские цены / Индексы потребительских цен на товары и услуги / HTML / - на товары и услуги» используются данные о фактическом значении индекса потребительских цен, определенные в вышеуказанном порядке, по состоянию на рабочий день, следующий за днем, указанным выше.  Содержание страницы официального сайта федерального органа исполнительной власти, осуществляющего функции по формированию официальной статистической информации, rosstat.gov.ru: «Главная страница / Статистика / Официальная статистика / Цены / Потребительские цены / Индексы потребительских цен на товары и услуги / HTML / - на товары и услуги» подлежит заверению у нотариуса (за исключением данных о фактическом значении индекса потребительских цен на товары и услуги в месяце *m* 2019 года к декабрю 2018 года). |
| **Приложение 130** | Расчет регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию и мощность для генерирующих объектов тепловых электростанций, построенных и введенных в эксплуатацию на территории субъекта Российской Федерации, не имеющего административных границ с другими субъектами Российской Федерации и не относящегося к территориям островов, – Калининградской области (далее – территория Калининградской области) после 1 января 2016 года, предусмотренных перечнем генерирующих объектов тепловых электростанций, подлежащих строительству на территории субъекта Российской Федерации, не имеющего административных границ с другими субъектами Российской Федерации и не относящегося к территориям островов, – Калининградской области, утвержденным распоряжением Правительства Российской Федерации от 20 октября 2015 года № 2098-р (далее – Перечень генерирующих объектов), осуществляется КО в соответствии с настоящим приложением.  Вышеуказанные регулируемые цены (тарифы) на электрическую энергию и мощность рассчитываются отдельно для каждого генерирующего объекта, указанного в Перечне генерирующих объектов. В отношении каждого генерирующего объекта, указанного в Перечне генерирующих объектов, поставщиком в установленном Правилами оптового рынка и *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* порядке должна быть зарегистрирована группа точек поставки и получено право покупки (продажи) электроэнергии и мощности на оптовом рынке электроэнергии и мощности с использованием данной группы точек поставки.  Регулируемые цены (тарифы) определяются КО в течение 180 месяцев:  если в качестве даты начала поставки мощности вПеречне генерирующих объектов указано первое число месяца – начиная с указанной даты начала поставки мощности;  иначе – начиная с 1 (первого) числа месяца, следующего за месяцем, на который приходится дата начала поставки мощности, указанная в Перечне генерирующих объектов.  В случае если поставщиком не соблюдены сроки начала поставки мощности, установленные Перечнем генерирующих объектов, КО рассчитывает и публикует регулируемые цены (тарифы) начиная с месяца, в котором у поставщика возникло право участия в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке с использованием группы точек поставки, зарегистрированной в отношении соответствующего генерирующего объекта, до истечения 180 месяцев с даты, определенной в порядке, предусмотренном абзацами 3–5 настоящего приложения.  Расчет регулируемой цены (тарифа) в отношении ГТП проводится КО ежемесячно не позднее четвертого числа месяца, следующего за расчетным периодом.  В случае если порядок расчета регулируемых цен (тарифов) изменяется в соответствии со вступившими в силу нормативными правовыми актами, регулируемые цены (тарифы), рассчитанные КО в отношении истекших периодов в соответствии с ранее действовавшим порядком, изменению и перерасчету не подлежат.  … | Расчет регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию и мощность для генерирующих объектов тепловых электростанций, построенных и введенных в эксплуатацию на территории субъекта Российской Федерации, не имеющего административных границ с другими субъектами Российской Федерации и не относящегося к территориям островов, – Калининградской области (далее – территория Калининградской области) после 1 января 2016 года, предусмотренных перечнем генерирующих объектов тепловых электростанций, подлежащих строительству на территории субъекта Российской Федерации, не имеющего административных границ с другими субъектами Российской Федерации и не относящегося к территориям островов, – Калининградской области, утвержденным распоряжением Правительства Российской Федерации от 20 октября 2015 года № 2098-р (далее – Перечень генерирующих объектов), осуществляется КО в соответствии с настоящим приложением.  Вышеуказанные регулируемые цены (тарифы) на электрическую энергию и мощность рассчитываются отдельно для каждого генерирующего объекта, указанного в Перечне генерирующих объектов. В отношении каждого генерирующего объекта, указанного в Перечне генерирующих объектов, поставщиком в установленном Правилами оптового рынка и *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* порядке должна быть зарегистрирована группа точек поставки и получено право покупки (продажи) электроэнергии и мощности на оптовом рынке электроэнергии и мощности с использованием данной группы точек поставки.  Регулируемые цены (тарифы) определяются КО в течение 180 месяцев:  если в качестве даты начала поставки мощности вПеречне генерирующих объектов указано первое число месяца – начиная с указанной даты начала поставки мощности;  иначе – начиная с 1 (первого) числа месяца, следующего за месяцем, на который приходится дата начала поставки мощности, указанная в Перечне генерирующих объектов.  В случае если поставщиком не соблюдены сроки начала поставки мощности, установленные Перечнем генерирующих объектов, КО рассчитывает и публикует регулируемые цены (тарифы) начиная с месяца, в котором у поставщика возникло право участия в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке с использованием группы точек поставки, зарегистрированной в отношении соответствующего генерирующего объекта, до истечения 180 месяцев с даты, определенной в порядке, предусмотренном абзацами 3–5 настоящего приложения.  Расчет регулируемой цены (тарифа) в отношении ГТП проводится КО ежемесячно не позднее четвертого числа месяца, следующего за расчетным периодом (в отношении расчетного месяца *m* = декабрь не позднее 1 (первого) рабочего дня года).  В случае если порядок расчета регулируемых цен (тарифов) изменяется в соответствии со вступившими в силу нормативными правовыми актами, регулируемые цены (тарифы), рассчитанные КО в отношении истекших периодов в соответствии с ранее действовавшим порядком, изменению и перерасчету не подлежат.  … |
| **Приложение 156** | …  14. Величина ставки налога на имущество, действующая в субъекте Российской Федерации, в котором расположена ГТП генерации *p*,определяется Коммерческим оператором на основании законодательного акта субъекта Российской Федерации, на территории которого расположена ГТП генерации *p*, содержащего значение региональной ставки налога на имущество. В отношении 2018, 2019 годов величина ставки налога на имущество принимается равной 1 %, в отношении 2020 года – 1,5% для Республики Крым и 1% для г. Севастополя.  В отношении первого года, в котором затраты поставщика в отношении генерирующего объекта начали учитываться при определении надбавки и цены на мощность, применяется ставка налога на имущество, действующая на первое число месяца, в котором затраты поставщика в отношении генерирующего объекта начали учитываться при определении надбавки.  В отношении каждого последующего года *T* применяется ставка налога на имущество, действующая на 1 января года *T*. | …  14. Величина ставки налога на имущество, действующая в субъекте Российской Федерации, в котором расположена ГТП генерации *p*,определяется Коммерческим оператором на основании законодательного акта субъекта Российской Федерации, на территории которого расположена ГТП генерации *p*, содержащего значение региональной ставки налога на имущество. В отношении 2018, 2019 годов величина ставки налога на имущество принимается равной 1 %, в отношении 2020 года – 1,5% для Республики Крым и 1% для г. Севастополя. В отношении 2021 года – 1,5% для Республики Крым и 1% для г. Севастополя.  В отношении первого года, в котором затраты поставщика в отношении генерирующего объекта начали учитываться при определении надбавки и цены на мощность, применяется ставка налога на имущество, действующая на первое число месяца, в котором затраты поставщика в отношении генерирующего объекта начали учитываться при определении надбавки.  В отношении каждого последующего года *T* применяется ставка налога на имущество, действующая на 1 января года *T*. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в ПОЛОЖЕНИЕ О ПОРЯДКЕ ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫХ ГАРАНТИЙ НА ОПТОВОМ РЫНКЕ (Приложение № 26 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **12** | **12. ПОРЯДОК ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫХ ГАРАНТИЙ В РАМКАХ ПРОЦЕДУРЫ ПЕРЕДАЧИ ФУНКЦИЙ ГАРАНТИРУЮЩЕГО ПОСТАВЩИКА КОММЕРЧЕСКОЙ ОРГАНИЗАЦИИ ПО СОГЛАШЕНИЮ**  12.1. В рамках процедуры передачи функций гарантирующего поставщика коммерческой организации по соглашению участник оптового рынка имеет право предоставить в ЦФР финансовую гарантию для проведения процедуры передачи функций гарантирующего поставщика коммерческой организации по соглашению в отношении зоны деятельности соответствующей организации, передающей статус гарантирующего поставщика, в соответствии с требованиями и в порядке, установленном в настоящем разделе. | **12. ПОРЯДОК ПРЕДОСТАВЛЕНИЯ ФИНАНСОВЫХ ГАРАНТИЙ В РАМКАХ ПРОЦЕДУРЫ ПЕРЕДАЧИ ФУНКЦИЙ ГАРАНТИРУЮЩЕГО ПОСТАВЩИКА КОММЕРЧЕСКОЙ ОРГАНИЗАЦИИ ПО СОГЛАШЕНИЮ**  12.1. В рамках действующей по 31.12.2020 г. процедуры передачи функций гарантирующего поставщика коммерческой организации по соглашению участник оптового рынка имеет право предоставить в ЦФР финансовую гарантию для проведения процедуры передачи функций гарантирующего поставщика коммерческой организации по соглашению в отношении зоны деятельности соответствующей организации, передающей статус гарантирующего поставщика, в соответствии с требованиями и в порядке, установленном в настоящем разделе. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ПРОВЕДЕНИЯ ОТБОРОВ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ (Приложение № 27 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **7.17.4** | …  КО по итогам определения выполнения вышеуказанных требований направляет на бумажном носителе участнику оптового рынка – поставщику уведомление об их выполнении | …  КО по итогам определения выполнения вышеуказанных требований направляет на бумажном носителе участнику оптового рынка – поставщику уведомление об их выполнении с указанием расчетного месяца, в котором выполнено условие. |
| **п.1 Приложение 31** | **1. Необходимый объем обеспечения исполнения обязательств объектов ВИЭ**  Необходимый объем обеспечения исполнения обязательств участника оптового рынка по ГТП, зарегистрированной в отношении объекта ВИЭ, в отношении 12 месяцев с даты начала поставки по соответствующему ДПМ ВИЭ () и необходимый объем дополнительного обеспечения на 27 месяцев по данной ГТП () равен:  а) *при предоставлении обеспечения для участия в ОПВ*: 5 % от произведения предельной величины капитальных затрат на 1 кВт установленной мощности, определенной в соответствии с приложением 17 к настоящему Регламенту для генерирующих объектов соответствующего вида и календарного года начала поставки мощности данного объекта, и объема установленной мощности генерирующего объекта, указанного в заявке на ОПВ (выраженного в кВт);  б) *при предоставлении обеспечения после ОПВ, а также в рамках проведения мониторинга, предусмотренного настоящим приложением*: 5 % от произведения предельной величины капитальных затрат на 1 кВт установленной мощности, учтенной в соответствии с *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* при отборе на ОПВ соответствующего объекта генерации, и объема установленной мощности такого объекта генерации, указанного в приложении 1 к ДПМ ВИЭ (выраженного в кВт).  Величины  и  рассчитываются с точностью до 2 знаков после запятой с учетом математического округления.  …. | **1. Необходимый объем обеспечения исполнения обязательств объектов ВИЭ**  Необходимый объем обеспечения исполнения обязательств участника оптового рынка по ГТП, зарегистрированной в отношении объекта ВИЭ, в отношении 12 месяцев с даты начала поставки по соответствующему ДПМ ВИЭ () и необходимый объем дополнительного обеспечения на 27 месяцев по данной ГТП () равен:  а) *при предоставлении обеспечения для участия в ОПВ*: 5 % от произведения предельной величины капитальных затрат на 1 кВт установленной мощности, определенной в соответствии с приложением 17 к настоящему Регламенту для генерирующих объектов соответствующего вида и календарного года начала поставки мощности данного объекта, и объема установленной мощности генерирующего объекта, указанного в заявке на ОПВ (выраженного в кВт);  б) *при предоставлении обеспечения после ОПВ, а также в рамках проведения мониторинга, предусмотренного настоящим приложением*: 5 % от произведения предельной величины капитальных затрат на 1 кВт установленной мощности, учтенной в соответствии с *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* при отборе на ОПВ (величина  , определяемая в соответствии с п. 3 настоящего Приложения), и объема установленной мощности такого объекта генерации, указанного в приложении 1 к ДПМ ВИЭ (выраженного в кВт).  Величины  и  рассчитываются с точностью до 2 знаков после запятой с учетом математического округления.  … |
| **п.2.2.1 Приложение 31** | 2.2.1 КО в отношении ГТП, зарегистрированных в отношении объектов ВИЭ, отобранных на ОПВ в 2020 году и более поздние годы, не позднее 25-го числа каждого месяца (начиная с февраля 2021 года) проводит мониторинг соответствия обеспечения по ДПМ ВИЭ требованиям настоящего Приложения.  Обеспечение исполнения обязательств поставщика мощности по ДПМ ВИЭ в виде неустойки по ДПМ ВИЭ и поручительства участника оптового рынка в отношении ДПМ ВИЭ должно соответствовать любому из следующих условий:   1. суммарная установленная мощность всех ГТП генерации участника оптового рынка i (поставщика мощности по ДПМ ВИЭ либо поручителя по ДПМ ВИЭ), по которым на 1-е число месяца, в котором проводится проверка соответствия данному условию, получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке, превышает 2500 МВт;   и (или)   1. величина денежных средств участника оптового рынка i (поставщика мощности по ДПМ ВИЭ либо поручителя по ДПМ ВИЭ), приходящаяся на обеспечение исполнения обязательств по ДПМ ВИЭ, заключенному в отношении ГТП объекта ВИЭ , соответствует следующим требованиям:   – для обеспечения, предоставленного в отношении 12 месяцев с даты начала поставки ():  ;  определяется согласно следующей формуле (с точностью до 2 знаков после запятой с учетом правил математического округления):  ;  – для дополнительного обеспечения на 27 месяцев ():  ;  определяется согласно следующей формуле (с точностью до 2 знаков после запятой с учетом правил математического округления):  ,  где  [руб.] – величина обеспечения исполнения обязательств в отношении ГТП объекта ВИЭ , предоставленного в отношении 12 месяцев с даты начала поставки по ДПМ ВИЭ, равная величине, определенной в подп. «б» п. 1 настоящего Приложения;  [руб.] – величина дополнительного обеспечения на 27 месяцев в отношении ГТП объекта ВИЭ , равная величине, определенной в подп. «б» п. 1 настоящего Приложения;  [руб.] – величина требований участника оптового рынка i от продажи мощности по договорам, заключенным им на оптовом рынке, определенная в соответствии с пунктом 3 настоящего Приложения;  – ГТП объекта ВИЭ;  – множество ГТП, зарегистрированных в отношении объектов ВИЭ, отобранных по итогам ОПВ, проводимых в 2020 году и более поздние годы, в отношении которых участник оптового рынка i обеспечивает исполнение обязательств по ДПМ ВИЭ неустойкой;  – множество ГТП, зарегистрированных в отношении объектов ВИЭ, отобранных по итогам ОПВ, проводимых в 2020 году и более поздние годы, в отношении исполнения обязательств которых участник оптового рынка i выступает поручителем;  n – номер очередности рассмотрения генерирующего объекта ВИЭ, в отношении которого зарегистрирована ГТП , определенный КО в порядке возрастания даты начала поставки мощности, определяемой без учета изменений даты начала поставки мощности, предусмотренных Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка (при наличии нескольких ДПМ ВИЭ с одинаковой датой начала поставки мощности очередность рассмотрения генерирующих объектов соответствует очередности рассмотрения КО заявок, поданных в отношении объектов ВИЭ, сложившейся на ОПВ, начиная с ОПВ, проводимого в 2020 году, и далее к более поздним ОПВ). В случае если в отношении генерирующего объекта ВИЭ, в отношении которого зарегистрирована ГТП , отобранного на ОПВ в 2020 году и более поздние годы, участником оптового рынка i предоставлено обеспечение в отношении 12 месяцев с даты начала поставки и дополнительное обеспечение на 27 месяцев в соответствии с настоящим Регламентом, то при определении очередности рассмотрения предоставленного обеспечения в первую очередь учитывается обеспечение, предоставленное в отношении 12 месяцев с даты начала поставки по соответствующему ДПМ ВИЭ, и уже во вторую очередь учитывается дополнительное обеспечение на 27 месяцев.  Расчет величин , , ,  осуществляется в отношении ГТП, зарегистрированных в отношении объектов ВИЭ, отобранных на ОПВ 2020 года и последующих лет, до наступления одного из следующих событий:  – истечения 15 месяцев (для  и ) либо 27 месяцев (для  и ) с даты начала поставки по соответствующему ДПМ ВИЭ;  – в случае если обеспечением исполнения обязательств по ДПМ ВИЭ является поручительство третьего лица – до месяца, следующего за месяцем, в котором КО расторгает соответствующие договоры поручительства в соответствии с п. 7.15 настоящего Регламента;  – в случае если обеспечением исполнения обязательств по ДПМ ВИЭ является неустойка – до месяца, в котором предельный объем поставки мощности на оптовый рынок с использованием объекта ВИЭ, определенный СО в соответствии с Регламентом аттестации генерирующего оборудования (Приложение № 19.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), определен не менее объема установленной мощности, указанного в приложении 1 к ДПМ ВИЭ, заключенным в отношении генерирующего объекта.  Величина  определяется на основании данных за месяц m, предшествующий месяцу проведения расчета.  При проведении проверки соответствия обеспечения требованиям п. 2.2 в соответствии с пунктами 7.8.3 и 7.8.9 настоящего Регламента используется значение , рассчитанное на основании данных за расчетный период m = t – 1, где t – месяц, в котором КО определяет факт соответствия обеспечения.  В случае если в рамках мониторинга соответствия обеспечения по ДПМ ВИЭ требованиям настоящего Приложения, проводимого КО в соответствии с настоящим пунктом, в месяце t выявлено несоответствие требованиям, то в случае повторного выявления несоответствия требованиям к обеспечению в месяцах t+1 и (или) t+2 в отношении данного объекта ВИЭ КО не направляет уведомление по форме приложения 7 к настоящему Регламенту. | 2.2.1 КО в отношении ГТП, зарегистрированных в отношении объектов ВИЭ, отобранных на ОПВ в 2020 году и более поздние годы, не позднее 25-го числа каждого месяца за расчетный период *m* (начиная с февраля 2021 года за расчетный месяц *m* = январь 2021 года) проводит мониторинг соответствия обеспечения по ДПМ ВИЭ требованиям настоящего Приложения.  Обеспечение исполнения обязательств поставщика мощности по ДПМ ВИЭ в виде неустойки по ДПМ ВИЭ и поручительства участника оптового рынка в отношении ДПМ ВИЭ должно соответствовать любому из следующих условий:   1. суммарная установленная мощность всех ГТП генерации участника оптового рынка i (поставщика мощности по ДПМ ВИЭ либо поручителя по ДПМ ВИЭ), по которым на 1-е число месяца *m* получено право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке, превышает 2500 МВт;   и (или)   1. величина денежных средств участника оптового рынка i (поставщика мощности по ДПМ ВИЭ либо поручителя по ДПМ ВИЭ), приходящаяся на обеспечение исполнения обязательств по ДПМ ВИЭ, заключенному в отношении ГТП объекта ВИЭ , соответствует следующим требованиям:   – для обеспечения, предоставленного в отношении 12 месяцев с даты начала поставки ():  ;  определяется согласно следующей формуле (с точностью до 2 знаков после запятой с учетом правил математического округления):  ;  – для дополнительного обеспечения на 27 месяцев ():  ;  определяется согласно следующей формуле (с точностью до 2 знаков после запятой с учетом правил математического округления):  ,  где  [руб.] – величина обеспечения исполнения обязательств в отношении ГТП объекта ВИЭ , предоставленного в отношении 12 месяцев с даты начала поставки по ДПМ ВИЭ, равная величине, определенной в подп. «б» п. 1 настоящего Приложения;  [руб.] – величина дополнительного обеспечения на 27 месяцев в отношении ГТП объекта ВИЭ , равная величине, определенной в подп. «б» п. 1 настоящего Приложения;  [руб.] – величина требований участника оптового рынка i от продажи мощности по договорам, заключенным им на оптовом рынке, определенная в соответствии с пунктом 3 настоящего Приложения;  – ГТП объекта ВИЭ;  – множество ГТП, зарегистрированных в отношении объектов ВИЭ, отобранных по итогам ОПВ, проводимых в 2020 году и более поздние годы, в отношении которых участник оптового рынка i обеспечивает исполнение обязательств по ДПМ ВИЭ неустойкой;  – множество ГТП, зарегистрированных в отношении объектов ВИЭ, отобранных по итогам ОПВ, проводимых в 2020 году и более поздние годы, в отношении исполнения обязательств которых участник оптового рынка i выступает поручителем и заключены договоры поручительства;  n – номер очередности рассмотрения генерирующего объекта ВИЭ, в отношении которого зарегистрирована ГТП , определенный КО в порядке возрастания даты начала поставки мощности, определяемой без учета изменений даты начала поставки мощности, предусмотренных Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка (при наличии нескольких ДПМ ВИЭ с одинаковой датой начала поставки мощности очередность рассмотрения генерирующих объектов соответствует очередности рассмотрения КО заявок, поданных в отношении объектов ВИЭ, сложившейся на ОПВ, начиная с ОПВ, проводимого в 2020 году, и далее к более поздним ОПВ). В случае если в отношении генерирующего объекта ВИЭ, в отношении которого зарегистрирована ГТП , отобранного на ОПВ в 2020 году и более поздние годы, участником оптового рынка i предоставлено обеспечение в отношении 12 месяцев с даты начала поставки и дополнительное обеспечение на 27 месяцев в соответствии с настоящим Регламентом, то при определении очередности рассмотрения предоставленного обеспечения в первую очередь учитывается обеспечение, предоставленное в отношении 12 месяцев с даты начала поставки по соответствующему ДПМ ВИЭ, и уже во вторую очередь учитывается дополнительное обеспечение на 27 месяцев.  Расчет величин, ,  осуществляется в отношении ГТП, зарегистрированных в отношении объектов ВИЭ, отобранных на ОПВ 2020 года и последующих лет, начиная с 1-го числа месяца, указанного в уведомлении о выполненении требования по предоставлению дополнительного обеспечения на 27 месяцев.  Расчет величин , , ,  осуществляется в отношении ГТП, зарегистрированных в отношении объектов ВИЭ, отобранных на ОПВ 2020 года и последующих лет, до наступления одного из следующих событий:  – истечения 15 месяцев (для  и ) либо 27 месяцев (для  и ) с даты начала поставки по соответствующему ДПМ ВИЭ;  – в случае если обеспечением исполнения обязательств по ДПМ ВИЭ является поручительство третьего лица – до месяца, следующего за месяцем, в котором КО расторгает соответствующие договоры поручительства в соответствии с п. 7.15 настоящего Регламента;  – в случае если обеспечением исполнения обязательств по ДПМ ВИЭ является неустойка – до месяца, в котором предельный объем поставки мощности на оптовый рынок с использованием объекта ВИЭ, определенный СО в соответствии с Регламентом аттестации генерирующего оборудования (Приложение № 19.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), определен не менее объема установленной мощности, указанного в приложении 1 к ДПМ ВИЭ, заключенным в отношении генерирующего объекта.  Величина  определяется на основании данных за месяц m, предшествующий месяцу проведения расчета.  При проведении проверки соответствия обеспечения требованиям п. 2.2 в соответствии с пунктами 7.8.3 и 7.8.9 настоящего Регламента используется значение , рассчитанное на основании данных за расчетный период m = t – 1, где t – месяц, в котором КО определяет факт соответствия обеспечения.  В случае если в рамках мониторинга соответствия обеспечения по ДПМ ВИЭ требованиям настоящего Приложения, проводимого КО в соответствии с настоящим пунктом, в месяце t выявлено несоответствие требованиям, то в случае повторного выявления несоответствия требованиям к обеспечению в месяцах t+1 и (или) t+2 в отношении данного объекта ВИЭ КО не направляет уведомление по форме приложения 7 к настоящему Регламенту. |
| **п.2.2.3 Приложение 31** | 2.2.3. В случаях, предусмотренных пп. 7.8.1–7.8.12 настоящего Регламента, при предоставлении дополнительного обеспечения / замены обеспечения, а также при передаче прав и обязанностей в отношении объектов ВИЭ, отобранных на ОПВ в 2020 году и более поздние годы, КО при проведении проверки соответствия предоставленного (предоставляемого) обеспечения требованиям п. 2.2 настоящего Приложения использует значение , рассчитанное по итогам последнего на дату проведения проверки мониторинга. | 2.2.3. В случаях, предусмотренных пп. 7.8.1–7.8.12 настоящего Регламента, при предоставлении дополнительного обеспечения / замены обеспечения, а также при передаче прав и обязанностей в отношении объектов ВИЭ, отобранных на ОПВ в 2020 году и более поздние годы, КО при проведении проверки соответствия предоставленного (предоставляемого) обеспечения требованиям п. 2.2 настоящего Приложения использует значения ,  рассчитанные по итогам последнего на дату проведения проверки мониторинга. |
| **п. 3.1 Приложение 31** | **3. Порядок определения требований участника оптового рынкаот продажи мощности по договорам, заключенным им на оптовом рынке**  3.1. КО по всем участникам оптового рынка, в отношении которых на оптовом рынке зарегистрированы ГТП генерации, для которых получено право покупки (продажи) электроэнергии и мощности на оптовом рынке электроэнергии и мощности (право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке), за исключением участников оптового рынка, ГТП генерации которых расположены исключительно на территории неценовых зон, определяет величину требований участника оптового рынка по договорам, заключенным им на оптовом рынке,  в соответствии со следующей формулой:    где ;  [руб.] – объем предоставленного участником оптового рынка i обеспечения исполнения обязательств по договорам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов (КОМ НГО) в виде неустойки, определенный согласно формуле (с точностью до 2 знаков после запятой с учетом математического округления):  ,  где  [руб./МВт] – предельное значение цены на мощность за 1 МВт в месяц, определенное для ГТП генерации p, отобранной по результатам КОМ НГО, проведенного:  – в 2017 году, равной 2 115 000 руб./МВт;  – 2018 году, равной 1 729 000 руб./МВт;  [МВт] – объем мощности, отобранный по результатам КОМ НГО, указанный в отношении ГТП генерации p в приложении 1 к договорам КОМ НГО;  – множество ГТП, зарегистрированных в отношении объектов генерации, отобранных по итогам КОМ НГО, в отношении которых участник оптового рынка i обеспечивает исполнение обязательств неустойкой, и имеющих на 1-е (первое) число расчетного месяца признак «условная ГТП генерации»;  ;  [руб.] – объем ответственности участника оптового рынка i, являющегося поручителем по обязательствам участника (-ов) оптового рынка – поставщика (-ов) мощности по договорам КОМ НГО, заключенным в отношении объекта генерации p, определенный в соответствии с Регламентом проведения конкурентных отборов мощности новых генерирующих объектов (Приложение № 19.8 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  – множество ГТП, зарегистрированных в отношении объектов генерации, отобранных по итогам КОМ НГО, в отношении которых участник оптового рынка i обеспечивает исполнение обязательств поручительством, и имеющих на 1-е (первое) число расчетного месяца признак «условная ГТП генерации»;  ;  [руб.] – объем обеспечения, предоставленный участником оптового рынка i в виде неустойки по действующим на оптовом рынке договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности (договоры КОМ) для участия в КОМ в отношении ГТП генерации , определенный согласно следующей формуле (с точностью до 2 знаков после запятой с учетом математического округления (данная величина не определяется в отношении генерирующих объектов, в отношении которых определена величина )):  ,  где  [МВт] – объем мощности генерирующих объектов, отобранных по результатам КОМ, указанный в отношении ГТП генерации p участника оптового рынка i в месяце  года X в Реестре обязательств по поставке мощности по результатам КОМ, полученном КО в соответствии с п. 16.2 Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке (Приложение № 13.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  [руб./МВт] – цена на мощность в первой точке спроса на мощность, использованная для определения спроса на мощность при проведении КОМ на год X, для ценовой зоны z, к которой относится ГТП невведенного объекта генерации p;  Х – годы, на которые проводился КОМ, при этом в целях определения величины  учитываются месяцы начиная с месяца t–1, где t – месяц, в котором КО производит расчет;  – множество ГТП генерации p, имеющих в соответствии с Регламентом проведения конкурентных отборов мощности (Приложение № 19.3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) на момент проведения КОМ на текущий год признак «условная ГТП генерации, в состав которой входит невведенное генерирующее оборудование».  ,  [руб.] – объем ответственности участника оптового рынка *i*, являющегося поручителем по договорам конкурентного отбора мощности, заключенным в отношении ГТП генерации *p*, определенный в соответствии с *Регламентом проведения конкурентных отборов мощности* (Приложение № 19.3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – множество ГТП, зарегистрированных в отношении объектов генерации, отобранных по итогам КОМ, в отношении которых участник оптового рынка *i* обеспечивает исполнение обязательств, возникающих по итогам КОМ, поручительством, и имеющих на 1-е (первое) число расчетного месяца признак «условная ГТП генерации».  [руб.] – объем ответственности участника оптового рынка *i*, являющегося поручителем по обязательствам участника оптового рынка – покупателя c ценозависимым потреблением *j* по договорам КОМ, определенный в соответствии с *Регламентом проведения конкурентных отборов мощности* (Приложение № 19.3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  ,  ,  – множество ГТП, зарегистрированных в отношении объектов по договорам ДПМ ТБО или ДПМ ВИЭ, заключенным в отношении объектов генерации, отобранных на ОПВ в 2019 году и более ранние годы (либо заключенным в результате замены проекта ВИЭ на новые проекты ВИЭ), в отношении исполнения обязательств по которым участник оптового рынка i выступает поручителем;  – множество ГТП, зарегистрированных в отношении объектов по договорам ДПМ ТБО или ДПМ ВИЭ, заключенным в отношении объектов генерации, отобранных на ОПВ в 2019 году и более ранние годы (либо заключенным в результате замены проекта ВИЭ на новые проекты ВИЭ), в отношении исполнения обязательств по которым участник оптового рынка i обеспечивает исполнение обязательств неустойкой;  [руб.] – размер обеспечения исполнения обязательств участника оптового рынка i по договорам ДПМ ТБО или ДПМ ВИЭ, заключенным в отношении объектов генерации, отобранных на ОПВ в 2019 году и более ранние годы (либо заключенным в результате замены проекта ВИЭ на новые проекты ВИЭ), определенный в соответствии со следующей формулой (с точностью до копеек с учетом правил математического округления):  ,  где  – объем установленной мощности ГТП генерации p, указанный в приложении 1 к ДПМ ВИЭ / ДПМ ТБО;  – предельная величина капитальных затрат на возведение 1 кВт установленной мощности генерирующего объекта для вида генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, соответствующего виду, указанному в ДПМ ВИЭ, заключенных в отношении ГТП генерации p, определенная в отношении календарного года X+k, на который приходится указанная в ДПМ ВИЭ дата начала поставки мощности в ГТП генерации p, следующим образом:  – для объектов генерации, в отношении которых зарегистрирована ГТП генерации p, отобранных по результатам конкурсного отбора инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии (далее – ОПВ), проведенного в году X < 2015,  принимается равной определенной Правительством Российской Федерации для проведения ОПВ на календарный год X+k, на который приходится указанная в ДПМ ВИЭ дата начала поставки мощности в ГТП генерации p, по состоянию на дату начала срока подачи заявок на участие в указанном ОПВ предельной величине капитальных затрат на возведение 1 кВт установленной мощности генерирующего объекта соответствующего вида генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии;  – для объектов генерации, в отношении которых зарегистрирована ГТП генерации p, отобранных по итогам ОПВ, проведенного в году X ≥ 2015,  принимается равной определенной в соответствии с приложением 17 к Регламенту проведения отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии (Приложение № 27 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) предельной величине капитальных затрат на возведение 1 кВт установленной мощности генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии, для генерирующих объектов вида t, соответствующего виду, указанному в ДПМ ВИЭ, заключенных в отношении ГТП генерации p, и календарного года X+k, на который приходится указанная в ДПМ ВИЭ дата начала поставки мощности, – MaxCapExt,X+k.  В случае если по ДПМ ВИЭ дата начала поставки мощности была перенесена на более позднюю дату, то совокупный размер обеспечения исполнения обязательств участника оптового рынка i – продавца мощности по ДПМ ВИЭ в отношении ГТП генерации p определяется исходя из предельной величины капитальных затрат на возведение 1 кВт установленной мощности генерирующего объекта соответствующего вида генерирующих объектов, определенной по состоянию на дату начала срока подачи заявок на участие в конкурсном отборе инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, по результатам которого был отобран объект генерации, в отношении которого зарегистрирована ГТП генерации p.  Размер обеспечения исполнения обязательств участника оптового рынка i – продавца мощности по ДПМ ВИЭ, заключенным в отношении нового проекта ВИЭ, соответствующего ГТП генерации p, определяется в соответствии с формулой (с точностью до копеек с учетом правил математического округления):  ,  где  – объем установленной мощности ГТП генерации p нового проекта ВИЭ, указанный в приложении 1 к ДПМ ВИЭ, заключенным в отношении нового проекта ВИЭ;  – предельная величина капитальных затрат на возведение 1 кВт установленной мощности генерирующего объекта для вида генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, соответствующего виду, указанному в ДПМ ВИЭ, заключенных в отношении ГТП генерации p, определенная в отношении календарного года X+k, на который приходится указанная в ДПМ ВИЭ дата начала поставки мощности в ГТП генерации p, принимается равной определенной Правительством Российской Федерации для проведения ОПВ на календарный год X+k, на который приходится указанная в ДПМ ВИЭ первоначального проекта ВИЭ дата начала поставки мощности в ГТП генерации p первоначального проекта ВИЭ, по состоянию на дату начала срока подачи заявок на участие в указанном ОПВ предельной величине капитальных затрат на возведение 1 кВт установленной мощности генерирующего объекта соответствующего вида генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии.  Для объектов генерации p, в отношении которых заключены ДПМ ТБО, величина равна 380000.  ,  ,  – размер дополнительного обеспечения исполнения обязательств участника оптового рынка i по ДПМ ВИЭ, заключенным в отношении объектов генерации, отобранных на ОПВ в 2019 году и более ранние годы, либо заключенным в результате замены проекта ВИЭ на новые проекты ВИЭ, определенный в соответствии со следующей формулой для объектов ВИЭ, по которым участником оптового рынка i выполнено требование по предоставлению дополнительного обеспечения на 27 месяцев в соответствии с настоящим Регламентом (с точностью до копеек с учетом правил математического округления):  ;  – множество ГТП, зарегистрированных в отношении объектов по договорам ДПМ ВИЭ, заключенным в отношении объектов генерации, отобранных на ОПВ в 2019 году и более ранние годы (либо заключенным в результате замены проекта ВИЭ на новые проекты ВИЭ), в отношении которых участником оптового рынка i выполнено требование по предоставлению дополнительного обеспечения на 27 месяцев в виде поручительства;  – множество ГТП, зарегистрированных в отношении объектов по договорам ДПМ ВИЭ, заключенным в отношении объектов генерации, отобранных на ОПВ в 2019 году и более ранние годы (либо заключенным в результате замены проекта ВИЭ на новые проекты ВИЭ), в отношении которых участником оптового рынка i выполнено требование по предоставлению дополнительного обеспечения на 27 месяцев в виде неустойки.  …  Расчет величин  и  осуществляется для каждой ГТП генерации, зарегистрированной в отношении объектов по ДПМ ТБО или ДПМ ВИЭ, заключенным в отношении объектов генерации, отобранных на ОПВ в 2019 году и более ранние годы (либо заключенным в результате замены проекта ВИЭ на новые проекты ВИЭ), до наступления одного из следующих событий:  – истечения 15 месяцев (в отношении обеспечения, предоставленного в отношении 12 месяцев с даты начала поставки мощности) либо 27 месяцев (в отношении дополнительного обеспечения на 27 месяцев) с даты начала поставки по соответствующим ДПМ ВИЭ/ДПМ ТБО;  – в случае если обеспечением исполнения обязательств по ДПМ ВИЭ является поручительство третьего лица – до месяца, следующего за месяцем, в котором КО расторгает соответствующие договоры поручительства в соответствии с п. 7.15 настоящего Регламента;  – в случае если обеспечением исполнения обязательств по ДПМ ВИЭ является неустойка, а также для ДПМ ТБО – до месяца, в котором предельный объем поставки мощности на оптовый рынок с использованием объекта ВИЭ, определенный СО в соответствии с Регламентом аттестации генерирующего оборудования (Приложение № 19.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), определен не менее объема установленной мощности, указанного в приложении 1 к ДПМ ТБО/ДПМ ВИЭ, заключенным в отношении генерирующего объекта. | 3**. Порядок определения требований участника оптового рынка от продажи мощности по договорам, заключенным им на оптовом рынке**  3.1. КО по всем участникам оптового рынка, в отношении которых на оптовом рынке зарегистрированы ГТП генерации, для которых получено право покупки (продажи) электроэнергии и мощности на оптовом рынке электроэнергии и мощности (право на участие в торговле электрической энергией и мощностью на оптовом рынке), за исключением участников оптового рынка, ГТП генерации которых расположены исключительно на территории неценовых зон, определяет величину требований участника оптового рынка по договорам, заключенным им на оптовом рынке,  в соответствии со следующей формулой:    где ;  [руб.] – объем предоставленного участником оптового рынка i обеспечения исполнения обязательств по договорам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов (КОМ НГО) в виде неустойки, определенный согласно формуле (с точностью до 2 знаков после запятой с учетом математического округления):  ,  где  [руб./МВт] – предельное значение цены на мощность за 1 МВт в месяц, определенное для ГТП генерации p, отобранной по результатам КОМ НГО, проведенного:  – в 2017 году, равной 2 115 000 руб./МВт;  – 2018 году, равной 1 729 000 руб./МВт;  [МВт] – объем мощности, отобранный по результатам КОМ НГО, указанный в отношении ГТП генерации p в приложении 1 к договорам КОМ НГО;  – множество ГТП, зарегистрированных в отношении объектов генерации, отобранных по итогам КОМ НГО, в отношении которых участник оптового рынка i обеспечивает исполнение обязательств неустойкой, и имеющих на 1-е (первое) число месяца *m* признак «условная ГТП генерации»;  ;  [руб.] – объем ответственности участника оптового рынка i, являющегося поручителем по обязательствам участника (-ов) оптового рынка – поставщика (-ов) мощности по договорам КОМ НГО, заключенным в отношении объекта генерации p, определенный в соответствии с Регламентом проведения конкурентных отборов мощности новых генерирующих объектов (Приложение № 19.8 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  – множество ГТП, зарегистрированных в отношении объектов генерации, отобранных по итогам КОМ НГО, в отношении которых участник оптового рынка i выступает поручителем и заключены договоры поручительства, и имеющих на 1-е (первое) число расчетного месяца признак «условная ГТП генерации»;  ;  [руб.] – объем обеспечения, предоставленный участником оптового рынка i в виде неустойки по действующим на оптовом рынке договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности (договоры КОМ) для участия в КОМ в отношении ГТП генерации , определенный согласно следующей формуле (с точностью до 2 знаков после запятой с учетом математического округления (данная величина не определяется в отношении генерирующих объектов, в отношении которых определена величина )):  ,  где  [МВт] – объем мощности генерирующих объектов, отобранных по результатам КОМ, указанный в отношении ГТП генерации p участника оптового рынка i в месяце  года X в Реестре обязательств по поставке мощности по результатам КОМ, полученном КО в соответствии с п. 16.2 Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке (Приложение № 13.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  [руб./МВт] – цена на мощность в первой точке спроса на мощность, использованная для определения спроса на мощность при проведении КОМ на год X, для ценовой зоны z, к которой относится ГТП невведенного объекта генерации p;  Х – годы, на которые проводился КОМ, при этом в целях определения величины  учитываются месяцы начиная с месяца t–1, где t – месяц, в котором КО производит расчет;  *p* – объект генерации, отобранный по итогам КОМ, в отношении которого поставщик мощности обеспечивает исполнение обязательств, возникающих по итогам КОМ, неустойкой, и имеющий на 1-е (первое) число расчетного месяца признак «условная ГТП генерации»;  – множество ГТП генерации p, имеющих в соответствии с Регламентом проведения конкурентных отборов мощности (Приложение № 19.3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) на момент проведения КОМ на текущий год признак «условная ГТП генерации, в состав которой входит невведенное генерирующее оборудование».  ,  [руб.] – объем ответственности участника оптового рынка i , являющегося поручителем по договорам конкурентного отбора мощности, заключенным в отношении ГТП генерации p, определенный в соответствии с Регламентом проведения конкурентных отборов мощности (Приложение № 19.3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  – множество ГТП, зарегистрированных в отношении объектов генерации, отобранных по итогам КОМ, в отношении которых участник оптового рынка i обеспечивает исполнение обязательств, возникающих по итогам КОМ, поручительством, и имеющих на 1-е (первое) число расчетного месяца признак «условная ГТП генерации».  [руб.] – объем ответственности участника оптового рынка i, являющегося поручителем в месяце *m* по обязательствам участника оптового рынка – покупателя c ценозависимым потреблением j и заключившего договоры поручительства по договорам КОМ, определенный в соответствии с Регламентом проведения конкурентных отборов мощности (Приложение № 19.3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  ,  ,  – множество ГТП, зарегистрированных в отношении объектов по договорам ДПМ ТБО или ДПМ ВИЭ, заключенным в отношении объектов генерации, отобранных на ОПВ в 2019 году и более ранние годы (либо заключенным в результате замены проекта ВИЭ на новые проекты ВИЭ), в отношении исполнения обязательств по которым участник оптового рынка i выступает поручителем и заключены договоры поручительства;  – множество ГТП, зарегистрированных в отношении объектов по договорам ДПМ ТБО или ДПМ ВИЭ, заключенным в отношении объектов генерации, отобранных на ОПВ в 2019 году и более ранние годы (либо заключенным в результате замены проекта ВИЭ на новые проекты ВИЭ), в отношении исполнения обязательств по которым участник оптового рынка i обеспечивает исполнение обязательств неустойкой;  [руб.] – размер обеспечения исполнения обязательств участника оптового рынка i по договорам ДПМ ТБО или ДПМ ВИЭ, заключенным в отношении объектов генерации, отобранных на ОПВ в 2019 году и более ранние годы (либо заключенным в результате замены проекта ВИЭ на новые проекты ВИЭ), определенный в соответствии со следующей формулой (с точностью до копеек с учетом правил математического округления):  ,  где  – объем установленной мощности ГТП генерации p, указанный в приложении 1 к ДПМ ВИЭ / ДПМ ТБО;  – предельная величина капитальных затрат на возведение 1 кВт установленной мощности генерирующего объекта для вида генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, соответствующего виду, указанному в ДПМ ВИЭ, заключенных в отношении ГТП генерации p, определенная в отношении календарного года X+k, на который приходится указанная в ДПМ ВИЭ дата начала поставки мощности в ГТП генерации p, следующим образом:  – для объектов генерации, в отношении которых зарегистрирована ГТП генерации p, отобранных по результатам конкурсного отбора инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии (далее – ОПВ), проведенного в году X < 2015,  принимается равной определенной Правительством Российской Федерации для проведения ОПВ на календарный год X+k, на который приходится указанная в ДПМ ВИЭ дата начала поставки мощности в ГТП генерации p, по состоянию на дату начала срока подачи заявок на участие в указанном ОПВ предельной величине капитальных затрат на возведение 1 кВт установленной мощности генерирующего объекта соответствующего вида генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии;  – для объектов генерации, в отношении которых зарегистрирована ГТП генерации p, отобранных по итогам ОПВ, проведенного в году X ≥ 2015,  принимается равной определенной в соответствии с приложением 17 к Регламенту проведения отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии (Приложение № 27 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) предельной величине капитальных затрат на возведение 1 кВт установленной мощности генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии, для генерирующих объектов вида t, соответствующего виду, указанному в ДПМ ВИЭ, заключенных в отношении ГТП генерации p, и календарного года X+k, на который приходится указанная в ДПМ ВИЭ дата начала поставки мощности, – MaxCapExt,X+k.  В случае если по ДПМ ВИЭ дата начала поставки мощности была перенесена на более позднюю дату, то совокупный размер обеспечения исполнения обязательств участника оптового рынка i – продавца мощности по ДПМ ВИЭ в отношении ГТП генерации p определяется исходя из предельной величины капитальных затрат на возведение 1 кВт установленной мощности генерирующего объекта соответствующего вида генерирующих объектов, определенной по состоянию на дату начала срока подачи заявок на участие в конкурсном отборе инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, по результатам которого был отобран объект генерации, в отношении которого зарегистрирована ГТП генерации p.  Размер обеспечения исполнения обязательств участника оптового рынка i – продавца мощности по ДПМ ВИЭ, заключенным в отношении нового проекта ВИЭ, соответствующего ГТП генерации p, определяется в соответствии с формулой (с точностью до копеек с учетом правил математического округления):  ,  где  – объем установленной мощности ГТП генерации p нового проекта ВИЭ, указанный в приложении 1 к ДПМ ВИЭ, заключенным в отношении нового проекта ВИЭ;  – предельная величина капитальных затрат на возведение 1 кВт установленной мощности генерирующего объекта для вида генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, соответствующего виду, указанному в ДПМ ВИЭ, заключенных в отношении ГТП генерации p, определенная в отношении календарного года X+k, на который приходится указанная в ДПМ ВИЭ дата начала поставки мощности в ГТП генерации p, принимается равной определенной Правительством Российской Федерации для проведения ОПВ на календарный год X+k, на который приходится указанная в ДПМ ВИЭ первоначального проекта ВИЭ дата начала поставки мощности в ГТП генерации p первоначального проекта ВИЭ, по состоянию на дату начала срока подачи заявок на участие в указанном ОПВ предельной величине капитальных затрат на возведение 1 кВт установленной мощности генерирующего объекта соответствующего вида генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии.  Для объектов генерации p, в отношении которых заключены ДПМ ТБО, величина равна 380000.  ,  ,  – размер дополнительного обеспечения исполнения обязательств участника оптового рынка i по ДПМ ВИЭ, заключенным в отношении объектов генерации, отобранных на ОПВ в 2019 году и более ранние годы, либо заключенным в результате замены проекта ВИЭ на новые проекты ВИЭ, определенный в соответствии со следующей формулой для объектов ВИЭ, по которым участником оптового рынка i выполнено требование по предоставлению дополнительного обеспечения на 27 месяцев в соответствии с настоящим Регламентом (с точностью до копеек с учетом правил математического округления):  ;  – множество ГТП, зарегистрированных в отношении объектов по договорам ДПМ ВИЭ, заключенным в отношении объектов генерации, отобранных на ОПВ в 2019 году и более ранние годы (либо заключенным в результате замены проекта ВИЭ на новые проекты ВИЭ), в отношении которых участником оптового рынка i заключены договоры поручительства;  – множество ГТП, зарегистрированных в отношении объектов по договорам ДПМ ВИЭ, заключенным в отношении объектов генерации, отобранных на ОПВ в 2019 году и более ранние годы (либо заключенным в результате замены проекта ВИЭ на новые проекты ВИЭ), в отношении которых участником оптового рынка i выполнено требование по предоставлению дополнительного обеспечения на 27 месяцев в виде неустойки (ГТП, зарегистрированная в отношении объекта по договору ДПМ ВИЭ, включается в данное множество с 1-го числа месяца, указанного в уведомлении о выполнении указанных требований).  …  Расчет величин  и  осуществляется для каждой ГТП генерации, зарегистрированной в отношении объектов по ДПМ ТБО или ДПМ ВИЭ, заключенным в отношении объектов генерации, отобранных на ОПВ в 2019 году и более ранние годы (либо заключенным в результате замены проекта ВИЭ на новые проекты ВИЭ), до наступления одного из следующих событий:  – истечения 15 месяцев (в отношении обеспечения, предоставленного в отношении 12 месяцев с даты начала поставки мощности (с измененной даты начала поставки объекта ВИЭ в случае, если дата начала поставки мощности была перенесена на более позднюю дату)) либо 27 месяцев (в отношении дополнительного обеспечения на 27 месяцев) с даты начала поставки (с измененной даты начала поставки объекта ВИЭ в случае, если дата начала поставки мощности была перенесена на более позднюю дату) по соответствующим ДПМ ВИЭ/ДПМ ТБО;  – в случае если обеспечением исполнения обязательств по ДПМ ВИЭ является поручительство третьего лица – до месяца, следующего за месяцем, в котором КО расторгает соответствующие договоры поручительства в соответствии с п. 7.15 настоящего Регламента;  – в случае если обеспечением исполнения обязательств по ДПМ ВИЭ является неустойка, а также для ДПМ ТБО – до месяца, в котором предельный объем поставки мощности на оптовый рынок с использованием объекта ВИЭ, определенный СО в соответствии с Регламентом аттестации генерирующего оборудования (Приложение № 19.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), определен не менее объема установленной мощности, указанного в приложении 1 к ДПМ ТБО/ДПМ ВИЭ, заключенным в отношении генерирующего объекта. |
| где – стоимость мощности, купленной/проданной по регулируемым договорам (РД) *D* в отношении покупателей по РД для поставки ненаселению за месяц *m,* определенная в соответствии с *Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  …  …  где  – стоимость электрической энергии, купленной/проданной по РД *D* в отношении покупателей по РД для поставки ненаселению за месяц *m*, определенная в соответствии с *Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); | где – стоимость мощности, купленной/проданной по регулируемым договорам (РД) *D* в отношении покупателей по РД для поставки сверх объемов мощности, поставляемых и оплачиваемых по регулируемым договорам для населения и приравненных к нему категорий за месяц *m,* определенная в соответствии с *Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  …  ….  где  – стоимость электрической энергии, купленной/проданной по РД *D* в отношении покупателей по РД для поставки сверх объемов мощности, поставляемых и оплачиваемых по регулируемым договорам для населения и приравненных к нему категорий за месяц *m*, определенная в соответствии с *Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*); |

Приложение № 1.7

к Протоколу № 33/2020 заседания Наблюдательного совета

Ассоциации «НП Совет рынка» от 23 декабря 2020 года.

**Приложение № 1.7**

|  |
| --- |
| **Дата вступления в силу:** 1 апреля 2021 года. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ПРОВЕДЕНИЯ ОТБОРОВ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ ПО СТРОИТЕЛЬСТВУ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИХ НА ОСНОВЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ (Приложение № 27 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **п. 3 Приложение 31** | …    ,  где  – стоимость мощности, купленной/проданной по регулируемым договорам (РД) D в отношении покупателей по РД для поставки ненаселению за месяц m, определенная в соответствии с Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии (Приложение № 16 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  – стоимость мощности, купленной/проданной по РД D в отношении потребления населения и приравненных к нему групп потребителей за месяц m, определенная в соответствии с Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии (Приложение № 16 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).  ,  ,  где  – стоимость мощности, купленной/проданной участником оптового рынка в месяце m по договору купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, поставляемой ГТП генерации p участника оптового рынка i и приобретаемой в ГТП потребления (экспорта) q участника оптового рынка j, определенная в соответствии с Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии (Приложение № 16 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  ,  ,  – стоимость мощности, фактически поставленной поставщиком i покупателю j () или ФСК в месяце m по договору купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности/по договору купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности в целях компенсации потерь в электрических сетях, заключенному в отношении всех ГТП генерации p поставщика i, для которых выполняется условие , определенная в соответствии с Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии (Приложение № 16 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  – стоимость мощности, фактически поставленной поставщиком i покупателю j () или ФСК в месяце m по договору купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности/по договору купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности в целях компенсации потерь в электрических сетях, заключенному в отношении ГТП генерации  поставщика i, определенная в соответствии с Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии (Приложение № 16 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  – стоимость мощности, фактически поставленной поставщиком i покупателю j () или ФСК в месяце m по договору купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов/по договору купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов в целях компенсации потерь в электрических сетях, заключенному в отношении ГТП генерации  поставщика i, определенная в соответствии с Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – стоимость фактически поставленной поставщиком i покупателю j () по договору купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора (для генерирующих объектов, указанных в абзаце 3 пункта 113(1) Правил оптового рынка), определенная в соответствии с Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии (Приложение № 16 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  ,  ,  где  – стоимость мощности, фактически поставленной поставщиком i покупателю j () в месяце m по договору купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности в целях обеспечения поставки мощности между ценовыми зонами, определенная в соответствии с Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии (Приложение № 16 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  ,  ,  где  – стоимость мощности генерирующего объекта g, проданной участником оптового рынка i в месяце m в соответствии с договором АЭС/ГЭС и купленной в ГТП потребления (экспорта) q участника оптового рынка j, определенная в соответствии с Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии (Приложение № 16 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  ,  ,  где  – стоимость мощности, купленной/проданной участником оптового рынка в месяце m в ценовой зоне z по ДПМ, произведенной с использованием генерирующего объекта g участника оптового рынка i, покупаемой в ГТП потребления (экспорта) q участника оптового рынка j (), определенная в соответствии с Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии (Приложение № 16 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  ,  ,  где  – стоимость мощности, купленной/проданной участником оптового рынка в месяце m в ценовой зоне z по ДПМ ВИЭ, произведенной ГТП генерации p (для расчета величины ) участника оптового рынка i, покупаемой в ГТП потребления (экспорта) q участника оптового рынка j, определенная в соответствии с Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии (Приложение № 16 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  – множество ГТП генераций p генерирующих объектов ВИЭ, в отношении ДПМ ВИЭ которых на 15-е число месяца, в котором производится расчет величины , у КО есть информация о том, что права поставщика мощности по данному ДПМ ВИЭ на получение (требования об уплате) денежных средств, подлежащих уплате ему в соответствии с договором, переданы в залог;  ,  где  – стоимость электрической энергии, купленной/проданной по РД D в отношении покупателей по РД для поставки ненаселению за месяц m, определенная в соответствии с Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии (Приложение № 16 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  – стоимость электрической энергии, купленной/проданной по РД D в отношении потребления населения и приравненных к нему групп потребителей за месяц m, определенная в соответствии с Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии (Приложение № 16 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  ,  – стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка по договору купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед за расчетный период t = месяц m, определенная в соответствии с Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии (Приложение № 16 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка;  – сезонный коэффициент, отражающий распределение нагрузки потребления по месяцам в течение календарного года, определяемый с точностью до 11 знаков после запятой в соответствии с пунктом 13.1.4.1 Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии (Приложение № 16 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка);  Out – ценовая зона, из которой осуществляется поставка мощности по результатам КОМ на соответствующий год поставки мощности в соответствии с пунктом 4.7.3 Регламента проведения конкурентных отборов мощности (Приложение № 19.3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).  В случае если для расчета  исходные данные не определены, то в целях расчета эти исходные данные принимаются равными нулю.  … | …    ,  где – стоимость мощности, купленной/проданной по регулируемым договорам (РД) *D* в отношении покупателей по РД для поставки сверх объемов мощности, поставляемых и оплачиваемых по регулируемым договорам для населения и приравненных к нему категорий за месяц *m,* определенная в соответствии с *Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – стоимость мощности, купленной/проданной по РД *D* в отношении потребления населения и приравненных к нему групп потребителей за месяц *m*, определенная в соответствии с *Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  ,  ,  где  – стоимость мощности, купленной/проданной участником оптового рынка в месяце *m* по договору купли-продажи мощности, производимой с использованием генерирующих объектов, поставляющих мощность в вынужденном режиме, поставляемой ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* и приобретаемой в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j*, определенная в соответствии с *Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  ,  ,  – стоимость мощности, фактически поставленной поставщиком *i* покупателю *j* () или ФСК в месяце *m* по договору купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности/по договору купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности в целях компенсации потерь в электрических сетях, заключенному в отношении всех ГТП генерации *p* поставщика *i*, для которых выполняется условие , определенная в соответствии с *Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – стоимость мощности, фактически поставленной поставщиком *i* покупателю *j* () или ФСК в месяце *m* по договору купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности/по договору купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности в целях компенсации потерь в электрических сетях, заключенному в отношении ГТП генерации  поставщика *i*, определенная в соответствии с *Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – стоимость мощности, фактически поставленной поставщиком *i* покупателю *j* ()или ФСК в месяце *m* по договору купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов/по договору купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов в целях компенсации потерь в электрических сетях, заключенному в отношении ГТП генерации  поставщика *i*, определенная в соответствии с *Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – стоимость фактически поставленной поставщиком *i* покупателю *j* () по договору купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора (для генерирующих объектов, указанных в абзаце 3 пункта 113(1) Правил оптового рынка), определенная в соответствии с *Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  ,  ,  где  – стоимость мощности, фактически поставленной поставщиком *i* покупателю *j* () в месяце *m* по договору купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности в целях обеспечения поставки мощности между ценовыми зонами, определенная в соответствии с *Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  ,  ,  где  – стоимость мощности генерирующего объекта *g*, проданной участником оптового рынка *i* в месяце *m* в соответствии с договором АЭС/ГЭС и купленной в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j*, определенная в соответствии с *Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  ,  ,  где  – стоимость мощности, купленной/проданной участником оптового рынка в месяце *m* в ценовой зоне *z* по ДПМ, произведенной с использованием генерирующего объекта *g* участника оптового рынка *i*, покупаемой в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* (), определенная в соответствии с *Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  ,  ,  - стоимость мощности, купленной/проданной участником оптового рынка в месяце *m* в ценовой зоне *z* по договорам на модернизацию, произведенной ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, покупаемой в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* (), определенная в соответствии *с Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 *к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  ,  ,  где  – стоимость мощности, купленной/проданной участником оптового рынка в месяце *m* в ценовой зоне *z* по ДПМ ВИЭ, произведенной ГТП генерации *p* (для расчета величины ) участника оптового рынка *i*, покупаемой в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j*, определенная в соответствии с *Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – множество ГТП генераций *p* генерирующих объектов ВИЭ, в отношении ДПМ ВИЭ которых на 15-е число месяца, в котором производится расчет величины , у КО есть информация о том, что права поставщика мощности по данному ДПМ ВИЭ на получение (требования об уплате) денежных средств, подлежащих уплате ему в соответствии с договором, переданы в залог;  ,  где  – стоимость электрической энергии, купленной/проданной по РД *D* в отношении покупателей по РД для поставки сверх объемов мощности, поставляемых и оплачиваемых по регулируемым договорам для населения и приравненных к нему категорий за месяц *m*, определенная в соответствии с *Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – стоимость электрической энергии, купленной/проданной по РД *D* в отношении потребления населения и приравненных к нему групп потребителей за месяц *m*, определенная в соответствии с *Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  ,  – стоимость электроэнергии, купленной участником оптового рынка по договору купли-продажи электрической энергии по результатам конкурентного отбора ценовых заявок на сутки вперед за расчетный период *t =* месяц *m*, определенная в соответствии с *Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*;  – сезонный коэффициент, отражающий распределение нагрузки потребления по месяцам в течение календарного года, определяемый с точностью до 11 знаков после запятой в соответствии с пунктом 13.1.4.1 *Регламента финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (Приложение № 16 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  Out – ценовая зона, из которой осуществляется поставка мощности по результатам КОМ на соответствующий год поставки мощности в соответствии с пунктом 4.7.3 *Регламента проведения конкурентных отборов мощности* (Приложение № 19.3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  В случае если для расчета  исходные данные не определены, то в целях расчета эти исходные данные принимаются равными нулю…. |

**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) |
| **Приложение 28.13,**  **п. 2** | …  – коэффициент, принимающий значение 0,5 в случае, если в отношении ГТП генерации p в сроки, предусмотренные для месяца m приложением 10.2 к *Регламенту проведения отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций* (Приложение № 19.3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), КО не получено подтверждение выполнения всех мероприятий по модернизации, содержащихся в приложении 3 к договорам на модернизацию, заключенным в отношении такой ГТП генерации p, в отношении которых в приложении 3 в графе «Вид мероприятия» указан признак «основное» («основные»); в противном случае принимается равным 1 (единице). | …  – коэффициент, принимающий значение 0,5 в случае, если по результатам получения подтверждений выполнения мероприятий по модернизации в отношении ГТП генерации *p* в сроки, предусмотренные для месяца *m* приложением 10.2 к *Регламенту проведения отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций* (Приложение № 19.3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), у КО одновременно отсутствует подтверждение выполнения мероприятий по модернизации, содержащихся в приложении 3 к договорам на модернизацию, заключенным в отношении такой ГТП генерации *p*, в отношении которых в приложении 3 в графе «Вид мероприятия» указан признак «основное» («основные»); в противном случае принимается равным 1 (единице). |
| **Приложение 28.13,**  **п. 7** | …  в случае, если в сроки, предусмотренные для месяца *m* приложением 10.2 к *Регламенту проведения отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций* (Приложение № 19.3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), КО не получено подтверждение выполнения всех мероприятий по модернизации, содержащихся в приложении 3 к договорам на модернизацию, в отношении которых в приложении 3 в графе «Вид мероприятия» указан признак «основное» («основные»)*;*  … | …  в случае, если по результатам получения подтверждений выполнения мероприятий по модернизации в отношении ГТП генерации *p* в сроки, предусмотренные для месяца *m* приложением 10.2 к *Регламенту проведения отборов проектов модернизации генерирующего оборудования тепловых электростанций* (Приложение № 19.3.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), у КО одновременно отсутствует подтверждение выполнения мероприятий по модернизации, содержащихся в приложении 3 к договорам на модернизацию, в отношении которых в приложении 3 в графе «Вид мероприятия» указан признак «основное» («основные»)*;*  … |
| **Приложение 28.13,**  **п. 15** | КО начиная с рассчитывает цену на мощность ГТП генерации p участника оптового рынка i по договорам на модернизацию не позднее седьмого числа месяца, следующего за расчетным периодом (в отношении расчетного месяца m = декабрь не позднее чем за 4 (четыре) рабочих дня до даты первого авансового платежа в январе следующего календарного года), и публикует на своем официальном сайте, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом, указанную цену, а также значения ценовых параметров, определенных настоящим приложением, исходя из которых была рассчитана публикуемая цена. Параметры, определяемые в пунктах 2–11 настоящего приложения, рассчитываются и публикуются начиная с . | КО начиная с рассчитывает цену на мощность ГТП генерации p участника оптового рынка *i* по договорам на модернизацию не позднее седьмого числа месяца, следующего за расчетным периодом (в отношении расчетного месяца *m* = декабрь не позднее чем за 4 (четыре) рабочих дня до даты первого авансового платежа в январе следующего календарного года), и публикует на своем официальном сайте, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом, указанную цену, а также значения ценовых параметров, определенных настоящим приложением, исходя из которых была рассчитана публикуемая цена. Параметры, определяемые в пунктах 3–11 настоящего приложения, рассчитываются и публикуются начиная с . |

**Действующая редакция**

**Приложение 28.8**

**Итоговый реестр финансовых обязательств/требований по договорам на модернизацию**

**за расчетный период mm YYYY**

**<package-comment>**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Уникальный идентификатор <id>** | **Номер договора  <contract-number>** | **Дата подписания договора <contract-date>** | **Первое число расчетного месяца <start-date>** | **Последнее число расчетного месяца <finish-date>** | **Идентификационный код участника ОРЭМ –**  **получателя**  **<trader-supplier-code >** | **Код ГТП генерации**  **<** **object-supply >** | **Идентификационный код участника ОРЭМ –**  **плательщика**  **<trader-consumer-code >** | **Идентификационный код участника ОРЭМ –**  **плательщика**  **<** **object-consume >** | **Объем мощности, фактически поставленный по договору, МВт**  **<qnt>** | **Цена, руб./МВт**  **<unit-price>** | **Стоимость (без НДС), руб.**  **<act-amount>** | **НДС, руб.**  **<vat-amount>** | **Стоимость (с НДС), руб.**  **<payment-amount>** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

**Предлагаемая редакция**

**Приложение 28.8**

**Итоговый реестр финансовых обязательств/требований по договорам на модернизацию**

**за расчетный период mm YYYY**

**<package-comment>**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **Уникальный идентификатор <id>** | **Номер договора  <contract-number>** | **Дата подписания договора <contract-date>** | **Первое число расчетного месяца <start-date>** | **Последнее число расчетного месяца <finish-date>** | **Идентификационный код участника ОРЭМ –**  **получателя**  **<trader-supplier-code>** | **Код ГТП генерации**  **<** **object-supply >** | **Идентификационный код участника ОРЭМ –**  **плательщика**  **<trader-consumer-code>** | **Идентификационный код участника ОРЭМ –**  **плательщика**  **<** **object-consume>** | **Объем мощности, фактически поставленный по договору, МВт**  **<qnt>** | **Стоимость (без НДС), руб.**  **<act-amount>** | **НДС, руб.**  **<vat-amount>** | **Стоимость, руб.**  **<payment-amount>** |
|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |