**V.13. Изменения, связанные с определением порядка расчета доли затрат, отражающей прогнозную прибыль от продажи электрической энергии в период после истечения ДПМ**

**Приложение № 5.13.1**

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

**Обоснование:** необходимо привести ДОП в соответствие c разделами IV и V Методики расчета значения доли компенсируемых затрат, отражающей прогнозную прибыль от продажи электрической энергии, для поставщиков электрической энергии (мощности), которые предусматривают изменение с 1 апреля 2017 года порядка расчета цен ДПМ. Указанное изменение заключается в учете при расчете цены объектов ДПМ значения доли затрат, отражающей прогнозную прибыль от продажи электрической энергии, определенной в его отношении для периода после истечения периода поставки по ДПМ мощности этого объекта.

**Дата вступления в силу:** 1 апреля 2017 года.

**Предложения по изменениям и дополнениям в СТАНДАРТНУЮ ФОРМУ ДОГОВОРА О ПРЕДОСТАВЛЕНИИ МОЩНОСТИ (Приложение № Д 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 4, п. 17** | **…**, (20)где – прогнозная величина возмещаемых в Отчетном периоде *Y+*4 затрат в отношении объекта генерации *g*, определяемая в соответствии с пунктом 18 настоящего приложения; – значение доли компенсируемых затрат, отражающей прогнозную прибыль от продажи электрической энергии, для периода, включающего календарные годы, начиная с года *i*+4 и до года *i*+7 включительно, определяемое в отношении объекта генерации *g* в порядке, установленном *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка*, согласно методике расчета значения доли компенсируемых затрат, отражающей прогнозную прибыль от продажи электрической энергии, для поставщиков электрической энергии (мощности), утвержденной федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса (если указанная методика не определяет порядок расчета данного значения доли компенсируемых затрат, то значение  принимается равным значению , определяемому для объекта генерации *g* в отношении месяца *m* в соответствии с пунктом 3.2 настоящего приложения);**…** | **…**, (20)где – прогнозная величина возмещаемых в Отчетном периоде *Y+*4 затрат в отношении объекта генерации *g*, определяемая в соответствии с пунктом 18 настоящего приложения; – значение доли компенсируемых затрат, отражающей прогнозную прибыль от продажи электрической энергии, для периода, включающего календарные годы, начиная с года *i*+4 и до года *i*+7 включительно, определяемое в отношении объекта генерации *g* и календарного года *T*, к которому относится месяц *m*, в порядке, установленном *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка*, согласно методике расчета значения доли компенсируемых затрат, отражающей прогнозную прибыль от продажи электрической энергии, для поставщиков электрической энергии (мощности), утвержденной федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса (если указанная методика не определяет порядок расчета данного значения доли компенсируемых затрат, то значение  принимается равным значению , определяемому для объекта генерации *g* в отношении месяца *m* в соответствии с пунктом 3.2 настоящего приложения);**…** |
| **Приложение 4, п. 18** | 18. Прогнозная величина возмещаемых в Отчетном периоде *Y+*4 затрат в отношении объекта генерации *g* определяется следующим образом:. (21) | 18. Прогнозная величина возмещаемых в Отчетном периоде *Y+*4 затрат в отношении объекта генерации *g* определяется следующим образом:. (21) |

**Предложения по изменениям и дополнениям в СТАНДАРТНУЮ ФОРМУ ДОГОВОРА О ПРЕДОСТАВЛЕНИИ МОЩНОСТИ ВВЕДЕННЫХ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ГЕНЕРИРУЮЩИХ ОБЪЕКТОВ (Приложение № Д 16.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№****пункта** | **Редакция, действующая на момент** **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**(изменения выделены цветом) |
| **Приложение 4, п. 17** | **…**, (20)где – прогнозная величина возмещаемых в Отчетном периоде *Y+*4 затрат в отношении объекта генерации *g*, определяемая в соответствии с пунктом 18 настоящего приложения; – значение доли компенсируемых затрат, отражающей прогнозную прибыль от продажи электрической энергии, для периода, включающего календарные годы, начиная с года *i*+4 и до года *i*+7 включительно, определяемое в отношении объекта генерации *g* в порядке, установленном *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка*, согласно методике расчета значения доли компенсируемых затрат, отражающей прогнозную прибыль от продажи электрической энергии, для поставщиков электрической энергии (мощности), утвержденной федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса (если указанная методика не определяет порядок расчета данного значения доли компенсируемых затрат, то значение  принимается равным значению , определяемому для объекта генерации *g* в отношении месяца *m* в соответствии с пунктом 3.2 настоящего приложения);**…** | **…**, (20)где – прогнозная величина возмещаемых в Отчетном периоде *Y+*4 затрат в отношении объекта генерации *g*, определяемая в соответствии с пунктом 18 настоящего приложения; – значение доли компенсируемых затрат, отражающей прогнозную прибыль от продажи электрической энергии, для периода, включающего календарные годы, начиная с года *i*+4 и до года *i*+7 включительно, определяемое в отношении объекта генерации *g* и календарного года *T*, к которому относится месяц *m*, в порядке, установленном *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка*, согласно методике расчета значения доли компенсируемых затрат, отражающей прогнозную прибыль от продажи электрической энергии, для поставщиков электрической энергии (мощности), утвержденной федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса (если указанная методика не определяет порядок расчета данного значения доли компенсируемых затрат, то значение  принимается равным значению , определяемому для объекта генерации *g* в отношении месяца *m* в соответствии с пунктом 3.2 настоящего приложения);**…** |
| **Приложение 4, п. 18** | 18. Прогнозная величина возмещаемых в Отчетном периоде *Y+*4 затрат в отношении объекта генерации *g* определяется следующим образом:. (21) | 18. Прогнозная величина возмещаемых в Отчетном периоде *Y+*4 затрат в отношении объекта генерации *g* определяется следующим образом:. (21) |

**Предложения по изменениям и дополнениям в СТАНДАРТНУЮ ФОРМУ АГЕНТСКОГО ДОГОВОРА, обеспечивающего реализацию инвестиционных программ ОГК/ТГК (Приложение № Д 15 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№****пункта** | **Редакция, действующая на момент** **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**(изменения выделены цветом) |
| **Приложение 19, п. 17** | **…**, (20)где – прогнозная величина возмещаемых в Отчетном периоде *Y+*4 затрат в отношении объекта генерации *g*, определяемая в соответствии с пунктом 18 настоящего приложения; – значение доли компенсируемых затрат, отражающей прогнозную прибыль от продажи электрической энергии, для периода, включающего календарные годы, начиная с года *i*+4 и до года *i*+7 включительно, определяемое в отношении объекта генерации *g* в порядке, установленном *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка*, согласно методике расчета значения доли компенсируемых затрат, отражающей прогнозную прибыль от продажи электрической энергии, для поставщиков электрической энергии (мощности), утвержденной федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса (если указанная методика не определяет порядок расчета данного значения доли компенсируемых затрат, то значение  принимается равным значению , определяемому для объекта генерации *g* в отношении месяца *m* в соответствии с пунктом 3.2 настоящего приложения);**…** | **…**, (20)где – прогнозная величина возмещаемых в Отчетном периоде *Y+*4 затрат в отношении объекта генерации *g*, определяемая в соответствии с пунктом 18 настоящего приложения; – значение доли компенсируемых затрат, отражающей прогнозную прибыль от продажи электрической энергии, для периода, включающего календарные годы, начиная с года *i*+4 и до года *i*+7 включительно, определяемое в отношении объекта генерации *g* и календарного года *T*, к которому относится месяц *m*, в порядке, установленном *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка*, согласно методике расчета значения доли компенсируемых затрат, отражающей прогнозную прибыль от продажи электрической энергии, для поставщиков электрической энергии (мощности), утвержденной федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса (если указанная методика не определяет порядок расчета данного значения доли компенсируемых затрат, то значение  принимается равным значению , определяемому для объекта генерации *g* в отношении месяца *m* в соответствии с пунктом 3.2 настоящего приложения);**…** |
| **Приложение 19, п. 18** | 18. Прогнозная величина возмещаемых в Отчетном периоде *Y+*4 затрат в отношении объекта генерации *g* определяется следующим образом:. (21) | 18. Прогнозная величина возмещаемых в Отчетном периоде *Y+*4 затрат в отношении объекта генерации *g* определяется следующим образом:. (21) |

**Предложения по изменениям и дополнениям в СТАНДАРТНУЮ ФОРМУ АГЕНТСКОГО ДОГОВОРА, обеспечивающего заключение и исполнение договоров о предоставлении мощности введенных в эксплуатацию генерирующих объектов (Приложение № Д 15.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№****пункта** | **Редакция, действующая на момент** **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**(изменения выделены цветом) |
| **Приложение 5, п. 17** | **…**, (20)где – прогнозная величина возмещаемых в Отчетном периоде *Y+*4 затрат в отношении объекта генерации *g*, определяемая в соответствии с пунктом 18 настоящего приложения; – значение доли компенсируемых затрат, отражающей прогнозную прибыль от продажи электрической энергии, для периода, включающего календарные годы, начиная с года *i*+4 и до года *i*+7 включительно, определяемое в отношении объекта генерации *g* в порядке, установленном *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка*, согласно методике расчета значения доли компенсируемых затрат, отражающей прогнозную прибыль от продажи электрической энергии, для поставщиков электрической энергии (мощности), утвержденной федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса (если указанная методика не определяет порядок расчета данного значения доли компенсируемых затрат, то значение  принимается равным значению , определяемому для объекта генерации *g* в отношении месяца *m* в соответствии с пунктом 3.2 настоящего приложения);**…** | **…**, (20)где – прогнозная величина возмещаемых в Отчетном периоде *Y+*4 затрат в отношении объекта генерации *g*, определяемая в соответствии с пунктом 18 настоящего приложения; – значение доли компенсируемых затрат, отражающей прогнозную прибыль от продажи электрической энергии, для периода, включающего календарные годы, начиная с года *i*+4 и до года *i*+7 включительно, определяемое в отношении объекта генерации *g* и календарного года *T*, к которому относится месяц *m*, в порядке, установленном *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка*, согласно методике расчета значения доли компенсируемых затрат, отражающей прогнозную прибыль от продажи электрической энергии, для поставщиков электрической энергии (мощности), утвержденной федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса (если указанная методика не определяет порядок расчета данного значения доли компенсируемых затрат, то значение  принимается равным значению , определяемому для объекта генерации *g* в отношении месяца *m* в соответствии с пунктом 3.2 настоящего приложения);**…** |
| **Приложение 5, п. 18** | 18. Прогнозная величина возмещаемых в Отчетном периоде *Y+*4 затрат в отношении объекта генерации *g* определяется следующим образом:. (21) | 18. Прогнозная величина возмещаемых в Отчетном периоде *Y+*4 затрат в отношении объекта генерации *g* определяется следующим образом:. (21) |

**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) |
| **20.4** | Расчет авансовых финансовых обязательств/требований по ДПМВеличина авансового обязательства/требования участника оптового рынка в месяце *m* ценовой зоны *z* за мощность по ДПМ, производимую с использованием генерирующего объекта *g* участника оптового рынка *i* и приобретаемую в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* (), рассчитывается по формуле (с точностью до копеек с учетом правил математического округления): ,– генерирующий объект, в отношении которого зарегистрирована ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*; – объем мощности, используемый для расчета авансовых обязательств/требований в месяце *m* ценовой зоны *z* за мощность по ДПМ, производимую с использованием генерирующего объекта *g* участника оптового рынка *i* и приобретаемую в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* (), определенный в соответствии с *Регламентом определения объемов мощности, продаваемой по договорам о предоставлении мощности* (Приложение № 6.7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*; – цена мощности по ДПМ в месяце *m*, производимой с использованием генерирующего объекта *g* участника оптового рынка *i*, определяемая с точностью до 7 (семи) знаков после запятой в соответствии с приложением 4 к ДПМ.В январе 2011 года расчет авансовых обязательств/требований по ДПМ не осуществляется.Для генерирующих объектов *g* в отношении которых в соответствующих приложениях 4.1 к ДПМ указан признак «модернизируемый» участника оптового рынка *i* расчет авансовых обязательств/требований по ДПМ для первых двух месяцев фактической поставки не осуществляется. В случае если в месяце *m* не наступила дата начала фактической поставки мощности генерирующего объекта *g* участника оптового рынка *i*, то расчет авансовых обязательств/требований по ДПМ в отношении этого генерирующего объекта *g* не осуществляется.... | Расчет авансовых финансовых обязательств/требований по ДПМВеличина авансового обязательства/требования участника оптового рынка в месяце *m* ценовой зоны *z* за мощность по ДПМ, производимую с использованием генерирующего объекта *g* участника оптового рынка *i* и приобретаемую в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* (), рассчитывается по формуле (с точностью до копеек с учетом правил математического округления): ,– генерирующий объект, в отношении которого зарегистрирована ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*; – объем мощности, используемый для расчета авансовых обязательств/требований в месяце *m* ценовой зоны *z* за мощность по ДПМ, производимую с использованием генерирующего объекта *g* участника оптового рынка *i* и приобретаемую в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* (), определенный в соответствии с *Регламентом определения объемов мощности, продаваемой по договорам о предоставлении мощности* (Приложение № 6.7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*; – цена мощности по ДПМ в месяце *m*, производимой с использованием генерирующего объекта *g* участника оптового рынка *i*, определяемая с точностью до 7 (семи) знаков после запятой в соответствии с приложением 4 к ДПМ.Величина авансового обязательства/требования участника оптового рынка в месяце *m* = апрель 2017 года ценовой зоны *z* за мощность по ДПМ, производимую с использованием генерирующего объекта *g* участника оптового рынка *i* и приобретаемую в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* (), рассчитывается по формуле (с точностью до копеек с учетом правил математического округления): ,где – генерирующий объект, в отношении которого зарегистрирована ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*; – объем мощности, используемый для расчета авансовых обязательств/требований в месяце *m* ценовой зоны *z* за мощность по ДПМ, производимую с использованием генерирующего объекта *g* участника оптового рынка *i* и приобретаемую в ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* (), определенный в соответствии с *Регламентом определения объемов мощности, продаваемой по договорам о предоставлении мощности* (Приложение № 6.7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)*; – цена мощности по ДПМ, производимой с использованием генерирующего объекта *g* участника оптового рынка *i*, определенная КО в отношении месяца *m* = март 2017 года.В январе 2011 года расчет авансовых обязательств/требований по ДПМ не осуществляется.Для генерирующих объектов *g* в отношении которых в соответствующих приложениях 4.1 к ДПМ указан признак «модернизируемый» участника оптового рынка *i* расчет авансовых обязательств/требований по ДПМ для первых двух месяцев фактической поставки не осуществляется. В случае если в месяце *m* не наступила дата начала фактической поставки мощности генерирующего объекта *g* участника оптового рынка *i*, то расчет авансовых обязательств/требований по ДПМ в отношении этого генерирующего объекта *g* не осуществляется.В случае если датой начала фактической поставки мощности генерирующего объекта *g* участника оптового рынка *i* является апрель 2017 года, то расчет авансовых обязательств/требований по ДПМ в отношении этого генерирующего объекта *g* в апреле 2017 года не осуществляется.... |

**Предложения по изменениям и дополнениям в Регламент определения параметров, необходимых для расчета цены по договорам о предоставлении мощности (Приложение № 19.6 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№****пункта** | **Редакция, действующая на момент** **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**(изменения выделены цветом) |
| **5** | 5. Определение доли затрат, отражающей прогнозную прибыль от продажи электрической энергииДля определения цены и (или) расчетной цены по ДПМ КО использует величину доли затрат, отражающей прогнозную прибыль от продажи электрической энергии, определяемую согласно настоящему пункту.Для объектов генерации, в отношении которых в приложении 4.1 к соответствующим *Договорам о предоставлении мощности* (Приложение № Д 16, Приложение № Д 16.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) указано значение признака модернизации, равное «модернизируемый», величина доли затрат, отражающей прогнозную прибыль от продажи электрической энергии, определяется в соответствии с приложением 2 к настоящему Регламенту, с учетом особенностей, установленных разделом 6 настоящего Регламента.Для объектов, в отношении которых в приложении 4.1 к соответствующим *Договорам о предоставлении мощности* (Приложение № Д 16, Приложение № Д 16.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) указано значение признака модернизации, равное «новый», величина доли затрат, отражающей прогнозную прибыль от продажи электрической энергии, определяется в соответствии с приложением 2.1 к настоящему Регламенту. | 5. Определение доли затрат, отражающей прогнозную прибыль от продажи электрической энергии, и доли компенсируемых затрат, отражающей прогнозную прибыль от продажи электрической энергии, для периода, включающего календарные годы, начиная с года i+4 и до года i+7 включительноДля определения цены и (или) расчетной цены по ДПМ КО использует величины доли затрат, отражающей прогнозную прибыль от продажи электрической энергии, и доли компенсируемых затрат, отражающей прогнозную прибыль от продажи электрической энергии, для периода, включающего календарные годы, начиная с года *i*+4 и до года *i*+7 включительно, определяемые согласно настоящему пункту.Для объектов генерации, в отношении которых в приложении 4.1 к соответствующим *Договорам о предоставлении мощности* (Приложение № Д 16, Приложение № Д 16.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) указано значение признака модернизации, равное «модернизируемый», величина доли затрат, отражающей прогнозную прибыль от продажи электрической энергии, определяется в соответствии с приложением 2 к настоящему Регламенту, с учетом особенностей, установленных разделом 6 настоящего Регламента.Для объектов, в отношении которых в приложении 4.1 к соответствующим *Договорам о предоставлении мощности* (Приложение № Д 16, Приложение № Д 16.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) указано значение признака модернизации, равное «новый», величина доли затрат, отражающей прогнозную прибыль от продажи электрической энергии, определяется в соответствии с приложением 2.1 к настоящему Регламенту.Величина доли компенсируемых затрат, отражающей прогнозную прибыль от продажи электрической энергии, для периода, включающего календарные годы, начиная с года *i*+4 и до года *i*+7 включительно, определяется в соответствии с приложением 2.2 к настоящему Регламенту. |
| **7** | …Для объектов генерации, в отношении которых в приложении 4.1 к соответствующим ДПМ указан признак «модернизируемый», для расчетного периода *m*, соответствующего первому или второму месяцу фактической поставки мощности данных объектов генерации, КО рассчитывает цену на поставляемую по ДПМ мощность генерирующего объекта не позднее седьмого числа месяца *m*+1 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, исходя из которых была рассчитана публикуемая цена. | …Для объектов генерации, в отношении которых в приложении 4.1 к соответствующим ДПМ указан признак «модернизируемый», для расчетного периода *m*, соответствующего первому или второму месяцу фактической поставки мощности данных объектов генерации, КО рассчитывает цену на поставляемую по ДПМ мощность генерирующего объекта не позднее седьмого числа месяца *m*+1 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, исходя из которых была рассчитана публикуемая цена.Для расчетного периода = апрель 2017 года КО рассчитывает цену на поставляемую по ДПМ мощность генерирующего объекта не позднее 7 мая 2017 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, исходя из которых была рассчитана публикуемая цена. |
| **Приложение 2, п. 21** | … – значение мощности (в МВт) объекта генерации *g*, определенноепо следующей формуле:, (12)где  – значение установленной мощности объекта генерации *g*, указанное в приложении 1 к соответствующим ДПМ;**…** | … – значение мощности (в МВт) объекта генерации *g*, определенноепо следующей формуле:, (12)где  – значение установленной мощности объекта генерации *g*, указанное в приложении 1 к соответствующим ДПМ;… |

**Добавить приложение**

**Приложение 2.2**

**Порядок определения доли компенсируемых затрат, отражающей прибыль от продажи электрической энергии, для периода, включающего календарные годы, начиная с года *i*+4 и до года *i*+7 включительно**

1. При определении цены на мощность объекта генерации, в отношении которого в приложении 4.1 к соответствующим договорам о предоставлении мощности (Приложение № Д 16, Приложение № Д 16.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) (далее – ДПМ) указано значение признака модернизации, равное «новый» (далее – новый объект генерации), значение доли компенсируемых затрат, отражающей прогнозную прибыль от продажи электрической энергии, для периода, включающего календарные годы, начиная с года *i*+4 и до года *i*+7 включительно (далее – доля затрат после ДПМ), определяется согласно разделу I настоящего Порядка.
2. При определении цены на мощность объекта генерации, в отношении которого в приложении 4.1 к соответствующим ДПМ указано значение признака модернизации, равное «модернизируемый» (далее – модернизируемый объект генерации), значение доли затрат после ДПМ определяется согласно разделу II настоящего Порядка.
3. Ежегодно, начиная с 2018 года, не позднее срока, установленного Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка для расчета цены поставляемой по ДПМ мощности в отношении января соответствующего года *X*, КО определяет значения доли затрат после ДПМ в отношении объектов генерации, для которых 72 месяца с плановой даты начала поставки мощности, определяемой в соответствии с пунктом 16 приложения 4 к соответствующим ДПМ, истекли (истекут) до 1 декабря года *X*. В 2017 году КО определяет указанные значения доли затрат после ДПМ не позднее срока, установленного *Договором о присоединении к торговой системе оптового рынка* для расчета цены поставляемой по ДПМ мощности в отношении апреля 2017 года.

### I. ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДОЛИ ЗАТРАТ ПОСЛЕ ДПМ В ОТНОШЕНИИ НОВЫХ ОБЪЕКТОВ ГЕНЕРАЦИИ

1. КО формирует перечень новых объектов генерации, для которых 72 месяца с плановой даты начала поставки мощности, определяемой в соответствии с пунктом 16 приложения 4 к соответствующим ДПМ, истекли (истекут) до 1 декабря года *X*, именуемый в настоящем Порядке «Перечень».
2. Объекты генерации, включенные в Перечень, распределяются по категориям, объединяющим объекты генерации, у которых совпадают значения всех параметров, которые определяют отнесение объекта генерации к конкретной категории.

В качестве параметров, которые определяют отнесение объекта генерации к конкретной категории, в настоящем Порядке используются:

* вид основного топлива объекта генерации;
* отнесение мощности объекта генерации к диапазону с учетом вида основного топлива;
* принадлежность к ценовой зоне оптового рынка;
* принадлежность к климатической (температурной) зоне;
* принадлежность к сейсмической зоне;
* год, в котором истекли (истекут) 72 месяца с плановой даты начала поставки мощности (далее в настоящем Порядке данный параметр именуется «год истечения 72 месяцев с начала поставки»).
1. Значение параметра «вид основного топлива объекта генерации» в отношении объекта генерации определяется его фактическим основным видом топлива и принимает значения «газ» (далее – объект газовой генерации) или «уголь» (далее – объект угольной генерации).
2. Значение параметра «отнесение мощности объекта генерации к диапазону с учетом вида основного топлива» в отношении объекта генерации *g* определяется его мощностью , определяемой в соответствии с настоящим Порядком, и значением параметра «вид основного топлива объекта генерации».

Для целей настоящего Порядка устанавливаются следующие значения параметра, определяемого согласно настоящему пункту:

* объект газовой генерации мощностью менее 150 МВт;
* объект газовой генерации мощностью не менее 150 и не более 250 МВт;
* объект газовой генерации мощностью более 250 МВт;
* объект угольной генерации мощностью не более 225 МВт;
* объект угольной генерации мощностью более 225 МВт.
1. Мощность объекта генерации *g* для целей настоящего Порядка  определяется по следующей формуле:

, (1)

где  – значение установленной мощности объекта генерации *g*, указанное в приложении 1 к соответствующим ДПМ;

 – максимальное из определенных в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* (приложение № 19.2 к *договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) значений предельного объема мощности генерирующего объекта *g*  для месяцев *m*, начиная с января 2011 года и по декабрь года *X–*1 включительно.

1. Значение параметра «принадлежность к ценовой зоне оптового рынка» принимает следующие значения:
* «Первая ценовая зона» – для объекта генерации, у которого значение признака «ценовая зона», указанное в его отношении в приложении 4.1 к соответствующим ДПМ, равно «Европа»;
* «Вторая ценовая зона» – для объекта генерации, у которого значение признака «ценовая зона», указанное в его отношении в приложении 4.1 к соответствующим ДПМ, равно «Сибирь».
1. Значение параметра «принадлежность к климатической (температурной) зоне» для объекта генерации принимается равным коэффициенту климатических зон, указанному в его отношении в приложении 4.1 к соответствующим ДПМ.
2. Значение параметра «принадлежность к сейсмической зоне» для объекта генерации принимается равным:
* «принадлежит» – для объектов генерации, в отношении которых указанный в приложении 4.1 к соответствующим ДПМ коэффициент сейсмического влияния превышает 1;
* «не принадлежит» – для прочих объектов генерации.
1. Значение параметра «год истечения 72 месяцев с начала поставки» принимается равным календарному году (2013, 2014 и т.д.), в котором истекли (истекут) 72 месяца с плановой даты начала поставки мощности объекта генерации, определяемой в соответствии с пунктом 16 приложения 4 к соответствующим ДПМ.
2. Отнесение объекта генерации *g* к определенной категории, осуществленное для расчета значения доли затрат после ДПМ в году *X*, не пересматривается в течение года *X*.
3. Значение доли затрат после ДПМ в отношении включенного в Перечень объекта генерации *g*  для календарного года *T*, соответствующего году *X*, принимается равным значению доли затрат после ДПМ, определенному в отношении категории объектов генерации, к которой относится объект генерации *g*,  и не пересматривается в течение года *X*.
4. Значение доли затрат после ДПМ в отношении категории объектов генерации *C4* определяется (с точностью до 2 (двух) знаков после запятой) КО по следующей формуле:

#### , (2)

где  – удельная прибыль за год *n* в отношении категории *C4*, определяемая согласно настоящему Порядку;

 – удельная месячная необходимая валовая выручка для года *n* в отношении категории *C4*, определяемая в соответствии с настоящим Порядком.

Значение доли затрат после ДПМ в отношении категории объектов генерации *C4* не пересматривается в течение года *X*.

1. Удельная месячная необходимая валовая выручка для года *n* в отношении категории *C4* определяется (с точностью до 7 знаков после запятой) в следующем порядке:

, (3)

где – составляющая цены на мощность, обеспечивающая ежемесячный возврат капитальных и эксплуатационных затрат, определяемая в отношении категории *C4* и года *n* согласно настоящему Порядку;

 – среднемесячная сумма налога на имущество организаций в отношении категории *C4*, определяемая в отношении декабря года *n* в соответствии с настоящим Порядком;

 – определенный в отношении категории *C4* коэффициент, отражающий потребление мощности на собственные и (или) хозяйственные нужды электростанций, принимающий значение 1,033 для категорий, включающих объекты газовой генерации, а также значение 1,069 для прочих категорий.

1. Составляющая цены на мощность, обеспечивающая ежемесячный возврат капитальных и эксплуатационных затрат, определяется в отношении категории *C4* и года *n* в следующем порядке:

, (4)

где  – номер отчетного периода (понятие «отчетный период» определяется в соответствии с пунктом 1 приложения 4 к ДПМ), в который входит декабрь года *X+*4, для объектов генерации категории*C4* (если декабрь года *X+4* для различных объектов, отнесенных к категории*C4*, входит в различные отчетные периоды, то  – наибольший номер отчетного периода из номеров отчетных периодов, в которые входит декабрь года *X+4*, для объектов генерации категории*C4*);

####  – величина возмещаемых в отчетном периоде с номером  затрат, определяемая в отношении категории *C4* согласно настоящему Порядку;

####  – фактическая норма доходности инвестированного капитала, определенная в отношении года *X–*1, предшествующего году *X*, в порядке, предусмотренном приложением 4 к ДПМ, исходя из базового уровня нормы доходности инвестированного капитала, равного 0,14 (14 % годовых);

####  – максимально возможная в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации (в редакции, действующей на 1 января года *X*) сумма ставки налога на прибыль организаций, подлежащего зачислению в федеральный бюджет, и ставки налога на прибыль организаций, подлежащего зачислению в бюджеты субъектов Российской Федерации;

 – коэффициент, равный:

1,19 – для категорий, включающих объекты генерации, значение параметра «принадлежность к ценовой зоне оптового рынка» которых равно «Первая ценовая зона»;

1,16 – для прочих категорий;

####  – величина эксплуатационных расходов, определяемая в отношении года *n* и категории *C4* в следующем порядке:

, (5)

где – величина удельных эксплуатационных затрат для 2010 года, принимаемая равной:

80 тыс. руб./МВт в месяц – для категорий, включающих объекты газовой генерации;

123 тыс. руб./МВт в месяц – для категорий, включающих объекты угольной генерации;

 – индекс потребительских цен в декабре года *j* в процентах к декабрю года *j*–1, определяемый следующим образом:

* для года *j* < *X* значение принимается равным фактическому значению индекса потребительских цен , определяемому КО в порядке, предусмотренном пунктом 2.6 настоящего Регламента;

* для года *j* ≥ *X* значение определяется согласно уточненному (актуальному) прогнозу социально-экономического развития Российской Федерации, разработанному федеральным органом исполнительной власти в сфере социально-экономической политики, содержащему прогноз индекса потребительских цен в декабре года *j* в процентах к декабрю года *j*–1, и принимается равным указанному прогнозу индекса потребительских цен в декабре года *j* в процентах к декабрю года *j*–1;

* если на 5-й рабочий день года *X*, в отношении которого производится расчет значения доли затрат после ДПМ, уточненный (актуальный) прогноз социально-экономического развития Российской Федерации не содержит прогноза индекса потребительских цен в декабре года *j* в процентах к декабрю года *j*–1, то значение принимается равным величине прогноза индекса потребительских цен в декабре календарного года в процентах к декабрю предыдущего календарного года для наиболее позднего года среди содержащихся в уточненном (актуальном) социально-экономическом прогнозе развития Российской Федерации;

* если на 5-й рабочий день года *X*, в отношении которого производится расчет значения доли затрат после ДПМ, уточненный (актуальный) прогноз социально-экономического развития Российской Федерации не опубликован либо не содержит прогноза индекса потребительских цен в декабре года *j* в процентах к декабрю года *j*–1 для всех *j* от *X* до *n*–1, то для всех таких *j* значение принимается равным последнему фактическому значению индекса потребительских цен , определяемому КО в порядке, предусмотренном пунктом 2.6 настоящего Регламента.

Для определения значений КО использует в качестве уточненного (актуального) прогноза социально-экономического развития Российской Федерации, разработанного федеральным органом исполнительной власти в сфере социально-экономической политики, опубликованный на официальном сайте федерального органа исполнительной власти в сфере социально-экономической политики прогноз социально-экономического развития Российской Федерации (далее – прогноз МЭР) по состоянию на 5 (пятый) рабочий день года *X*. Содержание страницы официального сайта федерального органа исполнительной власти в сфере социально-экономической политики, на которой размещен прогноз социально-экономического развития Российской Федерации, подлежит заверению у нотариуса.

Если в прогнозе МЭР указан интервальный прогноз одной или нескольких величин (указан диапазон значений или несколько возможных значений), то в расчете в качестве соответствующей величины используется среднее арифметическое указанных значений.

Если в прогнозе МЭР величина указана в виде приростов в процентах (либо приростов в виде коэффициентов), то для расчетов КО использует значение соответствующей величины, увеличенное на 100 (сто) процентов (в случае прироста в виде коэффициента – значение, увеличенное на 1 (единицу), соответственно).

Если в прогнозе МЭР представлены различные сценарии развития, то для расчетов КО использует значение соответствующей величины, указанное в сценарии «базовый».

Определенные в указанном порядке при расчете в году *X* значения величин не подлежат пересмотру в случае опубликования на сайте федерального органа исполнительной власти в сфере социально-экономической политики позднее 5 (пятого) рабочего дня года *X* новой редакции прогноза МЭР.

1. Для целей расчета по настоящему Порядку величина затрат в отношении категории *C4*, возмещаемых в отчетные периоды с номером ( принимает значения от 2 до номера , определяемого в отношении категории *C4* согласно настоящему Порядку), определяется следующим образом:

 (6).

1. Для целей расчета по настоящему Порядку величина возмещаемых в первом отчетном периоде (= 1) затрат в отношении категории *C4* определяется следующим образом:

, (7)

где  – значение параметра «принадлежность к климатической (температурной) зоне» для объектов генерации, отнесенных к категории *C4*;

 – коэффициент, отражающий принадлежность входящих в категорию *C4* объектов генерации к сейсмической зоне, принимаемый равным:

1 – для категории, значение параметра «принадлежность к сейсмической зоне» входящих в которую объектов генерации равно «не принадлежит»;

1,08 – для категории, в которую входят объекты генерации, для которых значение параметра «принадлежность к сейсмической зоне» равно «принадлежит» и значение параметра «принадлежность к ценовой зоне оптового рынка» равно «Первая ценовая зона»;

1,06 – для категории, в которую входят объекты генерации, для которых значение параметра «принадлежность к сейсмической зоне» равно «принадлежит» и значение параметра «принадлежность к ценовой зоне оптового рынка» равно «Вторая ценовая зона»;

 – удельная величина капитальных затрат, установленная пунктами 12 и 13 Правил цены для диапазона мощности и вида основного топлива, соответствующих значению параметра «отнесение мощности объекта генерации к диапазону с учетом вида основного топлива», определяемому в соответствии с настоящим Порядком в отношении объектов генерации, входящих в категорию *C4*;

 – коэффициент, равный:

0,95 – для категорий, включающих объекты газовой генерации;

1 – для прочих объектов генерации;

 – коэффициент, равный:

0,9 – для категорий, включающих объекты генерации, для которых значение параметра «принадлежность к ценовой зоне оптового рынка» равно «Первая ценовая зона»;

0,95 – для прочих категорий;

 – средняя за  лет, предшествовавших календарному году (*Y7* - 6)(*Y7* равен значению параметра «год истечения 72 месяцев с начала поставки» объектов генерации, входящих в категорию *C4*), фактическая норма доходности инвестированного капитала, рассчитанная в следующем порядке:

для категорий, включающих объекты газовой генерации, по формуле:

, (8)

для категорий, включающих объекты угольной генерации, по формуле:

, (9)

где , ,  – фактические нормы доходности инвестированного капитала, определенные в отношении категории *C4* для лет *Y7* – 7, *Y7* – 8, *Y7* – 9 соответственно в порядке, предусмотренном приложением 4 к ДПМ, исходя из базового уровня нормы доходности инвестированного капитала, равного 0,14 (14 % годовых);

 – степень приведения затрат, равная:

1,5 – для категорий, включающих объекты газовой генерации;

2,5 – для категорий, включающих объекты угольной генерации.

1. Для целей расчета по настоящему Порядку среднемесячная сумма налога на имущество организаций в отношении категории *C4* определяется в отношении декабря года *n* в следующем порядке:

, (10)

где  – ставка налога на имущество организаций, максимально возможная в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации (в редакции, действующей на 1 января года *X*);

 – расчетная величина остаточной стоимости в отношении категории *C4* на первое число месяца с номером *j* года *n*, которая определяется следующим образом:

, (11)

где *j* – номер месяца, на первое число которого определяется расчетная величина остаточной стоимости;

 – типовой срок эксплуатации, принимаемый равным:

15 годам – для категорий, включающих объекты газовой генерации;

30 годам – для прочих объектов генерации.

1. Удельная прибыль за год *n* в отношении категории *C4* рассчитывается в следующем порядке:

, (12)

где – число часов в году *n*, равное 8784 для високосных лет и 8760 для прочих лет;

 – коэффициент использования установленной мощности, определяемый для категории *C4* следующим образом:

* 0,7 – для категорий, включающих объекты угольной генерации мощностью не более 225 МВт;
* 0,75 – для категорий, включающих объекты газовой генерации мощностью менее 150 МВт;
* 0,8 – для категорий, включающих объекты газовой генерации мощностью не менее 150 МВт;
* 0,8 – для категорий, включающих объекты угольной генерации мощностью более 225 МВт, значение параметра «принадлежность к ценовой зоне оптового рынка» для которых равно «Вторая ценовая зона»;
* 0,85 – для категорий, включающих объекты угольной генерации мощностью более 225 МВт, значение параметра «принадлежность к ценовой зоне оптового рынка» для которых равно «Первая ценовая зона»;

 – коэффициент, отражающий поставку по регулируемым договорам, равный:

0,17 – для категорий, включающих объекты генерации, значение параметра «принадлежность к ценовой зоне оптового рынка» для которых равно «Первая ценовая зона»;

0,13 – для категорий, включающих объекты генерации, значение параметра «принадлежность к ценовой зоне оптового рынка» для которых равно «Вторая ценовая зона»;

 – прогноз на год *n* цены, определяемой путем конкурентного отбора ценовых заявок покупателей и поставщиков, осуществляемого за сутки до начала поставки (далее – прогноз цены РСВ), определяемый в отношении категории *C4* в соответствии с настоящим Порядком;

 – удельная стоимость полезного отпуска электрической энергии в году *n*, определяемая для категории *C4* согласно настоящему Порядку.

1. Прогноз на год *n* цены РСВ для категории *C4* определяется как прогноз цены РСВ на год *n* в соответствующем субъекте (группе субъектов) Российской Федерации *R*, определяемый в соответствии с настоящим Порядком. При этом соответствие категории и субъекта Российской Федерации определяется следующим образом:
* Краснодарский край соответствует категориям, включающим объекты генерации, значение параметра «принадлежность к ценовой зоне оптового рынка» для которых равно «Первая ценовая зона» и значение параметра «принадлежность к климатической (температурной) зоне» равно 1;
* Астраханская область соответствует категориям, включающим объекты генерации, значение параметра «принадлежность к ценовой зоне оптового рынка» для которых равно «Первая ценовая зона» и значение параметра «принадлежность к климатической (температурной) зоне» равно 1,075;
* группа субъектов Российской Федерации: Ленинградская область, г. Санкт-Петербург, Московская область и г. Москва – соответствует категориям, включающим объекты генерации, значение параметра «принадлежность к ценовой зоне оптового рынка» для которых равно «Первая ценовая зона» и значение параметра «принадлежность к климатической (температурной) зоне» равно 1,15;
* Челябинская область соответствует категориям, включающим объекты генерации, значение параметра «принадлежность к ценовой зоне оптового рынка» для которых равно «Первая ценовая зона» и значение параметра «принадлежность к климатической (температурной) зоне» равно 1,225;
* группа субъектов Российской Федерации: Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ и Ямало-Ненецкий автономный округ – соответствует категориям, включающим объекты генерации, значение параметра «принадлежность к ценовой зоне оптового рынка» для которых равно «Первая ценовая зона» и значение параметра «принадлежность к климатической (температурной) зоне» равно 1,3;
* группа субъектов Российской Федерации: Красноярский край и Кемеровская область –соответствует категориям, включающим объекты генерации, значение параметра «принадлежность к ценовой зоне оптового рынка» для которых равно «Вторая ценовая зона».
1. Прогноз цены РСВ на год *n* в субъекте (группе субъектов) Российской Федерации, соответствующем категории *C4*, *R* определяется:

в отношении категорий, включающих объекты генерации, значение параметра «принадлежность к ценовой зоне оптового рынка» для которых равно «Первая ценовая зона» и значение параметра «принадлежность к климатической (температурной) зоне» равно 1,15, – по следующей формуле:

, (13.1)

в отношении иных категорий – по следующей формуле:

, (13.2)

где  – расчетное значение цены электрической энергии, проданной на рынке на сутки вперед в отнесенной к г. Москве и (или) Московской области ГТП генерации *q* для соответствующего участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, принадлежащий году *X*–1, принимаемое равным для каждого часа операционных суток *h* расчетного периода *t*, принадлежащего году *X*–1, величине, определяемой в порядке, предусмотренном *Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (приложение № 16 к *договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);

 – расчетное значение цены электрической энергии, проданной на рынке на сутки вперед в отнесенной к г. Санкт-Петербургу и (или) Ленинградской области ГТП генерации *q* для соответствующего участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, принадлежащий году *X*–1, принимаемое равным для каждого часа операционных суток *h* расчетного периода *t*, принадлежащего году *X*–1, величине, определяемой в порядке, предусмотренном *Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (приложение № 16 к *договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);

 – расчетное значение цены электрической энергии, проданной на рынке на сутки вперед в ГТП генерации *q* для соответствующего участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, принадлежащий году *X*–1, принимаемое равным для каждого часа операционных суток *h* расчетного периода *t*, принадлежащего году *X*–1, величине, определяемой в порядке, предусмотренном *Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (приложение № 16 к *договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);

 –полный плановый объем производства электрической энергии в отнесенной к г. Москве и (или) Московской области ГТП генерации *q* для соответствующего участника *i* в час операционных суток *h*, принадлежащий расчетному периоду *t* года *X*–1, определяемый в соответствии с п. 2.2.2 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (приложение № 8 к *договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);

 –полный плановый объем производства электрической энергии в отнесенной к г. Санкт-Петербургу и (или) Ленинградской области ГТП генерации *q* для соответствующего участника *i* в час операционных суток *h*, принадлежащий расчетному периоду *t* года *X*–1, определяемый в соответствии с п. 2.2.2 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (приложение № 8 к *договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);

 –полный плановый объем производства электрической энергии в ГТП генерации *q* для соответствующего участника *i* в час операционных суток *h*, принадлежащий расчетному периоду *t* года *X*–1, определяемый в соответствии с п. 2.2.2 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (приложение № 8 к *договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).

При этом используются величины  и , определенные в отношении ГТП генерации *q*, которые отнесены к субъекту (группе субъектов) Российской Федерации *R**,* соответствующему (соответствующих) категории *C4*.

Для ГТП генерации, расположенных на территории следующих субъектов Российской Федерации: г. Москва и (или) Московская область, – в качестве субъекта Российской Федерации используется Московская область.

Для ГТП генерации, расположенных на территории следующих субъектов Российской Федерации: Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ и (или) Ямало-Ненецкий автономный округ, – в качестве субъекта Российской Федерации используется Тюменская область.

В случае если для ГТП генерации *q*, которая отнесена к субъекту (группе субъектов) *R*, в час операционных суток *h*, принадлежащий расчетному периоду *t*, величина  отсутствует, то для расчета ее значение принимается равным 0 (нулю).

В случае если для ГТП генерации *q*, которая отнесена к субъекту (группе субъектов) *R*, в расчетном периоде *t*, принадлежащем году *X*–1, величина  отсутствует, то значения  и  в час операционных суток *h*, принадлежащий расчетному периоду *t* года *X*–1, для расчета принимаются равными 0 (нулю).

В случае если для всех ГТП генерации *q*, которые отнесены к субъекту (субъектам) *R*, во все расчетные периоды *t* года *X*–1 величина  отсутствует либо равна 0 (нулю) и (или) во все часы операционных суток *h* всех расчетных периодов *t* года *X*–1 величина  отсутствует либо равна 0 (нулю), то величина прогноза цены РСВ для года *n*  в отношении категории *C4* объектов генерации принимается равной 1700 руб./МВт∙ч.

 – прогноз роста цен на электрическую энергию на оптовом рынке в году *j*, принимаемый равным:

* 1 – в случае если до 1 января года *j* для каждого из объектов генерации, входящих в категорию *C4*, истекли 180 месяцев с плановой даты начала поставки мощности объекта генерации, определяемой в соответствии с пунктом 16 приложения 4 к соответствующим ДПМ;
* произведению величины роста цен для потребителей, исключая население, на газ природный (оптовые цены) на год *j*  согласно уточненному (актуальному) прогнозу социально-экономического развития Российской Федерации федерального органа исполнительной власти в сфере социально-экономической политики и коэффициента зависимости цен на электроэнергию от цен на газ, принимаемого при расчетах значения доли затрат после ДПМ в 2017 году (*X* = 2017) равным 0,98, – для категорий, включающих объекты генерации, значение параметра «принадлежность к ценовой зоне оптового рынка» для которых равно «Первая ценовая зона», и при этом хотя бы для одного из них 180 месяцев с плановой даты начала поставки мощности, определяемой в соответствии с пунктом 16 приложения 4 к соответствующим ДПМ, истекут после 1 января года *j*;
* величине () – для категорий, включающих объекты генерации, значение параметра «принадлежность к ценовой зоне оптового рынка» для которых равно «Вторая ценовая зона», и при этом хотя бы для одного из них 180 месяцев с плановой даты начала поставки мощности, определяемой в соответствии с пунктом 16 приложения 4 к соответствующим ДПМ, истекут после 1 января года *j*.  – прогноз роста цен на энергетический уголь на год *j* согласно уточненному (актуальному) прогнозу социально-экономического развития Российской Федерации федерального органа исполнительной власти в сфере социально-экономической политики.  – прогноз размера индексации тарифов на железнодорожные перевозки грузов в регулируемом секторе на год *j* согласно уточненному (актуальному) прогнозу социально-экономического развития Российской Федерации федерального органа исполнительной власти в сфере социально-экономической политики.

Для определения значений ,  и  КО использует уточненный (актуальный по состоянию на дату публикации прогноза социально-экономического развития Российской Федерации на официальном сайте федерального органа исполнительной власти в сфере социально-экономической политики) прогноз социально-экономического развития Российской Федерации федерального органа исполнительной власти в сфере социально-экономической политики.

Если в прогнозе МЭР указан интервальный прогноз одной или нескольких величин (указан диапазон значений или несколько возможных значений), то в расчете в качестве соответствующей величины используется среднее арифметическое указанных значений.

Если в прогнозе МЭР величина указана в виде приростов в процентах (либо приростов в виде коэффициентов), то для расчетов КО использует значение соответствующей величины, увеличенное на 100 (сто) процентов (в случае прироста в виде коэффициента – значение, увеличенное на 1 (единицу), соответственно).

Если в прогнозе МЭР представлены различные сценарии развития, то для расчетов КО использует значение соответствующей величины, указанное в сценарии «базовый».

Если за 5 рабочих дней до срока, установленного пунктом 3 настоящего Порядка, прогноз МЭР не содержит одной или нескольких величин, исходя из которых определяется соответствующее значение , то в качестве значения указанной величины (указанных величин) используется (используются) соответствующие прогнозы на год *j*–1.

Если за 5 рабочих дней до срока, установленного пунктом 3 настоящего Порядка, прогноз МЭР не содержит одной или нескольких величин, исходя из которых определяется соответствующее значение , для каждого года *j* от *X* до *n*, то в качестве значения указанной величины (указанных величин) используется (используются) соответствующие прогнозы на год *j*, исходя из которых проводился расчет  в году *X–*1.

Определенные в указанном порядке при расчете в году *X* значения величин не подлежат пересмотру.

1. Удельная стоимость полезного отпуска электрической энергии в году *n* для категорий, включающих объекты газовой генерации, определяется в следующем порядке:

, (14)

где  – калорийный эквивалент газа, равный 1,129 (для пересчета 1 кг условного топлива в 1 м3 газа);

 – удельный расход топлива (в единицах условного топлива) на полезный отпуск электрической энергии, равный:

227 граммам условного топлива на выработку 1 кВт∙ч электрической энергии – для категорий, включающих объекты газовой генерации мощностью более 250 МВт;

234 граммам условного топлива на выработку 1 кВт∙ч электрической энергии – для категорий, включающих объекты газовой генерации мощностью не более 250 МВт;

 – прогноз на год *n* расчетной величины удельных расходов на оплату услуг по транспортировке газа и снабженческо-сбытовых услуг, оказываемых конечным потребителям поставщиками газа, определяемый в отношении категории *C4* в соответствии с настоящим Порядком;

 – расчетная цена природного газа в году *n* в отношении категории *C4*, определяемая в соответствии с настоящим Порядком.

1. Расчетная цена природного газа в году *n* в отношении категории *C4* определяется следующим образом:

, (15)

где  – цена природного газа для года *Х* в отношении категории *C4*, определяемая в соответствии с настоящим Порядком.

1. Цена природного газа для года *X* в отношении категории *C4* определяется по следующей формуле:

, (16)

где  – величина роста цен для потребителей, исключая население, на газ природный (оптовые цены) на год *X*, определенная согласно прогнозу МЭР;

 – цена природного газа для года *X–*1, определяемая в следующем порядке:

, (17)

где  – определяемая в соответствии с настоящим Регламентом мощность объекта генерации *g*, входящего в соответствующую категорию *С*;

 – действующий в году *Х–*1 предельный минимальный уровень оптовых цен на природный газ (в руб./м3), установленный (определенный) федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в отношении субъекта Российской Федерации, в котором расположен генерирующий объект *g*.

Для ГТП генерации, расположенных на территории следующих субъектов Российской Федерации: г. Москва и (или) Московская область, – для целей настоящего Порядка в качестве субъекта Российской Федерации используется Московская область.

Для ГТП генерации, расположенных на территории следующих субъектов Российской Федерации: г. Санкт-Петербург и (или) Ленинградская область, – для целей настоящего Порядка в качестве субъекта Российской Федерации используется Ленинградская область.

Для ГТП генерации, расположенных на территории следующих субъектов Российской Федерации: Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ и (или) Ямало-Ненецкий автономный округ, – для целей настоящего Порядка в качестве субъекта Российской Федерации используется Тюменская область.

Если для субъекта Российской Федерации для года *X–*1 установлены различные значения предельных минимальных уровней оптовых цен на природный газ, то для расчета доли затрат принимается среднеарифметическое из установленных значений предельного минимального уровня оптовых цен на природный газ для года *X–*1 в отношении данного субъекта Российской Федерации.

Если для различных периодов года *X–*1 установлены различные значения предельных минимальных уровней оптовых цен на природный газ  в соответствующих субъектах Российской Федерации, то для расчета доли затрат принимается средневзвешенная по числу дней  в каждом из периодов величина предельного минимального уровня оптовых цен на природный газ, определяемая в следующем порядке:

 , (18)

где  – предельный минимальный уровень оптовых цен на природный газ (в руб./м3), установленный в отношении субъекта Российской Федерации, в котором расположен генерирующий объект *g*, на период , принадлежащий году *Х–*1, при этом продолжительность периода  исчисляется в днях, а  – число дней в году *X–*1 (365 или 366 для високосных лет).

Определенное в указанном порядке значение цены природного газа для года *X* в отношении категории *С4*  не подлежит пересмотру в случае изменений прогноза МЭР позднее даты, наступающей за 5 рабочих дней до срока, установленного пунктом 3 настоящего Порядка для расчета значений доли затрат после ДПМ.

1. Прогноз на год *n* расчетной величины удельных расходов на оплату услуг по транспортировке газа и снабженческо-сбытовых услуг, оказываемых конечным потребителям поставщиками газа,  в отношении категории *С4* рассчитывается в следующем порядке:

, (19)

где ,

 – цена природного газа в отношении категории *С4*, определенная для 2011 года в соответствии с настоящим Порядком;

 – фактическое значение индекса потребительских цен в году *j*, определяемое КО в порядке, предусмотренном пунктом 2.6 настоящего Регламента;

 – прогноз среднего по году изменения индекса потребительских цен на год *j* согласно прогнозу МЭР.

Если на 5-й рабочий день года *X* прогноз МЭР не содержит прогноза среднего по году изменения индекса потребительских цен на год *j*, то величина  принимается равной величине прогноза среднего по году изменения индекса потребительских цен для наиболее позднего года среди содержащихся в прогнозе МЭР.

Если на 5-й рабочий день года *X* прогноз МЭР не опубликован либо не содержит прогноза среднего по году изменения индекса потребительских цен для всех *j* от *X* до *n*–1, то для всех таких *j* значение  принимается равным последнему фактическому значению индекса потребительских цен , определяемому КО в порядке, предусмотренном пунктом 2.6 настоящего Регламента.

Для определения значений  КО использует прогноз МЭР по состоянию на 5-й рабочий день года *X*. Содержание страницы официального сайта федерального органа исполнительной власти в сфере социально-экономической политики, на которой размещен прогноз социально-экономического развития Российской Федерации, подлежит заверению у нотариуса.

Если в прогнозе МЭР указан интервальный прогноз одной или нескольких величин (указан диапазон значений или несколько возможных значений), то в расчете в качестве соответствующей величины используется среднее арифметическое указанных значений.

Если в прогнозе МЭР величина указана в виде приростов в процентах (либо приростов в виде коэффициентов), то для расчетов КО использует значение соответствующей величины, увеличенное на 100 (сто) процентов (в случае прироста в виде коэффициента – значение, увеличенное на 1 (единицу), соответственно).

Если в прогнозе МЭР представлены различные сценарии развития, то для расчетов КО использует значение соответствующей величины, указанное в сценарии «базовый».

Определенные в указанном порядке при расчете в году *X* значения величин не подлежат пересмотру в случае опубликования на сайте федерального органа исполнительной власти в сфере социально-экономической политики позднее 5-го рабочего дня года *X* новой редакции прогноза МЭР.

1. Удельная стоимость полезного отпуска электрической энергии в году *n* для категорий, включающих объекты угольной генерации, определяется в следующем порядке:

, (20)

где  – отражающая регулируемые цены (тарифы) на электрическую энергию расчетная величина, определяемая для категории *С4* и года *X* по следующей формуле:

, (21)

где  – расчетная величина регулируемой цены (тарифа) на электрическую энергию по регулируемому договору на год *X* для объекта генерации *g*, входящего в соответствующую категорию *С4*, определяемая согласно настоящему Порядку.

1. Расчетная величина регулируемой цены (тарифа) на электрическую энергию по регулируемому договору на год *X* для отнесенного к категории *С4* объекта генерации *g*  принимается равной значению  – регулируемой цены (тарифа) на электрическую энергию поставщика для продажи на оптовом рынке по регулируемым договорам, утвержденной в отношении генерирующего объекта *g* на год *Х* федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов (в руб./МВт∙ч).

Если для различных периодов года *X* установлены различные значения регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию поставщика для продажи на оптовом рынке по регулируемым договорам в отношении генерирующего объекта *g*, то для целей настоящего Порядка в качестве  принимается средневзвешенное (по прогнозным объемам электрической энергии, поставляемой субъектами оптового рынка – производителями электрической энергии (мощности) в ценовых зонах оптового рынка по регулируемым договорам, утвержденным в соответствии с принятым тарифно-балансовым решением на соответствующие периоды) значение указанных регулируемых цен:

, (22)

где  – регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию поставщика для продажи на оптовом рынке по регулируемым договорам в отношении генерирующего объекта *g* (в руб./МВт∙ч), утвержденная на период *t*, принадлежащий году *Х*;

 – прогнозный объем электрической энергии, поставляемый субъектами оптового рынка – производителями электрической энергии (мощности) в ценовых зонах оптового рынка по регулируемым договорам, утвержденный в соответствии с принятым тарифно-балансовым решением на год *Х* (в МВт∙ч), для генерирующего объекта *g* за период *t*, принадлежащий году *Х*.

Если для какого-либо периода года *X* в отношении генерирующего объекта *g* величина  не установлена, то величина  определяется следующим образом:

, (23)

где  – величина норматива удельного расхода топлива (в единицах условного топлива) при производстве электрической энергии электрической станции *s*, к которой относится объект генерации *g*, утвержденная федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса (в случае отсутствия на дату расчета доли затрат соответствующей информации, принимается равной 360 граммам условного топлива на полезный отпуск 1 кВт∙ч электрической энергии), при этом нормативно-правовой акт, которым утверждено значение норматива, СР направляет в КО не позднее чем за 2 рабочих дня до срока, установленного пунктом 3 настоящего Порядка для расчета значений доли затрат после ДПМ;

 – отражающая регулируемые цены (тарифы) на электрическую энергию расчетная величина, определенная для года *Х* в отношении электрической станции *s*, к которой принадлежит генерирующий объект *g* (по состоянию на 1 января года *Х*), в следующем порядке:

, (24)

где  – прогнозный объем электрической энергии, поставляемый субъектами оптового рынка – производителями электрической энергии (мощности) в ценовых зонах оптового рынка по регулируемым договорам, утвержденный в соответствии с тарифно-балансовым решением на год *Х* (в МВт∙ч), для генерирующего оборудования, в отношении которого зарегистрирована ГТП генерации *p*, отнесенная по состоянию на 1 января года *Х* к электрической станции *s* (совокупность ГТП генерации, отнесенных по состоянию на 1 января года *Х* к электрической станции *s*);

 – регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию поставщика для продажи на оптовом рынке по регулируемым договорам, утвержденная на год *Х* (в руб./МВт∙ч), для генерирующего оборудования в ГТП генерации *p*, отнесенной по состоянию на 1 января года *Х* к электрической станции *s* (совокупности ГТП генерации, отнесенных по состоянию на 1 января года *Х* к электрической станции *s*).

Если для различных периодов года *X* установлены различные значения регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию поставщика для продажи на оптовом рынке по регулируемым договорам для генерирующего оборудования, в отношении которого зарегистрирована ГТП генерации *p*, отнесенная по состоянию на 1 января года *Х* к электрической станции *s*, , то для целей настоящего Порядка расчетная величина  определяется в следующем порядке:

, (25)

где  – прогнозный объем электрической энергии, поставляемый субъектами оптового рынка – производителями электрической энергии (мощности) в ценовых зонах оптового рынка по регулируемым договорам, утвержденный в соответствии с принятым тарифно-балансовым решением для генерирующего оборудования, в отношении которого зарегистрирована ГТП генерации *p*, отнесенная по состоянию на 1 января года *Х* к электрической станции *s* (совокупность ГТП генерации, отнесенных по состоянию на 1 января года *Х* к электрической станции *s*), на период *t*, принадлежащий году *Х* (в МВт∙ч);

 – регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию поставщика для продажи на оптовом рынке по регулируемым договорам, утвержденная для генерирующего оборудования, в отношении которого зарегистрирована ГТП генерации *p*, отнесенная по состоянию на 1 января года *Х* к электрической станции *s* (совокупность ГТП генерации, отнесенных по состоянию на 1 января года *Х* к электрической станции *s*), на период *t*, принадлежащий году *Х* (в руб./МВт∙ч);

 – число различных значений регулируемых цен (тарифов) в году *X*.

#### Если для генерирующего оборудования в ГТП генерации *p*, отнесенной по состоянию на 1 января года *Х* к электрической станции *s*, в отношении хотя бы одного периода *t* не установлена регулируемая цена (тариф), либо в тарифно-балансовом решении не определен прогнозный объем электрической энергии, поставляемый субъектами оптового рынка – производителями электрической энергии (мощности) в ценовых зонах оптового рынка по регулируемым договорам, то ГТП генерации *p* исключается из расчета по формуле (24) (либо (25)).

#### Если не установлена регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию поставщика для продажи на оптовом рынке по регулируемому договору, утвержденная в отношении генерирующего объекта *g* на год *Х*, и не определена величина  по формуле (22), но по формуле (24) либо (25) определена величина , то значение  принимается равным значению .

#### Если не установлена регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию поставщика для продажи на оптовом рынке по регулируемому договору, утвержденная в отношении генерирующего объекта *g* на год *Х*, не определена величина  по формуле (22) и по формулам (24), (25) не определена величина , то значение  принимается равным минимальному из значений регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию поставщика для продажи на оптовом рынке по регулируемому договору, установленных на год *X* в отношении генерирующего оборудования, использующего в качестве основного вида топлива уголь (если для генерирующего оборудования установлены различные значения регулируемых цен (тарифов) для различных периодов года *X*, то используется среднее арифметическое значение регулируемых цен (тарифов) для данного генерирующего оборудования).

#### Определенное в указанном порядке при расчете в году *X* значение расчетной величины регулируемой цены (тарифа) на электрическую энергию по регулируемому договору на год *X* для отнесенного к категории *С4* объекта генерации *g* не подлежит пересмотру в случае изменения установленных федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию поставщика для продажи на оптовом рынке по регулируемому договору и (или) тарифно-балансового решения позднее даты, наступающей за 5 рабочих дней до срока, установленного пунктом 3 настоящего Порядка для расчета значений доли затрат после ДПМ.

### II. ПОРЯДОК ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДОЛИ ЗАТРАТ ПОСЛЕ ДПМ В ОТНОШЕНИИ МОДЕРНИЗИРУЕМЫХ ОБЪЕКТОВ ГЕНЕРАЦИИ

1. КО определяет (с точностью до 2 знаков после запятой) значение доли затрат после ДПМ для модернизируемого объекта генерации *g*  по следующей формуле:

, (26)

#### где  – расчетная величина доли затрат для объекта генерации *g* в году *n*, приходящемся на период после истечения периода поставки по ДПМ, определяемая в соответствии с настоящим Порядком.

1. Расчетная величина доли затрат для объекта генерации *g* в году *n*, приходящемся на период после истечения периода поставки по ДПМ, определяется (с точностью до 4 знаков после запятой) в следующем порядке:

, (27)

где  – удельная прибыль за год *n*, приходящийся на период после истечения периода поставки по ДПМ, в отношении объекта генерации *g*, определяемая согласно настоящему Порядку;

####  – удельная месячная необходимая валовая выручка для объекта генерации *g* в году *n*, приходящемся на период после истечения периода поставки по ДПМ, определяемая согласно настоящему Порядку.

1. Удельная месячная необходимая валовая выручка для объекта генерации *g* в году *n*, приходящемся на период после истечения периода поставки по ДПМ, определяется (в рублях, с точностью до 7 знаков после запятой) в следующем порядке:

, (28)

где  – составляющая цены на мощность, обеспечивающая ежемесячный возврат капитальных и эксплуатационных затрат для объекта генерации *g* в году *n*, приходящемся на период после истечения периода поставки по ДПМ, определяемая в соответствии с настоящим Порядком;

####  – среднемесячная сумма налога на имущество в отношении объекта генерации *g*, определяемая в отношении декабря года *n*, приходящегося на период после истечения периода поставки по ДПМ, в соответствии с настоящим Порядком;

####  – коэффициент, отражающий потребление мощности (электрической энергии) на собственные и (или) хозяйственные нужды электростанций, равный указанному в приложении 4.1 к соответствующим ДПМ в отношении модернизируемого объекта генерации *g* значению параметра «коэффициент собственных нужд».

1. Составляющая цены на мощность, обеспечивающая ежемесячный возврат капитальных и эксплуатационных затрат для объекта генерации *g* в году *n*, приходящемся на период после истечения периода поставки по ДПМ, определяется в следующем порядке:

, (29)

#### где  – номер отчетного периода (понятие «отчетный период» определяется в соответствии с пунктом 1 приложения 4 к ДПМ), в который входит декабрь года *X+*4, для объекта генерации *g*;

####  – величина возмещаемых в отчетном периоде с номером  затрат в отношении объекта генерации *g*, определяемая согласно настоящему Порядку;

 – коэффициент, равный:

1,19 – для объектов генерации, расположенных в первой ценовой зоне оптового рынка;

1,16 – для объектов генерации, расположенных во второй ценовой зоне оптового рынка;

####  – величина эксплуатационных расходов, определяемая в отношении года *n*, приходящегося на период после истечения периода поставки по ДПМ, в следующем порядке:

, (30)

где – величина удельных эксплуатационных затрат для 2010 года, принимаемая равной:

80 тыс. руб./МВт в месяц – для объектов газовой генерации;

123 тыс. руб./МВт в месяц – для объектов угольной генерации;

 – индекс потребительских цен в декабре года *j* в процентах к декабрю года *j*–1, определяемый в порядке, предусмотренном пунктом 17 настоящего Порядка;

1. Для целей расчета по настоящему Порядку величина возмещаемых в отчетные периоды с номером  ( принимает значения от 2 до номера , определяемого согласно настоящему Порядку), затрат в отношении объекта генерации *g* определяется следующим образом:

, (31)

где  – номер календарного года, в который входит декабрь, относящийся к отчетному периоду с номером ;

 () – фактическая норма доходности инвестированного капитала, определенная в отношении года *гм*–1 (*гм*–2), в порядке, предусмотренном приложением 4 к ДПМ, исходя из базового уровня нормы доходности инвестированного капитала, равного 0,14 (14% годовых) (если *гм*–1(*гм*–2) ≥ *X*, то величина  () принимается равной фактической норме доходности инвестированного капитала, определенной для года *X–*1 в порядке, предусмотренном приложением 4 к ДПМ, исходя из базового уровня нормы доходности инвестированного капитала, равного 0,14 (14% годовых)).

1. Для целей расчета по настоящему Порядку величина возмещаемых в первом отчетном периоде (= 1) затрат в отношении объекта генерации *g* определяется следующим образом:

, (32)

где  – коэффициент, указанный в отношении объекта генерации *g* в приложении 4.1 к соответствующим ДПМ;

 – коэффициент, отражающий принадлежность объекта генерации *g* к сейсмической зоне, принимаемый равным:

1 – для объектов генерации, указанный в отношении которых в приложении 4.1 к соответствующим ДПМ коэффициент сейсмического влияния равен 1;

1,08 – для объектов генерации, расположенных в первой ценовой зоне оптового рынка, в отношении которых в приложении 4.1 к соответствующим ДПМ коэффициент сейсмического влияния превышает 1;

1,06 – для объектов генерации, расположенных во второй ценовой зоне оптового рынка, в отношении которых в приложении 4.1 к соответствующим ДПМ коэффициент сейсмического влияния превышает 1;

 – удельная величина капитальных затрат , определенная согласно пункту 4.1 настоящего Регламента для объекта генерации *g* в отношении расчетного месяца *m* – января года *X*, в отношении которого проводится определение значения доли затрат после ДПМ;

 – коэффициент, равный:

0,95 – для объектов генерации, фактическим основным видом топлива которых является газ;

1 – для прочих объектов генерации;

 – коэффициент, равный:

0,9 – для объектов генерации, расположенных в первой ценовой зоне оптового рынка;

0,95 – для объектов генерации, расположенных во второй ценовой зоне оптового рынка;

 – величина, определяемая в порядке, предусмотренном приложением 4 к ДПМ для расчета величины , исходя из базового уровня нормы доходности инвестированного капитала, равного 0,14 (14% годовых), для использующих тот же вид основного топлива, что и объект генерации *g*, объектов генерации, у которых первый отчетный период начинается в тот же календарный год, на который приходится дата начала первого отчетного периода объекта генерации *g*, определяемая согласно пункту 1 приложения 4 к ДПМ;

 – степень приведения затрат, равная:

1,5 – для объектов генерации, фактическим основным видом топлива которых является газ;

2,5 – для объектов генерации, фактическим основным видом топлива которых является уголь.

1. Для целей расчета по настоящему Порядку среднемесячная сумма налога на имущество в отношении объекта генерации *g* определяется в отношении декабря года *n* в следующем порядке:

, (33)

где ** – ставка налога на имущество организаций, максимально возможная в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации (в редакции, действующей на 1 января года *X*);

 – расчетная величина остаточной стоимости в отношении объекта генерации *g* на первое число месяца с номером *j* года *n*, которая определяется следующим образом:

, (34)

где *j* – номер месяца, на первое число которого определяется расчетная величина остаточной стоимости;

*гв* – календарный год, на который приходится дата начала первого отчетного периода объекта генерации *g*;

 – типовой срок эксплуатации, принимаемый равным:

15 годам – для объектов генерации, фактическим основным видом топлива которых является газ;

30 годам – для прочих объектов генерации.

1. Удельная прибыль за год *n*, приходящийся на период после истечения периода поставки по ДПМ, в отношении объекта генерации *g* определяетcя в следующем порядке:

, (35)

где – число часов в году *n*, равное 8784 для високосных лет и 8760 для прочих лет;

 – коэффициент использования установленной мощности, сложившийся для объекта генерации *g* за период с 1 января по 31 декабря года *X–*1, определяемый (с точностью до 2 знаков после запятой) КО по следующей формуле:

, (36)

где  – количество (в МВт∙ч) электрической энергии, выработанной объектом генерации *g* за часы *h*, принадлежащие периоду с января по декабрь года *Х*-1 включительно;

 – величина фактического объема производства (поставки) электрической энергии для ГТП генерации в отношении объекта генерации *g*, определенная в соответствии с пунктом 2.1.1 *Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений* (Приложение № 12 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);

 – значение мощности (в МВт) объекта генерации *g*, определенное по следующей формуле:

, (37)

где  – значение установленной мощности объекта генерации *g*, указанное в приложении 1 к соответствующим ДПМ;

###  – максимальное из определенных в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* (приложение № 19.2 к *договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) значений предельного объема мощности генерирующего объекта *g*  для месяцев *m*, начиная с января 2011 года и по декабрь года *X–*1 включительно;

###  – расчетное число часов, определяемое следующим образом:

### 8784 – если год *Х*–1 является високосным;

### 8760 – иначе.

#### В случае если для ГТП генерации в отношении объекта генерации *g* во все часы операционных суток *h* года *X*–1 отсутствует либо равна 0 (нулю) величина , то фактическое значение коэффициента использования установленной мощности объекта генерации *g* определяется в следующем порядке:

, (38)

### где  – величины, определенные в отношении ГТП генерации *q*, отнесенной по состоянию на 1 января года *X* к той же электрической станции *s*, к которой отнесен модернизируемый объект генерации *g*;

 – значение установленной мощности (в МВт) в отношении ГТП генерации *q*, отнесенной по состоянию на 1 января года *X* к той же электрической станции *s*, к которой отнесен модернизируемый объект генерации *g*, определенное в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* (Приложение № 19.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);

 – коэффициент, отражающий поставку по регулируемым договорам, равный:

0,17 – для объектов генерации, расположенных в первой ценовой зоне оптового рынка;

0,13 – для объектов генерации, расположенных во второй ценовой зоне оптового рынка;

 – прогноз на год *n*, приходящийся на период после истечения периода поставки по ДПМ, цены, определяемой путем конкурентного отбора ценовых заявок покупателей и поставщиков, осуществляемого за сутки до начала поставки (далее – прогноз цены РСВ), определяемый в отношении объекта генерации *g* в соответствии с настоящим Порядком;

 – удельная стоимость полезного отпуска электрической энергии в году *n,* приходящемся на период после истечения периода поставки по ДПМ, определяемая для объекта генерации *g* согласно настоящему Порядку.

1. Прогноз цены РСВ на год *n*, приходящийся на период после истечения периода поставки по ДПМ, в отношении объекта генерации *g* определяется по следующей формуле:

, (39)

где – расчетное значение цены электрической энергии, проданной на рынке на сутки вперед в ГТП генерации *q*, зарегистрированной в отношении объекта генерации *g*, для соответствующего участника оптового рынка *i* в час операционных суток *h*, принадлежащий году *X*–1, принимаемое равным для каждого часа операционных суток *h* расчетного периода *t*, принадлежащего году *X*–1, величине, определяемой в порядке, предусмотренном *Регламентом финансовых расчетов на оптовом рынке электроэнергии* (приложение № 16 к *договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);

 –полный плановый объем производства электрической энергии в ГТП генерации *q*, зарегистрированной в отношении объекта генерации *g*, для соответствующего участника *i* в час операционных суток *h*, принадлежащий расчетному периоду *t* года *X*–1, определяемый в соответствии с п. 2.2.2 *Регламента расчета плановых объемов производства и потребления и расчета стоимости электроэнергии на сутки вперед* (приложение № 8 к *договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) (если для соответствующей ГТП генерации *q* в какой-то час *h*, принадлежащий расчетному периоду *t*, величина  отсутствует, то для расчета  ее значение принимается равным 0 (нулю));

 – прогноз роста цен на электрическую энергию на оптовом рынке в году *j*, определяемый в соответствии с настоящим Порядком.

В случае если для ГТП генерации *q*, зарегистрированной в отношении объекта генерации *g*, в расчетном периоде *t*, принадлежащем году *X*–1, величина  отсутствует, то значения  и  в час операционных суток *h*, принадлежащий расчетному периоду *t* года *X*–1, для расчета  принимаются равными 0 (нулю).

Если для ГТП генерации *q*, зарегистрированной в отношении объекта генерации *g*, во все расчетные периоды *t* года *X*–1 отсутствует либо равна 0 (нулю) величина  и (или) во все часы операционных суток *h* всех расчетных периодов *t* года *X*–1 отсутствует либо равна 0 (нулю) величина , то прогноз цены РСВ для года *n*  определяется в следующем порядке:

 (40).

При этом используются величины  и , определенные в отношении ГТП генерации *q*, отнесенные к той же электрической станции *s*, к которой отнесен объект генерации *g*.

Для ГТП генерации, расположенных на территории следующих субъектов Российской Федерации: г. Санкт-Петербург и (или) Ленинградская область, – в качестве субъекта Российской Федерации используется Ленинградская область.

Для ГТП генерации, расположенных на территории следующих субъектов Российской Федерации: г. Москва и (или) Московская область, – в качестве субъекта Российской Федерации используется Московская область.

Для ГТП генерации, расположенных на территории следующих субъектов Российской Федерации: Тюменская область, Ханты-Мансийский автономный округ и (или) Ямало-Ненецкий автономный округ, – в качестве субъекта Российской Федерации используется Тюменская область.

1. Прогноз роста цен на электрическую энергию на оптовом рынке в году *j*, применяемый при расчете значения доли затрат после ДПМ в отношении объекта генерации *g*, определяетcя в порядке, предусмотренном пунктом 23 настоящего Порядка в отношении:
* категорий, включающих объекты генерации, значение параметра «принадлежность к ценовой зоне оптового рынка» для которых равно «Первая ценовая зона», – для объектов генерации, расположенных в первой ценовой зоне;
* категорий, включающих объекты генерации, значение параметра «принадлежность к ценовой зоне оптового рынка» для которых равно «Вторая ценовая зона», – для объектов генерации, расположенных во второй ценовой зоне.
1. Удельная стоимость полезного отпуска электрической энергии в году *n,* приходящемся на период после истечения периода поставки по ДПМ,  для объекта генерации *g*, фактическим основным видом топлива которого является газ, принимается равной величине , которая определяется по формуле:

, (41)

где  – удельная стоимость полезного отпуска электрической энергии в году *X*, определяемая в отношении объекта генерации *g* в соответствии с настоящим Порядком;

 – величина роста цен для потребителей, исключая население, на газ природный (оптовые цены) на год *j* согласно прогнозу МЭР, определенная в соответствии с настоящим Порядком.

1. Удельная стоимость полезного отпуска электрической энергии в году *X* для объекта генерации *g*, фактическим основным видом топлива которых является газ,  определяется в следующем порядке:

, (42)

где – средневзвешенное (по прогнозным объемам электрической энергии, поставляемой субъектами оптового рынка – производителями электрической энергии (мощности) в ценовых зонах оптового рынка по регулируемым договорам, в соответствующие периоды в соответствии с принятым федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов Сводным прогнозным балансом производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России по субъектам Российской Федерации (далее – тарифно-балансовое решение)) значение установленных в отношении объекта генерации *g* для различных периодов года *X* цен (тарифов) на электрическую энергию, поставляемую в ценовых зонах оптового рынка субъектами оптового рынка – производителями электрической энергии (мощности) по договорам, заключенным в соответствии с законодательством Российской Федерации с гарантирующими поставщиками (энергоснабжающими организациями, энергосбытовыми организациями, к числу покупателей электрической энергии (мощности) которых относятся население и (или) приравненные к нему категории потребителей), в целях обеспечения потребления электрической энергии населением и (или) приравненными к нему категориями потребителей, а также с определенными Правительством Российской Федерации субъектами оптового рынка – покупателями электрической энергии (мощности), функционирующими в отдельных частях ценовых зон оптового рынка, для которых Правительством Российской Федерации установлены особенности функционирования оптового и розничных рынков (далее – регулируемые цены (тарифы) на электрическую энергию поставщика для продажи на оптовом рынке по регулируемым договорам), которое определяется по следующей формуле:

, (43)

где  – прогнозный объем электрической энергии, поставляемый субъектами оптового рынка – производителями электрической энергии (мощности) в ценовых зонах оптового рынка по регулируемым договорам, утвержденный на входящий в год *X* период *t* в соответствии с принятым тарифно-балансовым решением (в МВт∙ч), для генерирующего оборудования в ГТП генерации объекта генерации *g*;

 – расчетная величина, принимаемая (кроме случаев, предусмотренных настоящим пунктом) равной регулируемой цене (тарифу) на электрическую энергию поставщика для продажи на оптовом рынке по регулируемым договорам, утвержденной федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов на период *t* (в руб./МВт∙ч), для генерирующего оборудования в ГТП генерации объекта генерации *g*.

Если в отношении всех единиц генерирующего оборудования, отнесенного к ГТП генерации объекта генерации *g*, не утверждены регулируемые цены (тарифы) на электрическую энергию поставщика для продажи на оптовом рынке по регулируемым договорам для какого-либо периода *t* года *X*, то величина  принимается равной 10 000 (десяти тысячам) рублей за МВт∙ч.

Если в отношении генерирующего оборудования, отнесенного к ГТП генерации объекта генерации *g* (хотя бы одной единицы генерирующего оборудования), утверждена единственная регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию поставщика для продажи на оптовом рынке по регулируемым договорам, то величина  принимается равной указанной регулируемой цене (тарифу).

Если в отношении генерирующего оборудования, отнесенного к ГТП генерации объекта генерации *g*, утверждено несколько значений регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию поставщика для продажи на оптовом рынке по регулируемым договорам на период *t*, то величина  принимается равной среднему арифметическому значению указанных регулируемых цен (тарифов).

 – расчетная стоимость условного топлива, определяемая для объекта генерации *g* в отношении года *X* согласно настоящему пункту;

 – значение удельного расхода топлива (выраженного в единицах условного топлива) объекта генерации *g*, определенного исходя из величины электрического КПД, указанной в приложении 1 к соответствующим ДПМ, направляемого СР в КО не позднее чем за 2 рабочих дня до срока, установленного пунктом 3 настоящего Порядка для расчета значения доли затрат после ДПМ;

 – значение норматива удельного расхода топлива при производстве электрической энергии для объекта генерации *g* на год *X*.

Значение норматива удельного расхода топлива при производстве электрической энергии для объекта генерации *g* на год *X* принимается равным значению норматива удельного расхода топлива при производстве электрической энергии, утвержденному федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса, в отношении объекта генерации *g* на год *X* (в случае отсутствия значения норматива удельного расхода топлива при производстве электрической энергии, утвержденного федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса, в отношении объекта генерации *g* на год *X*, значение норматива удельного расхода топлива при производстве электрической энергии для объекта генерации *g* на год *X* принимается равным значению норматива удельного расхода топлива при производстве электрической энергии, утвержденному федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса, в отношении электрической станции, к которой относится объект генерации *g*, на год *X*).

Приказы федерального органа исполнительной власти, осуществляющего функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса, которыми утверждены значения нормативов, СР направляет в КО не позднее чем за 2 рабочих дня до срока, установленного пунктом 3 настоящего Порядка для расчета значения доли затрат после ДПМ. Если в указанные сроки соответствующие приказы не поступили в КО или в них отсутствует значение норматива удельного расхода топлива при производстве электрической энергии в отношении электрической станции, к которой относится объект генерации *g*, на год *X*, то значение величины  принимается равным 260 граммам условного топлива на полезный отпуск 1 кВт∙ч электрической энергии.

Расчетная стоимость условного топлива для объекта генерации *g*, фактическим основным видом топлива которого является газ, в отношении года *X*  определяется следующим образом:

### , (44)

где  – определяемая в отношении объекта генерации *g*, согласно настоящему Порядку, цена природного газа в году *X*;

 – расчетная величина удельных расходов на оплату услуг по транспортировке газа и снабженческо-сбытовых услуг, оказываемых конечным потребителям поставщиками газа, определяемая для объекта генерации *g* в отношении года *X* в соответствии с настоящим Порядком.

1. Цена природного газа в отношении объекта генерации *g* в году *X*  определяется по следующей формуле:

, (45)

где  – действующий в году *Х*–1 предельный минимальный уровень оптовых цен на природный газ (в руб./м3), установленный (определенный) федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в отношении субъекта Российской Федерации, в котором расположен генерирующий объект *g*.

Для объектов генерации, расположенных на территории г. Санкт-Петербурга и (или) Ленинградской области, в качестве субъекта Российской Федерации для целей настоящего Порядка принимается Ленинградская область. Для объектов генерации, расположенных на территории Тюменской области, Ханты-Мансийского автономного округа и (или) Ямало-Ненецкого автономного округа, в качестве субъекта Российской Федерации для целей настоящего Порядка принимается Тюменская область.

Если для различных периодов года *X–*1 установлены различные значения предельных минимальных уровней оптовых цен на природный газ в соответствующих субъектах Российской Федерации, то для целей настоящего Порядка используется средневзвешенное (по числу дней в указанных периодах) значение предельных минимальных уровней оптовых цен на природный газ, установленных для этих периодов, определяемое в следующем порядке:

, (46)

где  – предельный минимальный уровень оптовых цен на природный газ (в руб./м3), установленный в отношении субъекта Российской Федерации, в котором расположен генерирующий объект *g*, на период , принадлежащий году *Х–*1, при этом продолжительность периода  исчисляется в днях, а  – число дней в году *X–*1 (365 или 366 для високосных лет).

Определенное в указанном порядке при расчете в году *X* значение цены природного газа в отношении объекта генерации *g*  не подлежит пересмотру в случае изменений предельных минимальных уровней оптовых цен на природный газ позднее даты, наступающей за 5 рабочих дней до срока, установленного пунктом 3 настоящего Порядка для расчета доли затрат после ДПМ.

1. Расчетная величина удельных расходов на оплату услуг по транспортировке газа и снабженческо-сбытовых услуг, оказываемых конечным потребителям поставщиками газа, определяется для объекта генерации *g* в отношении года *X* следующим образом:

 (47).

1. Удельная стоимость полезного отпуска электрической энергии в году *n,* приходящемся на период после истечения периода поставки по ДПМ,  для объекта генерации *g*, фактическим основным видом топлива которого является уголь, принимается равной величине , которая определяется по следующей формуле:

, (48)

где  – величина удельной стоимости полезного отпуска электрической энергии для объекта генерации *g*, фактическим основным видом топлива которого является уголь, для года *X*, определяемая в соответствии с настоящим Порядком;

величина  определяется в соответствии с настоящим Порядком исходя из прогноза роста цен на энергетический уголь на год *j*  и прогноза размера индексации тарифов на железнодорожные перевозки грузов в регулируемом секторе на год *j* согласно прогнозу МЭР.

1. Удельная стоимость полезного отпуска электрической энергии в году *X* для объекта генерации *g*, фактическим основным видом топлива которого является уголь,  принимается равной регулируемой цене (тарифу) на электрическую энергию поставщика для продажи на оптовом рынке по регулируемому договору, утвержденной федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в отношении объекта генерации *g* на год *Х* (в руб./МВт∙ч).

Если для различных периодов года *X* установлены различные значения регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию поставщика для продажи на оптовом рынке по регулируемым договорам в отношении объекта генерации *g*, то удельная стоимость полезного отпуска электрической энергии в году *X* для объекта генерации *g* определяется как среднее арифметическое значение регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию поставщика для продажи на оптовом рынке по регулируемым договорам в отношении объекта генерации *g*, утвержденных на указанные периоды года *X*:

, (49)

где  – регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию поставщика для продажи на оптовом рынке по регулируемым договорам в отношении генерирующего объекта *g*, утвержденная на период *t*, принадлежащий году *Х* (в руб./МВт∙ч);

– число различных значений регулируемых цен (тарифов) в году *X*.

1. Если по состоянию на дату, наступающую за 5 рабочих дней до срока расчета доли затрат после ДПМ, установленного пунктом 3 настоящего Порядка, регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию на год *Х* в отношении объекта генерации *g* не установлена, удельная стоимость полезного отпуска электрической энергии в году *X* для объекта генерации *g*, фактическим основным видом топлива которого является уголь,  определяется по следующей формуле:

, (50)

где  – прогнозный объем электрической энергии, поставляемый субъектами оптового рынка – производителями электрической энергии (мощности) в ценовых зонах оптового рынка по регулируемым договорам, утвержденный в соответствии с принятым тарифно-балансовым решением на год *Х* (в МВт∙ч), для генерирующего оборудования в ГТП генерации *p*, отнесенной по состоянию на 1 января года *X* к электрической станции *s* (совокупности ГТП генерации, отнесенных к электрической станции *s*), к которой отнесен объект генерации *g*;

 – регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию поставщика для продажи на оптовом рынке по регулируемым договорам, утвержденная на год *Х* (в руб./МВт∙ч), для генерирующего оборудования в ГТП генерации *p*, отнесенной к электрической станции *s* (совокупности ГТП генерации, отнесенных к электрической станции *s*), к которой отнесен объект генерации *g*.

Если в отношении генерирующего оборудования, отнесенного к электрической станции, к которой относится объект генерации *g*, для различных периодов года *X* установлены различные значения регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию, то величина  определяется в следующем порядке:

, (51)

где  – прогнозный объем электрической энергии, поставляемый субъектами оптового рынка – производителями электрической энергии (мощности) в ценовых зонах оптового рынка по регулируемым договорам, утвержденный согласно принятому тарифно-балансовому решению для генерирующего оборудования в ГТП генерации *p*, отнесенной к электрической станции *s* (совокупности ГТП генерации, отнесенных к электрической станции *s*) (в МВт∙ч), на входящий в год *X* период *t*, для которого установлена регулируемая цена (тариф) ;

 – регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию поставщика для продажи на оптовом рынке по регулируемым договорам, утвержденная для генерирующего оборудования в ГТП генерации *p*, отнесенной к электрической станции *s* (совокупности ГТП генерации, отнесенных к электрической станции *s*), на период *t*, принадлежащий году *Х* (в руб./МВт∙ч);

 – число различных значений регулируемых цен (тарифов) в году *X*.

Если для генерирующего оборудования в ГТП генерации *p*, отнесенного к электрической станции *s*, в отношении хотя бы одного периода *t* не установлена регулируемая цена (тариф) либо в тарифно-балансовом решении не определен объем поставки электрической энергии, то ГТП генерации *p* исключается из расчета по вышеуказанным формулам.

Если на какой-то период года *Х* регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию поставщика для продажи на оптовом рынке по регулируемому договору не утверждена ни для генерирующего объекта *g*, ни для всего генерирующего оборудования в ГТП генерации, отнесенных к электрической станции *s*, к которой относится генерирующий объект *g*, то значение  принимается равным регулируемой цене (тарифу) на электрическую энергию поставщика для продажи на оптовом рынке по регулируемому договору, утвержденной федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов в отношении объекта генерации *g* на год, последний из лет, на которые в отношении объекта генерации *g* была утверждена регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию.

Если на какой-то период года *Х* регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию поставщика для продажи на оптовом рынке по регулируемому договору не утверждена ни для генерирующего объекта *g*, ни для всего генерирующего оборудования в ГТП генерации, отнесенных к электрической станции *s*, к которой относится генерирующий объект *g*, и при этом регулируемая цена (тариф) на электрическую энергию поставщика для продажи на оптовом рынке по регулируемому договору не утверждалась в отношении объекта генерации *g* ни для какого периода, относящегося к какому-либо году из лет, предшествующих году *X*, то значение  принимается равным минимальному из значений регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию поставщика для продажи на оптовом рынке по регулируемому договору, установленных на год *X* в отношении генерирующего оборудования, использующего в качестве основного вида топлива уголь (если для генерирующего оборудования установлены различные значения регулируемых цен (тарифов) для различных периодов года *X*, то используется среднее арифметическое значение регулируемых цен (тарифов) для данного генерирующего оборудования).

Определенное при расчете в году *X* значение удельной стоимости полезного отпуска электрической энергии в году *X* для объекта генерации *g*, фактическим основным видом топлива которых является уголь,  не подлежит пересмотру в случае изменений установленных федеральным органом исполнительной власти в области государственного регулирования тарифов регулируемых цен (тарифов) на электрическую энергию поставщика для продажи на оптовом рынке по регулируемому договору и (или) тарифно-балансового решения позднее даты, наступающей за 5 рабочих дней до срока, установленного пунктом 3 настоящего Порядка для расчета доли затрат после ДПМ.

**Приложение № 5.13.2**

**Обоснование:** необходимо отразить в ДОП уточнения технического характера, касающиеся расчета значения доли затрат, отражающей прогнозную прибыль от продажи электрической энергии, для поставщиков электрической энергии (мощности).

**Дата вступления в силу:** с 23 марта 2017 года и распространяют свое действие на отношения сторон по Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка, возникшие с 1 января 2017 года.

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

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№****пункта** | **Редакция, действующая на момент** **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**(изменения выделены цветом) |
| **Приложение 2, п. 14** | Cоставляющая цены на мощность, обеспечивающая ежемесячный возврат капитальных и эксплуатационных затрат, для отнесенных к категории *C* объектов генерации  определяется по следующей формуле:, (6)где  – ставка налога на прибыль организаций, подлежащего зачислению в бюджеты субъектов Российской Федерации, максимально возможная в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации (в редакции, действующей на 1 января года *X*);**…** | Cоставляющая цены на мощность, обеспечивающая ежемесячный возврат капитальных и эксплуатационных затрат, для отнесенных к категории *C* объектов генерации  определяется по следующей формуле:, (6)где  – сумма ставки налога на прибыль организаций, подлежащего зачислению в бюджеты субъектов Российской Федерации, максимально возможной в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации (в редакции, действующей на 1 января года *X*), и ставки налога на прибыль организаций, подлежащего зачислению в федеральный бюджет, максимально возможной в соответствии с Налоговым кодексом Российской Федерации (в редакции, действующей на 1 января года *X*);… |
| **Приложение 2, п. 22** | …Если в прогнозе МЭР величины указаны в виде приростов в процентах (либо приростов в виде коэффициентов), то для расчетов КО использует значение соответствующей величины, увеличенное на 100 (сто) процентов (при получении в письме прироста в виде коэффициента – значение, увеличенное на 1 (единицу), соответственно).Определенные в указанном порядке при расчете в году *X* > 2014 значения прогноза индекса потребительских цен в декабре года *j* в процентах к декабрю года *j*–1, величины роста цен для потребителей, исключая население, на газ природный (оптовые цены) на годы *X*, *X*+1, прогнозы роста цен на энергетический уголь на годы *X*, *X*+1 не подлежат пересмотру. | …Если в прогнозе МЭР величины указаны в виде приростов в процентах (либо приростов в виде коэффициентов), то для расчетов КО использует значение соответствующей величины, увеличенное на 100 (сто) процентов (при получении в письме прироста в виде коэффициента – значение, увеличенное на 1 (единицу), соответственно).Если в прогнозе МЭР представлены различные сценарии развития, то для расчетов КО использует значение соответствующей величины, указанное в сценарии «базовый».Определенные в указанном порядке при расчете в году *X* > 2014 значения прогноза индекса потребительских цен в декабре года *j* в процентах к декабрю года *j*–1, величины роста цен для потребителей, исключая население, на газ природный (оптовые цены) на годы *X*, *X*+1, прогнозы роста цен на энергетический уголь на годы *X*, *X*+1 не подлежат пересмотру. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в Регламент определения параметров, необходимых для расчета цены по договорам о предоставлении мощности (Приложение № 19.6 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№****пункта** | **Редакция, действующая на момент** **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**(изменения выделены цветом) |
| **Приложение 2, п. 17** | **…**Если в прогнозе МЭР величина указана в виде приростов в процентах (либо приростов в виде коэффициентов), то для расчетов КО использует значение соответствующей величины, увеличенное на 100 (сто) процентов (в случае прироста в виде коэффициента – значение, увеличенное на 1 (единицу), соответственно).Определенные в указанном порядке при расчете в году *X* значения величин не подлежат пересмотру в случае опубликования на сайте федерального органа исполнительной власти в сфере социально-экономической политики позднее 5 (пятого) рабочего дня года *X* новой редакции прогноза МЭР. | **…**Если в прогнозе МЭР величина указана в виде приростов в процентах (либо приростов в виде коэффициентов), то для расчетов КО использует значение соответствующей величины, увеличенное на 100 (сто) процентов (в случае прироста в виде коэффициента – значение, увеличенное на 1 (единицу), соответственно).Если в прогнозе МЭР представлены различные сценарии развития, то для расчетов КО использует значение соответствующей величины, указанное в сценарии «базовый».Определенные в указанном порядке при расчете в году *X* значения величин не подлежат пересмотру в случае опубликования на сайте федерального органа исполнительной власти в сфере социально-экономической политики позднее 5 (пятого) рабочего дня года *X* новой редакции прогноза МЭР. |
| **Приложение 2, п. 23** | **…**Если в прогнозе МЭР величина указана в виде приростов в процентах (либо приростов в виде коэффициентов), то для расчетов КО использует значение соответствующей величины, увеличенное на 100 (сто) процентов (в случае прироста в виде коэффициента – значение, увеличенное на 1 (единицу), соответственно).Если за 5 рабочих дней до срока, установленного пунктом 13 настоящего Порядка, прогноз МЭР не содержит одной или нескольких величин, исходя из которых определяется соответствующе значение , то в качестве значения указанной величины (указанных величин) используется (используются) соответствующие прогнозы на год *j*–1.**…** | **…**Если в прогнозе МЭР величина указана в виде приростов в процентах (либо приростов в виде коэффициентов), то для расчетов КО использует значение соответствующей величины, увеличенное на 100 (сто) процентов (в случае прироста в виде коэффициента – значение, увеличенное на 1 (единицу), соответственно).Если в прогнозе МЭР представлены различные сценарии развития, то для расчетов КО использует значение соответствующей величины, указанное в сценарии «базовый».Если за 5 рабочих дней до срока, установленного пунктом 13 настоящего Порядка, прогноз МЭР не содержит одной или нескольких величин, исходя из которых определяется соответствующе значение , то в качестве значения указанной величины (указанных величин) используется (используются) соответствующие прогнозы на год *j*–1.**…** |
| **Приложение 2, п. 25** | **…** – значение удельного расхода топлива (выраженного в единицах условного топлива) объекта генерации *g*, определенного исходя из величины электрического КПД, указанной в приложении 1 к соответствующим ДПМ, направляемого СР в КО не позднее чем за 10 рабочих дней до срока, установленного пунктом 13 настоящего Порядка для расчета уточненного значения доли затрат;**…** | **…** – значение удельного расхода топлива (выраженного в единицах условного топлива) объекта генерации *g*, определенного исходя из величины электрического КПД, указанной в приложении 1 к соответствующим ДПМ, направляемого СР в КО не позднее чем за 2 рабочих дня до срока, установленного пунктом 13 настоящего Порядка для расчета уточненного значения доли затрат;… |
| **Приложение 2, п. 28** | Удельная стоимость полезного отпуска электрической энергии в году *n* для объекта генерации *g*, фактическим основным видом топлива которых является уголь,  определяется по следующей формуле:, (23)где  – величина удельной стоимости полезного отпуска электрической энергии для объекта генерации *g*, фактическим основным видом топлива которого является уголь, для года *X*, определяемая в соответствии с настоящим Порядком,величина  определяется в соответствии с настоящим Порядком исходя из прогноза роста цен на энергетический уголь на год *j*  и прогноза размера индексации тарифов на железнодорожные перевозки грузов в регулируемом секторе на год *j* согласно прогнозу МЭР. | Удельная стоимость полезного отпуска электрической энергии в году *n* для объекта генерации *g*, фактическим основным видом топлива которых является уголь,  определяется по следующей формуле:, (23)где  – величина удельной стоимости полезного отпуска электрической энергии для объекта генерации *g*, фактическим основным видом топлива которого является уголь, для года *X*, определяемая в соответствии с настоящим Порядком,величина  определяется в соответствии с настоящим Порядком исходя из прогноза роста цен на энергетический уголь на год *j*  и прогноза размера индексации тарифов на железнодорожные перевозки грузов в регулируемом секторе на год *j* согласно прогнозу МЭР. |
| **Приложение 2.1, п. 19** | **…**Если в прогнозе МЭР величина указана в виде приростов в процентах (либо приростов в виде коэффициентов), то для расчетов КО использует значение соответствующей величины, увеличенное на 100 (сто) процентов (в случае прироста в виде коэффициента – значение, увеличенное на 1 (единицу), соответственно).Определенные в указанном порядке при расчете в году *X* значения величин не подлежат пересмотру в случае опубликования на сайте федерального органа исполнительной власти в сфере социально-экономической политики позднее 5 (пятого) рабочего дня года *X* новой редакции прогноза МЭР.**…** | **…**Если в прогнозе МЭР величина указана в виде приростов в процентах (либо приростов в виде коэффициентов), то для расчетов КО использует значение соответствующей величины, увеличенное на 100 (сто) процентов (в случае прироста в виде коэффициента – значение, увеличенное на 1 (единицу), соответственно).Если в прогнозе МЭР представлены различные сценарии развития, то для расчетов КО использует значение соответствующей величины, указанное в сценарии «базовый».Определенные в указанном порядке при расчете в году *X* значения величин не подлежат пересмотру в случае опубликования на сайте федерального органа исполнительной власти в сфере социально-экономической политики позднее 5 (пятого) рабочего дня года *X* новой редакции прогноза МЭР.**…** |
| **Приложение 2.1, п. 28** | **…**Если для различных периодов года *X–*1 установлены различные значения предельных минимальных уровней оптовых цен на природный газ  в соответствующих субъектах Российской Федерации, то для расчета доли затрат принимается средневзвешенная по числу дней  в каждом из периодов величина предельного минимального уровня оптовых цен на природный газ, определяемая в следующем порядке: , (20)где  – предельный минимальный уровень оптовых цен на природный газ (в руб./м3), установленный в отношении субъекта Российской Федерации, в котором расположен генерирующий объект *g*, на период , принадлежащий году *Х–*1, при этом продолжительность периода  исчисляется в днях, а  – число дней в году *X–*1 (365 или 366 для високосных лет).**…** | **…**Если для различных периодов года *X–*1 установлены различные значения предельных минимальных уровней оптовых цен на природный газ  в соответствующих субъектах Российской Федерации, то для расчета доли затрат принимается средневзвешенная по числу дней  в каждом из периодов величина предельного минимального уровня оптовых цен на природный газ, определяемая в следующем порядке: , (20)где  – предельный минимальный уровень оптовых цен на природный газ (в руб./м3), установленный в отношении субъекта Российской Федерации, в котором расположен генерирующий объект *g*, на период , принадлежащий году *Х–*1, при этом продолжительность периода  исчисляется в днях, а  – число дней в году *X–*1 (365 или 366 для високосных лет).**…** |
| **Приложение 2.1, п. 25** | **…**Если в прогнозе МЭР величина указана в виде приростов в процентах (либо приростов в виде коэффициентов), то для расчетов КО использует значение соответствующей величины, увеличенное на 100 (сто) процентов (в случае прироста в виде коэффициента – значение, увеличенное на 1 (единицу), соответственно).Если за 5 рабочих дней до срока, установленного пунктом 5 настоящего Порядка, прогноз МЭР не содержит одной или нескольких величин, исходя из которых определяется соответствующе значение , то в качестве значения указанной величины (указанных величин) используются) соответствующие прогнозы на год *j*-1.**…** | **…**Если в прогнозе МЭР величина указана в виде приростов в процентах (либо приростов в виде коэффициентов), то для расчетов КО использует значение соответствующей величины, увеличенное на 100 (сто) процентов (в случае прироста в виде коэффициента – значение, увеличенное на 1 (единицу), соответственно).Если в прогнозе МЭР представлены различные сценарии развития, то для расчетов КО использует значение соответствующей величины, указанное в сценарии «базовый».Если за 5 рабочих дней до срока, установленного пунктом 5 настоящего Порядка, прогноз МЭР не содержит одной или нескольких величин, исходя из которых определяется соответствующе значение , то в качестве значения указанной величины (указанных величин) используются) соответствующие прогнозы на год *j*-1.**…** |
| **Приложение 2.1, п. 29** | **…** – прогноз среднего по году изменения индекса потребительских цен на год *j* согласно уточненному (актуальному) прогнозу социально-экономического развития Российской Федерации, разработанному федеральным органом исполнительной власти в сфере социально-экономической политики.Если уточненный (актуальный) прогноз социально-экономического развития Российской Федерации, разработанный федеральным органом исполнительной власти в сфере социально-экономической политики, не содержит прогноза среднего по году изменения индекса потребительских цен на год *j*, то величина  принимается равной величине прогноза среднего по году изменения индекса потребительских цен на год *j*–1. | **…** – прогноз среднего по году изменения индекса потребительских цен на год *j* согласно уточненному (актуальному) прогнозу социально-экономического развития Российской Федерации, разработанному федеральным органом исполнительной власти в сфере социально-экономической политики.Если в уточненном (актуальном) прогнозе социально-экономического развития Российской Федерации, разработанном федеральным органом исполнительной власти в сфере социально-экономической политики, представлены различные сценарии развития, то для расчетов КО использует значение соответствующей величины, указанное в сценарии «базовый».Если уточненный (актуальный) прогноз социально-экономического развития Российской Федерации, разработанный федеральным органом исполнительной власти в сфере социально-экономической политики, не содержит прогноза среднего по году изменения индекса потребительских цен на год *j*, то величина  принимается равной величине прогноза среднего по году изменения индекса потребительских цен на год *j*–1. |
| **Приложение 2.1, п. 31** | **…**где  – величина норматива удельного расхода топлива (в единицах условного топлива) при производстве электрической энергии электрической станции *s*, к которой относится объект генерации *g*, утвержденная федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса (в случае отсутствия на дату расчета доли затрат соответствующей информации, принимается равной 360 граммам условного топлива на полезный отпуск 1 кВт∙ч электрической энергии), при этом нормативно-правовой акт, которым утверждено значение норматива, СР направляет в КО не позднее чем за 10 рабочих дней до срока, установленного пунктом 5 настоящего Порядка для расчета уточненного значения доли затрат;… | **…**где  – величина норматива удельного расхода топлива (в единицах условного топлива) при производстве электрической энергии электрической станции *s*, к которой относится объект генерации *g*, утвержденная федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса (в случае отсутствия на дату расчета доли затрат соответствующей информации, принимается равной 360 граммам условного топлива на полезный отпуск 1 кВт∙ч электрической энергии), при этом нормативно-правовой акт, которым утверждено значение норматива, СР направляет в КО не позднее чем за 2 рабочих дня до срока, установленного пунктом 5 настоящего Порядка для расчета уточненного значения доли затрат;… |