**I.3. Изменения, связанные с проектом постановления Правительства Российской Федерации, предусматривающим механизм строительства генерирующих объектов по решению Правительства Российской Федерации**

**Приложение № 1.3.1**

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

**Обоснование:** проект постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» предусматривает утверждение Правительством Российской Федерации перечня генерирующих объектов, подлежащих строительству в ценовых зонах оптового рынка, и определение субъектов оптового рынка, которые будут реализовывать проекты по строительству таких объектов с использованием нового механизма торговли мощностью – договоров купли-продажи (поставки) мощности, заключенных в отношении генерирующих объектов, включенных в перечень генерирующих объектов, подлежащих строительству в ценовых зонах оптового рынка, утвержденный Правительством Российской Федерации. Для возможности реализации нового механизма торговли мощностью необходимо внести изменения в регламенты оптового рынка, в том числе связанные с регистрацией условных ГТП генерации в отношении указанных генерирующих объектов.

**Дата вступления в силу:** с даты вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», но не ранее 23 мая 2025 года.

**Предложения по изменениям и дополнениям в ПОЛОЖЕНИЕ О ПОРЯДКЕ ПОЛУЧЕНИЯ СТАТУСА СУБЪЕКТА ОПТОВОГО РЫНКА И ВЕДЕНИЯ РЕЕСТРА СУБЪЕКТОВ ОПТОВОГО РЫНКА (Приложение № 1.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **2.5.3** | 2.5.3. Заявитель, имеющий намерение согласовать **условную ГТП** в отношении генерирующего объекта (введенного или планируемого к вводу в эксплуатацию), помимо заявления по форме 3Б1 (код формы GTP\_FORMA3B1\_WEB), указанного в п. 2.5.1 настоящего Положения и предусмотренного приложением 1 к настоящему Положению, предоставляет в КО в электронном виде через ПСЗ следующие документы:  …  5. В остальных случаях для условной ГТП в отношении генерирующего объекта (введенного или планируемого к вводу в эксплуатацию):  − паспортные технологические характеристики генерирующего оборудования, планируемого к вводу в эксплуатацию, по форме 13, указанной в приложении 1 к настоящему Положению (код формы GTP\_FORMA13\_WEB), или паспортные технологические характеристики введенного в эксплуатациюгенерирующего оборудованияпо форме 12, указанной в приложении 1 к настоящему Положению (код формы GTP\_FORMA12\_WEB);  – заявление на регистрацию ГЕМ по форме 5, указанной в приложении 1 к настоящему Положению (код формы GTP\_GEM\_WEB). Требования к составу генерирующего оборудования, включаемого в ГЕМ, приведены в приложении 1 к *Регламенту проведения конкурентных отборов мощности* (Приложение № 19.3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). Заявление по форме 5 не предоставляется при согласовании изменяемой ГТП генерации в ценовой зоне в случае отсутствия необходимости внесения изменений в ранее зарегистрированные ГЕМ. | 2.5.3. Заявитель, имеющий намерение согласовать **условную ГТП** в отношении генерирующего объекта (введенного или планируемого к вводу в эксплуатацию), помимо заявления по форме 3Б1 (код формы GTP\_FORMA3B1\_WEB), указанного в п. 2.5.1 настоящего Положения и предусмотренного приложением 1 к настоящему Положению, предоставляет в КО в электронном виде через ПСЗ следующие документы:  …  5. Для условной ГТП генерации в отношении генерирующего объекта, строительство которого предполагается по результатам включения его в перечень генерирующих объектов, подлежащих строительству в ценовых зонах оптового рынка, утвержденный Правительством Российской Федерации (далее – объект СНГО):   * паспортные технологические характеристики генерирующего объекта СНГО по форме 13Ж приложения 1 к настоящему Положению (код формы GTP\_FORMA13J\_WEB); * заявление на регистрацию ГЕМ по форме 5 приложения 1 к настоящему Положению (код формы GTP\_GEM\_WEB). Требования к составу генерирующего оборудования, включаемого в ГЕМ, приведены в приложении 1 к *Регламенту проведения конкурентных отборов мощности* (Приложение № 19.3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).   6. В остальных случаях для условной ГТП в отношении генерирующего объекта (введенного или планируемого к вводу в эксплуатацию):  − паспортные технологические характеристики генерирующего оборудования, планируемого к вводу в эксплуатацию, по форме 13, указанной в приложении 1 к настоящему Положению (код формы GTP\_FORMA13\_WEB), или паспортные технологические характеристики введенного в эксплуатациюгенерирующего оборудованияпо форме 12, указанной в приложении 1 к настоящему Положению (код формы GTP\_FORMA12\_WEB);  – заявление на регистрацию ГЕМ по форме 5, указанной в приложении 1 к настоящему Положению (код формы GTP\_GEM\_WEB). Требования к составу генерирующего оборудования, включаемого в ГЕМ, приведены в приложении 1 к *Регламенту проведения конкурентных отборов мощности* (Приложение № 19.3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*). |

**Действующая редакция**

# Форма 3Б1

(на бланке заявителя)

**Председателю Правления**

**АО «АТС»**

№ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

«\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_20 \_\_\_ г.

**ЗАЯВЛЕНИЕ**

**о согласовании условной группы точек поставки поставщика электрической энергии и мощности**

|  |  |
| --- | --- |
| Полное фирменное наименование |  |
| Сокращенное фирменное наименование |  |
| Регистрационный номер в Реестре субъектов оптового рынка |  |

**выражает намерение согласовать условную группу точек поставки поставщика электрической энергии и мощности (далее – условная ГТП)**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование электростанции | |  | | | |
| Субъект РФ **1** | |  | | | |
| Ценовая зона **2** | |  | | | |
| № | Наименование условной ГТП генерации **3** | Установленная мощность **4**, МВт | Вид эксплуатации оборудования **5** | Тип оборудования заявленной условной ГТП **6** | Вид объекта генерации ВИЭ **7** |
| 1 | … |  |  |  |  |
| № | ... |  |  |  |  |
| Наименование субъекта оптового рынка, за которым закреплена условная ГТП генерации, зарегистрированная в отношении указанного генерирующего объекта ВИЭ, или объекта КОММод, или объекта КОМ НГО **8** | |  | | | |
| Код условной ГТП генерации, зарегистрированной в отношении указанного генерирующего объекта ВИЭ, или объекта КОММод, или объекта КОМ НГО и закрепленной за иным субъектом оптового рынка **8** | |  | | | |
| Примечание **9** | |  | | | |

**и просит (выбрать нужное)**

**внести изменения в регистрационную информацию в условной (-ых) ГТП генерации с типом оборудования КОММод в части величины установленной мощности в порядке, предусмотренном п. 4.3.5.3 *Положения о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) 10.**

**зарегистрировать ГЕМ в отношении генерирующего объекта, подлежащих строительству в ценовых зонах оптового рынка, утвержденный Правительством Российской Федерации 11.**

Приложение: опись направляемых документов, на \_\_ л. в 1 экз.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  |  |  |
| *(должность лица, подписавшего заявление)* |  | *(Ф. И. О.)* |

1. Указывается субъект РФ, на территории которого расположена электростанция.

При выборе типа оборудования «КОМ НГО» дополнительно указывается территория технологически необходимой генерации.

Для условной ГТП генерации в отношении генерирующего объекта, строительство которого предполагается по итогам единого для ценовых зон или дополнительного конкурсного отбора инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов ВИЭ, указывается «определяется по итогам отбора проектов ВИЭ».

1. Указывается ценовая зона, на территории которой расположена электростанция.

В случае согласования условной ГТП генерации в неценовой зоне для целей ее учета при формировании сводного прогнозного баланса указывается неценовая зона.

1. Указывается наименование условной ГТП генерации в соответствии с предоставленными документами.
2. Указывается суммарная установленная мощность генерирующего оборудования в ГТП генерации.

Для условной ГТП генерации в отношении генерирующего объекта, строительство которого предполагается по итогам единого для ценовых зон или дополнительного конкурсного отбора инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов ВИЭ, указывается «определяется по итогам отбора проектов ВИЭ».

1. Указывается один на выбор вид эксплуатации оборудования:

* планируемое (планируемое к вводу в эксплуатацию оборудование);
* введенное (введенное в эксплуатацию оборудование);
* модернизируемое (реконструируемое) на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам;
* планируемое к строительству на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам.

В случае выбора типа оборудования «КОММод» данная графа не заполняется.

1. Указывается один на выбор тип оборудования заявленной условной ГТП для целей участия в соответствующем конкурсном отборе:

* ДПМ;
* ВИЭ (для единого для ценовых зон конкурсного отбора инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов ВИЭ);
* ВИЭ (доп. ОПВ) (для дополнительного конкурсного отбора инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов ВИЭ);
* КОМ;
* КОМ НГО;
* АЭС;
* ГЭС;
* КОММод;
* МодбНЦЗ;
* прочее (если тип оборудования не относится ни к одному из вышеуказанных типов).

1. В случае выбора типа оборудования «ВИЭ» или «ВИЭ (доп. ОПВ)» указывается вид объекта генерации ВИЭ:

* объект солнечной генерации.
* генерирующий объект ветровой генерации.
* генерирующий объект гидрогенерации.
* генерирующий объект, функционирующий на основе использования отходов производства и потребления.

1. Заполняется в случае согласования условной ГТП генерации в отношении объекта ВИЭ, или объекта КОММод, или объекта КОМ НГО, включенного в условную ГТП генерации, закрепленную за иным субъектом оптового рынка, для целей перехода прав и обязанностей по соответствующим ДПМ ВИЭ, или договорам на модернизацию, или договорам КОМ НГО, заключенным в отношении объектов генерации в соответствии с пунктом 112(5) Правил оптового рынка и распоряжением Правительства РФ от 08.04.2023 № 867-р.
2. В случае внесения изменений в регистрационную информацию по условной ГТП генерации, согласованной в отношении генерирующего объекта КОМ НГО, графа «Примечание» заполняется по следующей форме: «Настоящее заявление предоставляется с целью внесения изменений в регистрационную информацию по условной ГТП генерации, согласованной в отношении генерирующего объекта КОМ НГО, в части изменения паспортных технологических характеристик указанного генерирующего объекта».

В случае согласования условной ГТП генерации в неценовой зоне для целей ее учета при формировании сводного прогнозного баланса графа «Примечание» заполняется по следующей форме: «Для целей учета при формировании сводного прогнозного баланса».

1. Указывается в случае выбора типа оборудования «КОММод».
2. Указывается для условной ГТП генерации в отношении генерирующего объекта, строительство которого предполагается по итогам единого для ценовых зон или дополнительного конкурсного отбора инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов ВИЭ.

**Предлагаемая редакция**

# Форма 3Б1

(на бланке заявителя)

**Председателю Правления**

**АО «АТС»**

№ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

«\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_20 \_\_\_ г.

**ЗАЯВЛЕНИЕ**

**о согласовании условной группы точек поставки поставщика электрической энергии и мощности**

|  |  |
| --- | --- |
| Полное фирменное наименование |  |
| Сокращенное фирменное наименование |  |
| Регистрационный номер в Реестре субъектов оптового рынка |  |

**выражает намерение согласовать условную группу точек поставки поставщика электрической энергии и мощности (далее – условная ГТП)**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование электростанции | |  | | | |
| Субъект РФ **1** | |  | | | |
| Ценовая зона **2** | |  | | | |
| № | Наименование условной ГТП генерации **3** | Установленная мощность **4**, МВт | Вид эксплуатации оборудования **5** | Тип оборудования заявленной условной ГТП **6** | Вид объекта генерации ВИЭ **7** |
| 1 | … |  |  |  |  |
| № | ... |  |  |  |  |
| Наименование субъекта оптового рынка, за которым закреплена условная ГТП генерации, зарегистрированная в отношении указанного генерирующего объекта ВИЭ, или объекта КОММод, или объекта КОМ НГО, или объекта СНГО **8** | |  | | | |
| Код условной ГТП генерации, зарегистрированной в отношении указанного генерирующего объекта ВИЭ, или объекта КОММод, или объекта КОМ НГО, или объекта СНГО и закрепленной за иным субъектом оптового рынка **8** | |  | | | |
| Примечание **9** | |  | | | |

**и просит (выбрать нужное)**

**внести изменения в регистрационную информацию в условной (-ых) ГТП генерации с типом оборудования КОММод в части величины установленной мощности в порядке, предусмотренном п. 4.3.5.3 *Положения о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) 10.**

**зарегистрировать ГЕМ в отношении генерирующего объекта, строительство которого предполагается по итогам конкурсного отбора инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов ВИЭ 11.**

Приложение: опись направляемых документов, на \_\_ л. в 1 экз.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
|  |  |  |
| *(должность лица, подписавшего заявление)* |  | *(Ф. И. О.)* |

1. Указывается субъект РФ, на территории которого расположена электростанция.

При выборе типа оборудования «КОМ НГО» дополнительно указывается территория технологически необходимой генерации.

Для условной ГТП генерации в отношении генерирующего объекта, строительство которого предполагается по итогам единого для ценовых зон или дополнительного конкурсного отбора инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов ВИЭ, указывается «определяется по итогам отбора проектов ВИЭ».

1. Указывается ценовая зона, на территории которой расположена электростанция.

В случае согласования условной ГТП генерации в неценовой зоне для целей ее учета при формировании сводного прогнозного баланса указывается неценовая зона.

1. Указывается наименование условной ГТП генерации в соответствии с предоставленными документами.
2. Указывается суммарная установленная мощность генерирующего оборудования в ГТП генерации.

Для условной ГТП генерации в отношении генерирующего объекта, строительство которого предполагается по итогам единого для ценовых зон или дополнительного конкурсного отбора инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов ВИЭ, указывается «определяется по итогам отбора проектов ВИЭ».

1. Указывается один на выбор вид эксплуатации оборудования:

* планируемое (планируемое к вводу в эксплуатацию оборудование);
* введенное (введенное в эксплуатацию оборудование);
* модернизируемое (реконструируемое) на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам;
* планируемое к строительству на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам.

В случае выбора типа оборудования «КОММод» данная графа не заполняется.

1. Указывается один на выбор тип оборудования заявленной условной ГТП:

* ДПМ;
* ВИЭ (для единого для ценовых зон конкурсного отбора инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов ВИЭ);
* ВИЭ (доп. ОПВ) (для дополнительного конкурсного отбора инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов ВИЭ);
* КОМ;
* КОМ НГО;
* АЭС;
* ГЭС;
* КОММод;
* МодбНЦЗ;
* СНГО;
* прочее (если тип оборудования не относится ни к одному из вышеуказанных типов).

1. В случае выбора типа оборудования «ВИЭ» или «ВИЭ (доп. ОПВ)» указывается вид объекта генерации ВИЭ:

* объект солнечной генерации.
* генерирующий объект ветровой генерации.
* генерирующий объект гидрогенерации.
* генерирующий объект, функционирующий на основе использования отходов производства и потребления.

1. Заполняется в случае согласования условной ГТП генерации в отношении генерирующего объекта, включенного в условную ГТП генерации, закрепленную за иным субъектом оптового рынка, для целей перехода прав и обязанностей по соответствующим договорам, заключенным в отношении данной условной ГТП генерации.
2. В случае внесения изменений в регистрационную информацию по условной ГТП генерации, согласованной в отношении генерирующего объекта КОМ НГО графа «Примечание» заполняется по следующей форме: «Настоящее заявление предоставляется с целью внесения изменений в регистрационную информацию по условной ГТП генерации, согласованной в отношении генерирующего объекта КОМ НГО, в части изменения паспортных технологических характеристик указанного генерирующего объекта».

В случае согласования условной ГТП генерации в неценовой зоне для целей ее учета при формировании сводного прогнозного баланса графа «Примечание» заполняется по следующей форме: «Для целей учета при формировании сводного прогнозного баланса».

1. Указывается в случае выбора типа оборудования «КОММод».
2. Указывается для условной ГТП генерации в отношении генерирующего объекта, строительство которого предполагается по итогам единого для ценовых зон или дополнительного конкурсного отбора инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов ВИЭ.

**Добавить пример**

**Пример заполненного заявления**

**Форма 3Б1**

(на бланке заявителя)

**Председателю Правления**

**АО «АТС»**

№ \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

«\_\_\_» \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_20 \_\_\_ г.

**ЗАЯВЛЕНИЕ**

**о согласовании условной группы точек поставки поставщика электрической энергии и мощности**

|  |  |
| --- | --- |
| Полное фирменное наименование | Публичное акционерное общество «Удача» |
| Сокращенное фирменное наименование | ПАО «Удача» |
| Регистрационный номер в Реестре субъектов оптового рынка | 1.1.0070 |

**выражает намерение согласовать условную группу точек поставки поставщика электрической энергии и мощности (далее – условная ГТП)**

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование электростанции | | Северная ГПЭ-3 (Г-1 – Г-3) | | | |
| Субъект РФ | | Краснодарский край | | | |
| Ценовая зона | | Первая ценовая зона | | | |
| № | Наименование условной ГТП генерации | Установленная мощность, МВт | Вид эксплуатации оборудования | Тип оборудования заявленной условной ГТП | Вид объекта генерации ВИЭ |
| 1. | Северная ГПЭ-3 (Г-1 – Г-3) | 160,0 | Планируемое | СНГО | – |
| Наименование субъекта оптового рынка, за которым закреплена условная ГТП генерации, зарегистрированная в отношении указанного генерирующего объекта ВИЭ | | – | | | |
| Код условной ГТП генерации, зарегистрированной в отношении указанного генерирующего объекта ВИЭ и закрепленной за иным субъектом оптового рынка | | – | | | |
| Примечание | | – | | | |

Приложение: опись направляемых документов, на \_\_ л. в 1 экз.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Генеральный директор |  | И.И. Иванов |
| *(должность руководителя)* |  | *(Ф. И. О.)* |

**Действующая редакция**

**Форма 5 1**

**ЗАЯВЛЕНИЕ**

**на регистрацию генерирующей единицы мощности (ГЕМ)**

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

*(полное наименование организации с указанием организационно-правовой формы)*

выражает намерение зарегистрировать ГЕМ со следующими характеристиками:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№** | **Характеристики генерирующей единицы мощности (ГЕМ)** | |
| 1. | Наименование электростанции | Указывается диспетчерское наименование электростанции 2 в соответствии с наименованием, указанным в заявлении, в формах 12, 13, 13Б, 13В, 13Г, 13Д, 13Е и на однолинейной схеме (при наличии) |
| 2. | Тип электростанции | Указывается тип электростанции (на выбор):  ТЭС, АЭС, ГЭС, ГАЭС, СЭС, ВЭС или иной тип электростанции.  Для генерирующих объектов ВИЭ (на выбор) 3:  – Генерирующий объект солнечной генерации.  – Генерирующий объект ветровой генерации.  – Генерирующий объект гидрогенерации.  – Генерирующий объект, функционирующий на основе использования отходов производства и потребления. |
| 3. | Наименование ЕГО | Указывается наименование ЕГО 4  в соответствии с наименованием, указанным в формах 12, 13, 13Б, 13В, 13Г, 13Д, 13Е.  Для типов электростанций СЭС и ВЭС, а также генерирующих объектов ВИЭ солнечной и ветровой генерации указывается ФЭСМ и ВЭУ соответственно 5 |
| 4. | Тип генерирующего оборудования | Указывается тип генерирующего оборудования:  – Блочное.  – С поперечными связями (неблочное).  Для ГЭС, ГАЭС, СЭС, ВЭС и генерирующих объектов ВИЭ не заполняется |
| 5. | Месторасположение объекта  (субъект РФ и ценовая зона) | Указывается субъект РФ и ценовая зона, на территории которых располагается электростанция 6 |
| 6. | Зона свободного перетока мощности | Указывается номер и (или) код зоны свободного перетока мощности 7.  Информация в установленном порядке публикуется на официальном сайте СО и сайте КОМ СО |
| 7. | Наименование ГТП генерации | Указывается наименование ГТП генерации, в которую включена ЕГО, заявленная в составе ГЕМ |
| 8. | Код ГТП генерации | Указывается код для действующей ГТП генерации.  Не указывается код для вновь формируемой ГТП генерации |
| 9. | Основание для регистрации ГЕМ | Выбрать один из вариантов:  1. Согласование условной ГТП генерации.  2. Согласование новой ГТП генерации.  3. Изменение ГТП генерации.  4. Изменение параметров ГЕМ.  5. Иное (указать основание). |

**\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_**

1. Заявление по форме 5 не предоставляется при согласовании:

– изменений ГТП генерации в ценовой зоне в случае отсутствия необходимости внесения изменений в ранее зарегистрированные ГЕМ;

– ГТП генерации, расположенной в неценовой зоне.

2. В разделе «Наименование электростанции» указывается:

– диспетчерское наименование электростанции в соответствии с наименованием, указанным в заявлении, форме 12 и на однолинейной схеме;

– наименование электростанции в соответствии с наименованием, указанным в заявлении и формах 13, 13Б, 13В, 13Г, 13Д, 13Е.

3. Виды генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в соответствии с *Регламентом проведения* *отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии* (Приложение № 27 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) и *Регламентом проведения конкурсного отбора инвестиционных проектов по строительству (реконструкции, модернизации) генерирующих объектов, функционирующих на основе использования отходов производства и потребления* (Приложение № 27.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).

Приведенные виды генерирующих объектов указываются при согласовании условной ГТП генерации генерирующего объекта с целью участия в конкурсном отборе инвестиционных проектов по строительству (реконструкции, модернизации) генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии и отходов производства и потребления.

4. В разделе «Наименование ЕГО» указывается:

– для неблочного генерирующего оборудования в качестве наименования ЕГО указывается диспетчерское наименование турбоагрегата.

Например: ТГ-1;

– для блочного генерирующего оборудования, входящего в состав энергоблока, который представлен одним турбоагрегатом (генератором), в качестве наименования ЕГО указывается диспетчерское наименование энергоблока.

Например: Блок-1;

– для блочного генерирующего оборудования, входящего в состав энергоблока, который представлен двумя и более турбоагрегатами (генераторами), в качестве наименования ЕГО указывается составное наименование, формируемое в следующем порядке:

– диспетчерское наименование энергоблока, в состав которого входят турбоагрегаты (генераторы);

– диспетчерское наименование турбоагрегата (генератора), входящего в состав энергоблока.

Например: Блок 1 Г-1.

Для парогазовой установки (ПГУ) в скобках дополнительно указывается тип турбины: ГТ – газовая турбина; ПТ – паровая турбина.

Например: ПГУ-1 Г-1 (ГТ); ПГУ-1 Г-2 (ПТ).

В качестве диспетчерского наименования турбоагрегата, энергоблока указывается наименование, указанное в действующем перечне объектов диспетчеризации. Для турбоагрегатов, энергоблоков, не являющихся объектами диспетчеризации, указывается наименование, используемое собственником энергообъекта.

5. Под единицей генерирующего оборудования для объекта ВИЭ (солнце/ветер) понимается совокупность всех фотоэлектрических солнечных модулей (ФЭСМ) и ветроэнергетических установок (ВЭУ), включенных в состав соответствующей ГТП генерации. В разделе «Наименование ЕГО» для типов электростанций СЭС и ВЭС указывается:

* в случае если все генерирующее оборудование СЭС или ВЭС включено в состав одной ГТП генерации – указывается «ФЭСМ» и «ВЭУ» соответственно;
* в случае если генерирующее оборудование СЭС или ВЭС включено в состав нескольких ГТП генерации – указывается группа ФЭСМ или ВЭУ (в соответствии с однолинейной схемой), входящих в соответствующую ГТП генерации, например: ФЭСМ 1-5; ФЭСМ 6-10; ВЭУ 1-10; ВЭУ 11-20.

Допускается разделение совокупности всех фотоэлектрических солнечных модулей (ФЭСМ) и ветроэнергетических установок (ВЭУ), включенных в состав соответствующей ГТП генерации, на несколько ЕГО только по инициативе АО «СО ЕЭС», заявленной в порядке, предусмотренном пунктами 2.6.4, 4.4.2 настоящего Положения. В указанном случае в разделе «Наименование ЕГО» для типов электростанций СЭС и ВЭС указываются группы ФЭСМ и ВЭУ, входящие в соответствующие ЕГО, например: ФЭСМ 1-10, ФЭСМ 11-20, ВЭУ 1-5, ВЭУ 6-9.

6. В случае регистрации ГЕМ в отношении генерирующего оборудования генерирующего объекта на территории Республики Саха (Якутия) для целей участия в КОМ НГО, проводимом по решению Правительства РФ, принятому в 2021 году и последующие годы, а также для целей строительства генерирующего объекта, поставка мощности которого будет осуществляться по договорам КОМ НГО в соответствии с пунктом 112(5) Правил оптового рынка и распоряжением Правительства РФ от 08.04.2023 № 867-р, указывается вторая ценовая зона оптового рынка.

7. В случае регистрации ГЕМ в отношении генерирующего оборудования генерирующего объекта на территории Республики Саха (Якутия) для целей участия в КОМ НГО, проводимом по решению Правительства РФ, принятому в 2021 году и последующие годы, а также для целей строительства генерирующего объекта, поставка мощности которого будет осуществляться по договорам КОМ НГО в соответствии с пунктом 112(5) Правил оптового рынка и распоряжением Правительства РФ от 08.04.2023 № 867-р, указывается соответствующая ЗСП, относящаяся ко второй ценовой зоне оптового рынка.

**Предлагаемая редакция**

**Форма 5 1**

**ЗАЯВЛЕНИЕ**

**на регистрацию генерирующей единицы мощности (ГЕМ)**

\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_

*(полное наименование организации с указанием организационно-правовой формы)*

выражает намерение зарегистрировать ГЕМ со следующими характеристиками:

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№** | **Характеристики генерирующей единицы мощности (ГЕМ)** | |
| 1. | Наименование электростанции | Указывается диспетчерское наименование электростанции 2 в соответствии с наименованием, указанным в заявлении, в формах 12, 13, 13Б, 13В, 13Г, 13Д, 13Е, 13Ж и на однолинейной схеме (при наличии) |
| 2. | Тип электростанции | Указывается тип электростанции (на выбор):  ТЭС, АЭС, ГЭС, ГАЭС, СЭС, ВЭС или иной тип электростанции.  Для генерирующих объектов ВИЭ (на выбор) 3:  – Генерирующий объект солнечной генерации.  – Генерирующий объект ветровой генерации.  – Генерирующий объект гидрогенерации.  – Генерирующий объект, функционирующий на основе использования отходов производства и потребления. |
| 3. | Наименование ЕГО | Указывается наименование ЕГО 4  в соответствии с наименованием, указанным в формах 12, 13, 13Б, 13В, 13Г, 13Д, 13Е, 13Ж.  Для типов электростанций СЭС и ВЭС, а также генерирующих объектов ВИЭ солнечной и ветровой генерации указывается ФЭСМ и ВЭУ соответственно 5 |
| 4. | Тип генерирующего оборудования | Указывается тип генерирующего оборудования:  – Блочное.  – С поперечными связями (неблочное).  Для ГЭС, ГАЭС, СЭС, ВЭС и генерирующих объектов ВИЭ не заполняется |
| 5. | Месторасположение объекта  (субъект РФ и ценовая зона) | Указывается субъект РФ и ценовая зона, на территории которых располагается электростанция 6 |
| 6. | Зона свободного перетока мощности | Указывается номер и (или) код зоны свободного перетока мощности 7. Не указывается в случае отсутствия ЗСП на территории расположения электростанции (отсутствия отнесения соответствующих узлов расчетной модели к ЗСП). |
| 7. | Наименование ГТП генерации | Указывается наименование ГТП генерации, в которую включена ЕГО, заявленная в составе ГЕМ |
| 8. | Код ГТП генерации | Указывается код для действующей ГТП генерации.  Не указывается код для вновь формируемой ГТП генерации |
| 9. | Основание для регистрации ГЕМ | Выбрать один из вариантов:  1. Согласование условной ГТП генерации.  2. Согласование новой ГТП генерации.  3. Изменение ГТП генерации.  4. Изменение параметров ГЕМ.  5. Иное (указать основание). |

**\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_**

1. Заявление по форме 5 не предоставляется при согласовании:

– изменений ГТП генерации в ценовой зоне в случае отсутствия необходимости внесения изменений в ранее зарегистрированные ГЕМ;

– ГТП генерации, расположенной в неценовой зоне.

2. В разделе «Наименование электростанции» указывается:

– диспетчерское наименование электростанции в соответствии с наименованием, указанным в заявлении, форме 12 и на однолинейной схеме;

– наименование электростанции в соответствии с наименованием, указанным в заявлении и формах 13, 13Б, 13В, 13Г, 13Д, 13Е.

3. Виды генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в соответствии с *Регламентом проведения отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии* (Приложение № 27 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) и *Регламентом проведения конкурсного отбора инвестиционных проектов по строительству (реконструкции, модернизации) генерирующих объектов, функционирующих на основе использования отходов производства и потребления* (Приложение № 27.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).

Приведенные виды генерирующих объектов указываются при согласовании условной ГТП генерации генерирующего объекта с целью участия в конкурсном отборе инвестиционных проектов по строительству (реконструкции, модернизации) генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии и отходов производства и потребления.

4. В разделе «Наименование ЕГО» указывается:

– для неблочного генерирующего оборудования в качестве наименования ЕГО указывается диспетчерское наименование турбоагрегата.

Например: ТГ-1;

– для блочного генерирующего оборудования, входящего в состав энергоблока, который представлен одним турбоагрегатом (генератором), в качестве наименования ЕГО указывается диспетчерское наименование энергоблока.

Например: Блок-1;

– для блочного генерирующего оборудования, входящего в состав энергоблока, который представлен двумя и более турбоагрегатами (генераторами), в качестве наименования ЕГО указывается составное наименование, формируемое в следующем порядке:

– диспетчерское наименование энергоблока, в состав которого входят турбоагрегаты (генераторы);

– диспетчерское наименование турбоагрегата (генератора), входящего в состав энергоблока.

Например: Блок 1 Г-1.

Для парогазовой установки (ПГУ) в скобках дополнительно указывается тип турбины: ГТ – газовая турбина; ПТ – паровая турбина.

Например: ПГУ-1 Г-1 (ГТ); ПГУ-1 Г-2 (ПТ).

В качестве диспетчерского наименования турбоагрегата, энергоблока указывается наименование, указанное в действующем перечне объектов диспетчеризации. Для турбоагрегатов, энергоблоков, не являющихся объектами диспетчеризации, указывается наименование, используемое собственником энергообъекта.

5. Под единицей генерирующего оборудования для объекта ВИЭ (солнце/ветер) понимается совокупность всех фотоэлектрических солнечных модулей (ФЭСМ) и ветроэнергетических установок (ВЭУ), включенных в состав соответствующей ГТП генерации. В разделе «Наименование ЕГО» для типов электростанций СЭС и ВЭС указывается:

* в случае если все генерирующее оборудование СЭС или ВЭС включено в состав одной ГТП генерации – указывается «ФЭСМ» и «ВЭУ» соответственно;
* в случае если генерирующее оборудование СЭС или ВЭС включено в состав нескольких ГТП генерации – указывается группа ФЭСМ или ВЭУ (в соответствии с однолинейной схемой), входящих в соответствующую ГТП генерации, например: ФЭСМ 1-5; ФЭСМ 6-10; ВЭУ 1-10; ВЭУ 11-20.

Допускается разделение совокупности всех фотоэлектрических солнечных модулей (ФЭСМ) и ветроэнергетических установок (ВЭУ), включенных в состав соответствующей ГТП генерации, на несколько ЕГО только по инициативе АО «СО ЕЭС», заявленной в порядке, предусмотренном пунктами 2.6.4, 4.4.2 настоящего Положения. В указанном случае в разделе «Наименование ЕГО» для типов электростанций СЭС и ВЭС указываются группы ФЭСМ и ВЭУ, входящие в соответствующие ЕГО, например: ФЭСМ 1-10, ФЭСМ 11-20, ВЭУ 1-5, ВЭУ 6-9.

6. В случае регистрации ГЕМ в отношении генерирующего оборудования генерирующего объекта на территории Республики Саха (Якутия) для целей участия в КОМ НГО, проводимом по решению Правительства РФ, принятому в 2021 году и последующие годы, а также для целей строительства генерирующего объекта, поставка мощности которого будет осуществляться по договорам КОМ НГО в соответствии с пунктом 112(5) Правил оптового рынка и распоряжением Правительства РФ от 08.04.2023 № 867-р, указывается вторая ценовая зона оптового рынка.

7. В случае регистрации ГЕМ в отношении генерирующего оборудования генерирующего объекта на территории Республики Саха (Якутия) для целей участия в КОМ НГО, проводимом по решению Правительства РФ, принятому в 2021 году и последующие годы, а также для целей строительства генерирующего объекта, поставка мощности которого будет осуществляться по договорам КОМ НГО в соответствии с пунктом 112(5) Правил оптового рынка и распоряжением Правительства РФ от 08.04.2023 № 867-р, указывается соответствующая ЗСП, относящаяся ко второй ценовой зоне оптового рынка.

**Добавить форму**

**Форма 13Ж**

**Перечень паспортных технологических характеристик генерирующего оборудования, строительство которого предполагается по результатам включения его в перечень генерирующих объектов, подлежащих строительству в ценовых зонах оптового рынка, утвержденный Правительством Российской Федерации**

|  |  |
| --- | --- |
| **Наименование условной ГТП генерации (условная ГТПг)** | Указывается наименование условной ГТПг в соответствии с наименованием, указанным в заявлении и форме 5 |
| **Наименование электростанции** | Указывается наименование электростанции в соответствии с наименованием, указанным в заявлении и форме 5 |
| **Тип электростанции** | Указывается тип электростанции:  ТЭС, ГЭС, АЭС или иной тип электростанции |
| **Местоположение генерирующего оборудования** | Указывается субъект РФ. Если в качестве нового генерирующего объекта предполагается строительство отдельного энергоблока на действующей электростанции, должны быть также указаны код и название действующей электростанции. |

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| **Общие характеристики условной ГТПг** | | | | |
| Тип генерирующего объекта | «1» – генерирующие объекты на базе газотурбинных установок, работающих по открытому циклу, проектом строительства которых не предусмотрена работа в составе парогазовых установок;  «2» – генерирующие объекты на базе парогазовых установок;  «3» – генерирующие объекты на базе паросиловых установок, использующих в качестве основного топлива природный газ;  «4» – генерирующие объекты на базе газопоршневых агрегатов;  «5» – генерирующие объекты на базе паросиловых установок, использующих в качестве основного топлива уголь;  «6» – генерирующие объекты ГЭС;  «7» – генерирующие объекты АЭС.  Если в состав генерирующего объекта (условной ГТП) входит генерирующее оборудование, соответствующее двум и более типам, данные типы указываются через запятую | | | |
| Суммарная установленная мощность единиц генерирующего оборудования (ЕГО) в условной ГТПг, МВт | Суммарная величина установленной мощности всего генерирующего оборудования, включенного в условную ГТПг (должна быть равна сумме установленных мощностей нижеуказанных единиц генерирующего оборудования, включенных в данную условную ГТПг) | | | |
| Основной вид топлива | Указывается только в отношении ТЭС или АЭС.  Указывается один или несколько основных видов топлива: газ, уголь, мазут, ядерное, торф, дизельное, керосин или иное (с указанием наименования иного вида топлива) | | | |
| Резервный вид топлива | Указывается только в отношении ТЭС, работающих на газе.  Указывается один или несколько основных видов топлива: газ, уголь, мазут, торф, дизельное, керосин или иное (с указанием наименования иного вида топлива) | | | |
| **Характеристики единиц генерирующего оборудования (ЕГО), включенных в условную ГТПг** | | | | |
| № | 1 | 2 | 3 |
| Наименование ЕГО | Указывается наименование ЕГО в соответствии с примечанием 4 |  |  |
| Тип турбины, входящей в состав ЕГО | Указывается значение для каждой ЕГО:  – паровая конденсационная турбина  – паровая теплофикационная турбина  – газовая турбина  – гидротурбина  – газопоршневой двигатель |  |  |
| Установленная мощность ЕГО, МВт | Указывается установленная мощность каждой ЕГО в МВт |  |  |
| ЕГО входит в группу ЕГО, режим работы которых взаимосвязан | Указывается «да» / «нет»;  для ЕГО, входящих в группу ЕГО, режим которых взаимосвязан, перечисляются станционные номера ЕГО, входящих в такую группу |  |  |
| Наличие поперечных связей по пару | Указывается «да» / «нет |  |  |
| Суммарная установленная мощность ЕГО, режим работы которых взаимосвязан, МВт |  |  |  |

*Примечания.*

1. Условная ГТПг включает в себя генерирующее оборудование, планируемое к вводу в эксплуатацию, в отношении которого на оптовом рынке на момент подачи заявления не зарегистрирована группа точек поставки генерации.

2.Форма заполняется отдельно для каждой условной ГТПг, предложенной заявителем.

3. Размерность и состав технических параметров генерирующего оборудования указывается в соответствии с решением Правительства Российской Федерации, а также с *Регламентом проведения конкурентных отборов мощности новых генерирующих объектов по решению Правительства Российской Федерации, принятому в 2021 году или последующие годы* (Приложение № 19.8.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).

4. В графе «Наименование ЕГО» указывается:

– для неблочного генерирующего оборудования в качестве наименования ЕГО указывается наименование турбоагрегата.

Например: ТГ-1;

– для блочного генерирующего оборудования, входящего в состав энергоблока, который представлен одним турбоагрегатом (генератором), в качестве наименования ЕГО указывается наименование энергоблока.

Например: Блок-1;

– для блочного генерирующего оборудования, входящего в состав энергоблока, который представлен двумя и более турбоагрегатами (генераторами), в качестве наименования ЕГО указывается составное наименование, формируемое в следующем порядке:

– наименование энергоблока, в состав которого входят турбоагрегаты (генераторы);

– наименование турбоагрегата (генератора), входящего в состав энергоблока.

Например: Блок 1 ТГ-1.

Для парогазовой установки (ПГУ) в скобках дополнительно указывается тип турбины: ГТ – газовая турбина; ПТ – паровая турбина.

Например: ПГУ-1 Г-1 (ГТ); ПГУ-1 Г-2 (ПТ).

**Предложения по изменениям и дополнениям в РЕГЛАМЕНТ ДОПУСКА К ТОРГОВОЙ СИСТЕМЕ ОПТОВОГО РЫНКА (Приложение № 1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **3.15** | Право участия в торговле электрической энергией и (или) мощностью на оптовом рынке, предоставленное субъектам оптового рынка в течение текущего периода регулирования, возникает у субъектов оптового рынка, за исключением случаев, предусмотренных приложением 2 к *Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в следующем порядке:  …  – право участия в торговле мощностью на оптовом рынке, предоставленное в соответствии с решением Правления КО субъекту оптового рынка – поставщику электрической энергии и (или) мощности по соответствующей зарегистрированной до проведения отбора проектов модернизации условной ГТП, согласованной в отношении генерирующего оборудования КОММод, функционирующего после реализации мероприятий по модернизации, возникает с 1 (первого) числа месяца, следующего за месяцем вступления в силу акта Правительства Российской Федерации, которым утвержден Перечень объектов КОММод, в случае вступления его в силу до 20 (двадцатого) числа текущего месяца (включительно) или с 1 (первого) числа второго месяца, следующего за месяцем вступления в силу данного акта, в случае его вступления в силу после указанной даты, при условии включения соответствующего объекта КОММод в указанный Перечень. | Право участия в торговле электрической энергией и (или) мощностью на оптовом рынке, предоставленное субъектам оптового рынка в течение текущего периода регулирования, возникает у субъектов оптового рынка, за исключением случаев, предусмотренных приложением 2 к *Положению о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), в следующем порядке:  …  – право участия в торговле мощностью на оптовом рынке, предоставленное в соответствии с решением Правления КО субъекту оптового рынка – поставщику электрической энергии и (или) мощности по соответствующей зарегистрированной до проведения отбора проектов модернизации условной ГТП, согласованной в отношении генерирующего оборудования КОММод, функционирующего после реализации мероприятий по модернизации, возникает с 1 (первого) числа месяца, следующего за месяцем вступления в силу акта Правительства Российской Федерации, которым утвержден Перечень объектов КОММод, в случае вступления его в силу до 20 (двадцатого) числа текущего месяца (включительно) или с 1 (первого) числа второго месяца, следующего за месяцем вступления в силу данного акта, в случае его вступления в силу после указанной даты, при условии включения соответствующего объекта КОММод в указанный Перечень;  – право участия в торговле мощностью на оптовом рынке, предоставленное в соответствии с решением Правления КО субъекту оптового рынка – поставщику электрической энергии и (или) мощности по соответствующей зарегистрированной до утверждения Правительством Российской Федерации в соответствии с пунктом 115(2) Правил оптового рынка перечня генерирующих объектов, подлежащих строительству в ценовых зонах оптового рынка, условной ГТП, согласованной в отношении генерирующего объекта, строительство которого предполагается по результатам его включения в указанный перечень, возникает с 1 (первого) числа месяца, следующего за месяцем вступления в силу акта Правительства Российской Федерации, которым утвержден перечень генерирующих объектов, подлежащих строительству в ценовых зонах оптового рынка, в случае вступления его в силу до 20 (двадцатого) числа текущего месяца (включительно) или с 1 (первого) числа второго месяца, следующего за месяцем вступления в силу данного акта, в случае его вступления в силу после указанной даты, при условии включения соответствующего генерирующего объекта в указанный Перечень. |

**Предложения по изменениям и дополнениям в СОГЛАШЕНИЕ О ПРИМЕНЕНИИ ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСИ В ТОРГОВОЙ СИСТЕМЕ ОПТОВОГО РЫНКА (Приложение № Д 7 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

**Добавить позиции в приложение 2 к Правилам ЭДО СЭД КО:**

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Код формы | Наименование формы | Основание предоставления | Формат содержательной части | Отправитель | Получатель | Способ доставки | Подтверждение получения документом квитанцией | Необходимость шифрования | Идентификатор (OID), определяющий требуемые для подписания ЭД полномочия представителя участника ЭДО | Адрес электронной почты | Срок хранения в архиве | Срок доступа через интерфейс сайта | Примечания |
| GTP\_FORMA13J\_WEB | Форма 13Ж | Положение о порядке получения статуса субъекта оптового рынка, п. 2.5 | xls | Участник | АТС | WEB-интерфейс | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.1 |  | постоянно |  |  |
| GTP\_FORMA13J\_MED | Форма 13Ж | Положение о порядке получения статуса субъекта оптового рынка, п. 2.5 | xls | Участник | АТС | Материальный носитель | Нет | Нет | 1.3.6.1.4.1.18545.1.2.1.1 |  | постоянно |  |  |

**Предложения по изменениям и дополнениям в ПРИЛОЖЕНИЕ 13. РЕГЛАМЕНТ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЪЕМОВ ФАКТИЧЕСКИ ПОСТАВЛЕННОЙ НА ОПТОВЫЙ РЫНОК МОЩНОСТИ (Приложение №13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)**

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№ пункта** | **Редакция, действующая на момент вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция** (изменения выделены цветом) |
| **6.1** | СО определяет объем мощности, фактически поставленной на оптовый рынок в расчетном месяце *m* в отношении соответствующих ГТП генерации участников ОРЭМ, расположенных в ценовых зонах оптового рынка,поставляющих мощность по договорам купли-продажи мощности по результатам КОМ:- для расчетных периодов, заканчивающихся не позднее 31.12.2026 включительно: ; (36.1) - для расчетных периодов, начинающихся с 01.01.2027:, (36.2)где для оборудования (за исключением гидроэлектростанций при расчете за декабрь месяц каждого календарного года до 31.12.2026 включительно), поставляющих мощность в вынужденном режиме, а также договорам купли-продажи (поставки) мощности генерирующих объектов, функционирующих на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам (далее – договоры купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам): ; (36.1.1)  для оборудования, относящегося к гидроэлектростанциям при расчете за декабрь месяц каждого календарного года до 31.12.2026 включительно:  ; (36.1.2)  – показатель поставки, определяемый в соответствии с пунктом 9.4 настоящего Регламента; поставляющих мощность по договору купли-продажи мощности по результатам КОМ НГО: , (36.1.3) поставляющих мощность по договорам на модернизацию: ; поставляющих мощность по договорам купли-продажи (поставки) мощности генерирующих объектов, модернизированных (реконструированных) или построенных на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам (далее – на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях): ; (36.4) поставляющих мощность по договорам о предоставлении мощности, договорам купли-продажи (поставки) мощности новых атомных станций, договорам купли-продажи (поставки) мощности новых гидроэлектростанций (в том числе гидроаккумулирующих электростанций): ; (36.5)  … | СО определяет объем мощности, фактически поставленной на оптовый рынок в расчетном месяце *m* в отношении соответствующих ГТП генерации участников ОРЭМ, расположенных в ценовых зонах оптового рынка, поставляющих мощность по договорам купли-продажи мощности по результатам КОМ:- для расчетных периодов, заканчивающихся не позднее 31-го числа (включительно) месяца вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации­­­­­­­­­­­­­­», предусматривающего применение дифференциации оплаты мощности по итогам КОМ, начиная с 2025 года: ; (36.1)  - для расчетных периодов, начинающихся с 1-го числа месяца, следующего за месяцем вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации­­­­­­­­­­­­­­», предусматривающего применение дифференциации оплаты мощности по итогам КОМ, начиная с 2025 года:  , (36.2) где для оборудования (за исключением гидроэлектростанций при расчете за декабрь месяц каждого календарного года до 31.12.2026 включительно), поставляющих мощность в вынужденном режиме, а также договорам купли-продажи (поставки) мощности генерирующих объектов, функционирующих на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам (далее – договоры купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам): ; (36.1.1)  для оборудования, относящегося к гидроэлектростанциям при расчете за декабрь месяц каждого календарного года до 31.12.2026 включительно:  ; (36.1.2)  – показатель поставки, определяемый в соответствии с пунктом 9.4 настоящего Регламента; поставляющих мощность по договору купли-продажи мощности по результатам КОМ НГО: , (36.1.3) поставляющих мощность по договорам на модернизацию: ; поставляющих мощность по договорам купли-продажи (поставки) мощности генерирующих объектов, модернизированных (реконструированных) или построенных на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам (далее – на модернизацию генерирующих объектов, расположенных на отдельных территориях): ; (36.4) поставляющих мощность по договорам о предоставлении мощности, договорам купли-продажи (поставки) мощности новых атомных станций, договорам купли-продажи (поставки) мощности новых гидроэлектростанций (в том числе гидроаккумулирующих электростанций): ; (36.5)  … |
| **9.3** | Порядок расчета показателя дифференциации значений коэффициента готовности Для каждого участника ОРЭМ в отношении каждой ГТП генерации *j* (до 31.12.2028, за исключением ГТП генерации *j*, расположенных на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам) (в отношении ГТП генерации *j* участников ОРЭМ, функционирующих в ценовых зонах, поставляющих мощность по договорам купли-продажи мощности по результатам КОМ, – до 31.12.2026) СО рассчитывает показатель дифференциации значений коэффициентов готовности в расчетном месяце *m* :  .    Начиная с 01.01.2027 в отношении ГТП генерации *j* участников ОРЭМ, функционирующих в ценовых зонах, поставляющих мощность по договорам купли-продажи мощности по результатам КОМ (за исключением генерирующих объектов, поставляющих мощность по итогам КОМ НГО, а также генерирующего объекта, определенного решением Правительства Российской Федерации, принятым в соответствии с абзацем первым пункта 112(5) Правил оптового рынка), СО рассчитывает показатель дифференциации значений коэффициентов готовности в расчетном месяце *m* :  .  Показатель дифференциации значений коэффициента готовности определяется равным единице () в следующих случаях:   * для ГТП генерации *j*, расположенных в неценовых зонах оптового рынка; * если в отношении ГТП генерации *j* суммарный по всем отнесенным к ней ЕГО объем установленной мощности был равен нулю в течение всех 12 последних календарных месяцев, предшествующих расчетному месяцу *m*; * для ГТП генерации *j*, поставка мощности в которых осуществляется по договорам на модернизацию, для первого месяца периода поставки мощности по указанным договорам, в котором предельный объем поставки мощности больше нуля; * до 31.12.2028 для ГТП генерации *j*, расположенных на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам.   Показатель дифференциации значений коэффициента готовности  в отношении ГТП генерации *j*, зарегистрированной в отношении генерирующего объекта, в состав которого входят определенные актом Правительства Российской Федерации образцы инновационного энергетического оборудования угольных электростанций с параметрами пара не менее 23 МПа с улучшенными экологическими характеристиками или экспериментальные образцы газовых турбин с установленной мощностью 65 МВт и более (далее -– образцы инновационного энергетического оборудования), не может принимать значение больше 1.  Расчет показателя дифференциации значений коэффициента готовности  осуществляется с точностью до 4 знаков после запятой. | Порядок расчета показателя дифференциации значений коэффициента готовности Для каждого участника ОРЭМ в отношении каждой ГТП генерации *j* (до 31.12.2028, за исключением ГТП генерации *j*, расположенных на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам) (в отношении ГТП генерации *j* участников ОРЭМ, функционирующих в ценовых зонах, поставляющих мощность по договорам купли-продажи мощности по результатам КОМ, – до 31-го числа (включительно) месяца вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации­­­­­­­­­­­­­­», предусматривающего применение дифференциации оплаты мощности по итогам КОМ, начиная с 2025 года,) СО рассчитывает показатель дифференциации значений коэффициентов готовности в расчетном месяце *m* :  .  Начиная с 1-го числа месяца следующего за месяцем вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации­­­­­­­­­­­­­­», предусматривающего применение дифференциации оплаты мощности по итогам КОМ, начиная с 2025 года, в отношении ГТП генерации *j* участников ОРЭМ, функционирующих в ценовых зонах, поставляющих мощность по договорам купли-продажи мощности по результатам КОМ (за исключением генерирующих объектов, поставляющих мощность по итогам КОМ НГО, а также генерирующего объекта, определенного решением Правительства Российской Федерации, принятым в соответствии с абзацем первым пункта 112(5) Правил оптового рынка), СО рассчитывает показатель дифференциации значений коэффициентов готовности в расчетном месяце *m* :  .  Показатель дифференциации значений коэффициента готовности определяется равным единице () в следующих случаях:   * для ГТП генерации *j*, расположенных в неценовых зонах оптового рынка; * если в отношении ГТП генерации *j* суммарный по всем отнесенным к ней ЕГО объем установленной мощности был равен нулю в течение всех 12 последних календарных месяцев, предшествующих расчетному месяцу *m*; * для ГТП генерации *j*, поставка мощности в которых осуществляется по договорам на модернизацию, для первого месяца периода поставки мощности по указанным договорам, в котором предельный объем поставки мощности больше нуля; * до 31.12.2028 для ГТП генерации *j*, расположенных на отдельных территориях, ранее относившихся к неценовым зонам.   Показатель дифференциации значений коэффициента готовности  в отношении ГТП генерации *j*, зарегистрированной в отношении генерирующего объекта, в состав которого входят определенные актом Правительства Российской Федерации образцы инновационного энергетического оборудования угольных электростанций с параметрами пара не менее 23 МПа с улучшенными экологическими характеристиками или экспериментальные образцы газовых турбин с установленной мощностью 65 МВт и более (далее -– образцы инновационного энергетического оборудования), не может принимать значение больше 1.  Расчет показателя дифференциации значений коэффициента готовности  осуществляется с точностью до 4 знаков после запятой. |
| **9.4** | **Порядок расчета показателя поставки**  Начиная с 01.01.2027 СО рассчитывает показатель поставки в отношении ГТП генерации *j* участников ОРЭМ, функционирующих в ценовых зонах, поставляющих мощность по договорам купли-продажи мощности по результатам КОМ в расчетном месяце *m* :  ),  где – объем поставки мощности по регулируемым договорам по ГТП *j* в месяце *m*, определяемый КО в соответствии с пунктом 4.8 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), и переданный КО в СО не позднее 8-го числа месяца, следующего за отчетным;  – величина, определяемая по ГТП *j* в месяце *m* в соответствии с п. 6.1 настоящего Регламента.  Если , то показатель поставки ;  – коэффициент, определяемый в следующем порядке:  - для ГТП *j* АЭС и ГЭС (ГАЭС):    - для иных ГТП *j*:    где , , – коэффициенты, определяемые в соответствии с пунктом 55 (1) Правил оптового рынка (в отношении генерирующего оборудования АСЭ/ГЭС с учетом ценовой зоны, в которой расположено данное оборудование).  В случае если указанные выше коэффициенты не определены пунктом 55 (1) Правил оптового рынка, принимается равным 1.  – показатель востребованности мощности, поставляемой на оптовый рынок по ГТП *j* в месяце *m*, определяемый в следующем порядке:  ,  где – число суток в контрольном периоде показателя востребованности, используемом для расчета показателя востребованности мощности.  – контрольный период показателя востребованности для целей настоящего пункта составляет 48 месяцев, предшествующих месяцу *m* (для ГТП *j*, в состав которых входят только теплофикационные и (или) противодавленческие паровые турбины, – за исключением периода с мая по сентябрь для первой ценовой зоны, с июня по август – для второй ценовой зоны);  – средневзвешенное по объему установленной мощности ЕГО *g*, отнесенных к соответствующей ГТП *j*, число суток в контрольном периоде показателя востребованности, в которые такие ЕГО *g* находились во включенном состоянии не менее одного часа или во все часы суток находились в согласованном в установленном порядке с СО ремонте, длительность которого для такой ЕГО *g* в течение контрольного периода показателя востребованности не превышает установленной настоящим пунктом предельной величины (), или субъекты оптового рынка не осуществляли поставку (покупку) электрической энергии и мощности на оптовом рынке с использованием групп точек поставки, зарегистрированных в отношении таких ЕГО *g*, определяемое как:  , если ;  = 0, если ,  где *l* – множество ЕГО *g*, в месяце *m* входящих в состав ГТП *j*, в контрольном периоде , к которому относятся сутки *d*, для которых выполняется одно из условий:   * хотя бы в одном часе *h* суток *d* ЕГО находилась во включенном состоянии и при этом выполнялось одно из условий, указанных в п. 9.2 настоящего Регламента; * ЕГО *g* во всех часах *h* суток *d* находилась в согласованном в установленном порядке с СО ремонте, длительность которого для такой ЕГО *g* в течение контрольного периода показателя востребованности не превышает предельной величины (), или субъекты оптового рынка не осуществляли поставку (покупку) электрической энергии и мощности на оптовом рынке с использованием ГТП, зарегистрированных в отношении таких ЕГО *g*;   – предельная длительность ремонта ЕГО *g* ТЭС, определяемая как средневзвешенная по объему установленной мощности совокупная фактическая длительность ремонта ЕГО *g* ТЭС за контрольный период показателя востребованности, определенная в соответствии с п. 3.4.6 настоящего Регламента (за исключением периода проведения мероприятий по модернизации ЕГО, включенной в ГТП, к которой отнесены генерирующие объекты, в отношении которых заключены договоры на модернизацию), определяемая как:  ,  где – признак отнесения к типу ГТП:   * конденсационные ГТП (в состав которых входят только конденсационные турбины); * теплофикационные ГТП (в состав которых входят только теплофикационные и (или) противодавленческие паровые турбины); ,   – установленная мощность ЕГО *g*, в месяце *m* входящих в состав ГТП *j*, в месяце , к которому относятся сутки *d*.  Объем установленной мощности ЕГО *g*, входящей в состав ГТП генерации *j* в месяце , в отношении которой субъект оптового рынка имеет право на участие в торговле электроэнергией (мощностью), определяется равным величине установленной мощности, зарегистрированной в Реестре фактических параметров генерирующего оборудования в порядке, определенном *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* (приложение № 19.2 к *договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), а в случае отсутствия такой величины принимается равным величине установленной мощности, представленной участником оптового рынка Коммерческому оператору в соответствии с *Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) в перечне паспортных технологических характеристик генерирующего оборудования по форме 12 (приложение 1 к данному Положению).  Расчет показателя востребованности  осуществляется с точностью до 4 знаков после запятой. | **Порядок расчета показателя поставки**  Начиная с 1-го числа месяца следующего за месяцем вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации­­­­­­­­­­­­­­», предусматривающего применение дифференциации оплаты мощности по итогам КОМ, начиная с 2025 года, СО рассчитывает показатель поставки в отношении ГТП генерации *j* участников ОРЭМ, функционирующих в ценовых зонах, поставляющих мощность по договорам купли-продажи мощности по результатам КОМ в расчетном месяце *m* :  ),  где – объем поставки мощности по регулируемым договорам по ГТП *j* в месяце *m*, определяемый КО в соответствии с пунктом 4.8 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), и переданный КО в СО не позднее 8-го числа месяца, следующего за отчетным;  – величина, определяемая по ГТП *j* в месяце *m* в соответствии с п. 6.1 настоящего Регламента.  Для иных ГТП, а также если , то показатель поставки .  – коэффициент, определяемый в следующем порядке:  - для ГТП *j* АЭС и ГЭС (ГАЭС):    - для иных ГТП *j*:  .  – номер ценовой зоны оптового рынка.  – показатель востребованности мощности, поставляемой на оптовый рынок по ГТП *j* в месяце *m*, определяемый в следующем порядке:  где – число суток в контрольном периоде показателя востребованности, используемом для расчета показателя востребованности мощности в месяце *m*.  – контрольный период показателя востребованности, составляющий 48 месяцев, предшествующих месяцу *m* (для ГТП *j*, в состав которых входят только теплофикационные и (или) противодавленческие паровые турбины, – за исключением периода с мая по сентябрь для первой ценовой зоны, с июня по август – для второй ценовой зоны);  – число суток, определяемое как:  где – множество ЕГО *g*, в месяце *m* входящих в состав ГТП *j*.  – установленная мощность ЕГО *g*, в месяце .  – установленная мощность ГТП *j*, в месяце .  – количество суток в контрольном периоде , в которые в отношении ЕГО *g* было выполнено одно из условий:   * хотя бы в одном часе *h* суток *d* ЕГО находилась во включенном состоянии; * ЕГО *g* во всех часах *h* суток *d* находилась в согласованном в установленном порядке с СО ремонте, длительность которого для такой ЕГО *g* в течение контрольного периода показателя востребованности не превышает предельной величины (). При определении количество суток нахождения в  указанном ремонте учитывается равным величине в случае превышения такой величины; * ЕГО *g* не была представлена в составе какой-либо ГТП, с использованием которой субъекты оптового рынка осуществляли поставку (покупку) электрической энергии и мощности на оптовом рынке.   – предельная длительность ремонта ЕГО ТЭС, входящей в ГТП с типом *k* в ценовой зоне *z*, определяемая как средневзвешенная по объему установленной мощности совокупная фактическая длительность ремонта ЕГО ТЭС, входящей в ГТП с типом *k* в ценовой зоне *z*, за контрольный период показателя востребованности, определенная в соответствии с п. 3.4.6 настоящего Регламента (за исключением периода проведения мероприятий по модернизации (в соответствии с информацией, передаваемой из КО в СО согласно п. 16.1 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*)) ЕГО, включенной в ГТП, к которой отнесены генерирующие объекты, в отношении которых заключены договоры на модернизацию), определяемая как:  ,  где – количество суток контрольного периода , в которых ЕГО *g* находилась во всех часах соответствующих суток в отключенном состоянии (в ремонте или вынужденном простое) с величиной больше 0 (нуля);  – признак отнесения к типу ГТП:   * теплофикационные ГТП (в состав которых входят только теплофикационные и (или) противодавленческие паровые турбины – типов «Т», «Р», «П», «ПТ», «ПР», «ТР» и «ПТР»); * иные ГТП.   Объем установленной мощности ЕГО *g*, входящей в состав ГТП генерации *j* в месяце , в отношении которой субъект оптового рынка имеет право на участие в торговле электроэнергией (мощностью), определяется равным величине установленной мощности, зарегистрированной в Реестре фактических параметров генерирующего оборудования в порядке, определенном *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* (приложение № 19.2 к *договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), а в случае отсутствия такой величины принимается равным величине установленной мощности, представленной участником оптового рынка Коммерческому оператору в соответствии с *Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* (Приложение № 1.1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) в перечне паспортных технологических характеристик генерирующего оборудования по форме 12 (приложение 1 к данному Положению).  Расчет показателя востребованности осуществляется с точностью до 4 знаков после запятой. Расчет величины предельной длительности ремонта осуществляется с точностью до целого. |
| **10.1** | СО размещает на персональных страницах участников ОРЭМ на сайте ОРЭМ СО предварительные данные о параметрах готовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии, а также информацию о фактической нагрузке по данным СОТИАССО на конец каждого часа отчетного месяца по ГТП и по каждой из ЕГО, входящих в состав ГТП, в соответствии с формами 1 и 1.1 приложения 1 к настоящему Регламенту:   * нарастающим итогом за период с начала отчетного месяца до суток *X* – не позднее 19:00 московского времени суток *Х*+2 (только в рабочие дни); * по итогам отчетного месяца – не позднее 19:00 московского времени второго рабочего дня месяца, следующего за отчетным месяцем.   Отчетные данные о параметрах готовности генерирующего оборудования участников ОРЭМ к выработке электроэнергии и объемах фактически поставленной на оптовый рынок мощности СО размещает на персональных страницах участников ОРЭМ на сайте ОРЭМ СО не позднее 10 (десятого) числа месяца, следующего за расчетным, в соответствии с формами 2, 3 приложения 1 к настоящему Регламенту.  Значения показателя надежности, показателя востребованности и показателя дифференциации значений показателей готовности на отчетный месяц СО размещает на персональных страницах участников ОРЭМ на сайте ОРЭМ СО не позднее 15-го числа отчетного месяца.  Информацию о величине мощности, соответствующей минимальному прогнозируемому уровню инсоляции / ветровой нагрузки / напора воды, рассчитываемой в соответствии с п. 3.4.9 настоящего Регламента, СО размещает на персональных страницах участников ОРЭМ на сайте ОРЭМ СО до начала отчетного месяца.  … | СО размещает на персональных страницах участников ОРЭМ на сайте ОРЭМ СО предварительные данные о параметрах готовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии, а также информацию о фактической нагрузке по данным СОТИАССО на конец каждого часа отчетного месяца по ГТП и по каждой из ЕГО, входящих в состав ГТП, в соответствии с формами 1 и 1.1 приложения 1 к настоящему Регламенту:   * нарастающим итогом за период с начала отчетного месяца до суток *X* – не позднее 19:00 московского времени суток *Х*+2 (только в рабочие дни); * по итогам отчетного месяца – не позднее 19:00 московского времени второго рабочего дня месяца, следующего за отчетным месяцем.   Отчетные данные о параметрах готовности генерирующего оборудования участников ОРЭМ к выработке электроэнергии и объемах фактически поставленной на оптовый рынок мощности СО размещает на персональных страницах участников ОРЭМ на сайте ОРЭМ СО не позднее 10 (десятого) числа месяца, следующего за расчетным, в соответствии с формами 2, 3 приложения 1 к настоящему Регламенту.  Значения показателя надежности, показателя востребованности и показателя дифференциации значений показателей готовности, предельной длительности ремонта ЕГО, коэффициентов , и на отчетный месяц СО размещает на персональных страницах участников ОРЭМ на сайте ОРЭМ СО не позднее 15-го числа отчетного месяца.  Информацию о величине мощности, соответствующей минимальному прогнозируемому уровню инсоляции / ветровой нагрузки / напора воды, рассчитываемой в соответствии с п. 3.4.9 настоящего Регламента, СО размещает на персональных страницах участников ОРЭМ на сайте ОРЭМ СО до начала отчетного месяца.  … |

**Действующая редакция**

***Форма 3***

**Ежемесячный отчет о показателях неготовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии и объемах фактически поставленной на оптовый рынок мощности для ГТП генерации**

***Ежемесячный отчет о фактической поставке мощности генерирующего оборудования***

*Субъект:*

*Отчетный период:*

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Код ГТП |  |  |  |  | **Показатели неготовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии** | | | | | | |
|  |  |  |  |  |  |  |
| Предельный объем поставки мощности | Фактически поставленный объем мощности | Объем недопоставки мощности | Собственные нужды | Показатель неготовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии | Показатель неготовности, определяемый участием  в общем первичном регулировании | Показатель неготовности, определяемый предоставлением диапазона регулирования реактивной мощности | Показатель неготовности, определяемый участием во вторичном регулировании | Показатель неготовности, определяемый участием в автоматическом вторичном регулировании | Показатель неготовности, определяемый способностью к выработке электроэнергии | Показатель неготовности, определяемый технической готовностью СОТИАССО |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |

**Примечание.** Округление объемов невыполнения требований производится с точностью до трех знаков после запятой.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Код ГТП |  |  |  |
| Показатель надежности | Показатель востребованности | Показатель дифференциации значений коэффициентов готовности |
| 1 | 13 | 14 | 15 |

**Предлагаемая редакция**

***Форма 3***

**Ежемесячный отчет о показателях неготовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии и объемах фактически поставленной на оптовый рынок мощности для ГТП генерации**

***Ежемесячный отчет о фактической поставке мощности генерирующего оборудования***

*Субъект:*

*Отчетный период:*

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Код ГТП |  |  |  |  | **Показатели неготовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии** | | | | | | |
|  |  |  |  |  |  |  |
| Предельный объем поставки мощности | Фактически поставленный объем мощности | Объем недопоставки мощности | Собственные нужды | Показатель неготовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии | Показатель неготовности, определяемый участием  в общем первичном регулировании | Показатель неготовности, определяемый предоставлением диапазона регулирования реактивной мощности | Показатель неготовности, определяемый участием во вторичном регулировании | Показатель неготовности, определяемый участием в автоматическом вторичном регулировании | Показатель неготовности, определяемый способностью к выработке электроэнергии | Показатель неготовности, определяемый технической готовностью СОТИАССО |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |

**Примечание.** Округление объемов невыполнения требований производится с точностью до трех знаков после запятой.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Код ГТП |  |  |  |  |  |  |  |  |
| Показатель надежности | Показатель востребованности | Показатель дифференциации значений коэффициентов готовности | Предельная длительность ремонта ЕГО входящей в ГТП с типом *k* | Число суток, когда ЕГО в ГТП учитывались как включенные в работу для целей расчета показателя поставки | Показатель востребованности для целей расчета показателя поставки | Коэффициент для целей расчета показателя поставки | Показатель поставки |
| 1 | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20 |

**Приложение № 1.3.2**

**Дата вступления в силу:** с 1-го числа месяца, следующего за месяцем вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации».

**В случае вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» не позднее 31.05.2025 (включительно) изложить изменения в следующей редакции:**

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

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **13.1.2** | **Даты платежей**  Покупатель обязан осуществлять оплату мощности по договорам, указанным в п. 13.1.1 настоящего Регламента, в размере, определенном в соответствии с настоящим Регламентом.  Датами авансовых платежей *d* являются 14 и 28-е числа расчетного месяца. Датой итоговых платежей за расчетный месяц является 21-е число месяца, следующего за расчетным. В отношении расчетного периода = январь датой авансовых платежей *d* является 28 января.  Платежи проводятся в указанные даты платежа, если они являются рабочими днями, в противном случае – в первый рабочий день после указанной даты платежа. | **Даты платежей**  Покупатель обязан осуществлять оплату мощности по договорам, указанным в п. 13.1.1 настоящего Регламента, в размере, определенном в соответствии с настоящим Регламентом.  Датами авансовых платежей *d* являются 14 и 28-е числа расчетного месяца. Датой итоговых платежей за расчетный месяц является 21-е число месяца, следующего за расчетным. В отношении расчетного периода = январь датой авансовых платежей *d* является 28 января. В отношении расчетного периода = июнь 2025 года датой авансовых платежей *d* является 28.06.2025.  Платежи проводятся в указанные даты платежа, если они являются рабочими днями, в противном случае – в первый рабочий день после указанной даты платежа. |
| **13.1.3.1** | **Расчет предварительных авансовых обязательств/требований участников оптового рынка и ФСК по договорам КОМ (в том числе по договорам КОМ в целях компенсации потерь)** а) Величина предварительных авансовых обязательств в отношении ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* в месяце *m* по договорам КОМ рассчитывается следующим образом:  .  Величина предварительных авансовых обязательств ФСК в месяце *m* по территории субъекта Российской Федерации *f* (в случае если два и более субъекта Российской Федерации отнесены к одному энергорайону, то в рамках 13 раздела настоящего Регламента в качестве *f* используется указанный энергорайон) по договорам КОМ в целях компенсации потерь рассчитывается по формуле:  ,  где  – объем мощности, используемый для расчета авансовых обязательств в отношении ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z* по договорам КОМ, определенный в соответствии с п. 8.6 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – объем мощности, используемый для расчета авансовых обязательств ФСК в расчетном месяце *m* по территории субъекта Российской Федерации *f*, отнесенного к ценовой зоне *z,* по договорам КОМ в целях компенсации потерь, определенный в соответствии с п. 8.6 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – цена мощности, определяемая в соответствии с пунктом 13.1.4.2 настоящего Регламента. При этом в году поставки *Х*, в отношении которого конкурентный отбор мощности проводился в году *Х*–1, для расчета авансовых обязательств/требований  = 1. При расчете  в соответствии с пунктом 13.1.4.2 настоящего Регламента в целях расчета авансовых обязательств/требований в отношении расчетного месяца *m* = январь коэффициент индексации определяется равным , где  – коэффициент индексации, определенный в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента, для года *X*–1, где *X* – год, которому принадлежит расчетный период *m*;  – сезонный коэффициент, отражающий распределение нагрузки потребления по месяцам в течение календарного года, определяемый в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента (в отношении расчетного месяца *m* = январь применяется  = 1).  Величина суммарных предварительных авансовых обязательств в месяце *m* по договорам КОМ (в том числе по договорам КОМ в целях компенсации потерь) в ценовой зоне *z* рассчитывается следующим образом:  .  б) Величина предварительных авансовых требований участника оптового рынка *i* в месяце *m* по договорам КОМ (в том числе по договорам КОМ в целях компенсации потерь) в отношении ГТП генерации  рассчитывается следующим образом (с учетом особенностей, предусмотренных настоящим пунктом):  ,  где  – цена мощности, определяемая в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента для ГТП генерации *p*, в отношении которой для месяца *m* определена величина .  При этом в целях определения  для предварительных авансовых обязательств/требований величины ,  и не рассчитываются и не учитываются.  При расчете  в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента в целях расчета авансовых обязательств/требований в отношении расчетного месяца *m* = январь коэффициент индексации определяется равным, где  – коэффициент индексации, определенный в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента, для года *X*–1, где *X* – год, которому принадлежит расчетный период *m*.  При этом в целях определения  для предварительных авансовых обязательств/требований за месяц *m* = январь в отсутствие у КО по состоянию на 1 (первый) рабочий день года информации о значении величины составляющей цены на мощность, определенной решением федерального органа исполнительной власти в сфере государственного регулирования тарифов или Правительства Российской Федерации о размере денежных средств, необходимых для обеспечения безопасной эксплуатации атомных станций и компенсации затрат, не обеспеченных за счет средств федерального бюджета, на возмещение недополученных доходов и (или) финансового обеспечения (возмещения) затрат энергосбытовой организации, уполномоченной Правительством Российской Федерации на осуществление купли-продажи электрической энергии (мощности) для целей поставки электрической энергии (мощности) на территориях новых субъектов Российской Федерации (далее – денежные средства, необходимые для обеспечения безопасной эксплуатации атомных станций и компенсации затрат), в отношении ГТП генерации *p*, для месяца поставки мощности *m* = январь для расчета авансовых обязательств/требований за расчетный период – январь  определяется равной , где  – составляющая цены на мощность, определенная федеральным органом исполнительной власти в сфере государственного регулирования тарифов или Правительством Российской Федерации для месяца *m-*1 = декабрь предшествующего года.  Для предварительных авансовых обязательств/требований за месяц *m* = февраль – декабрь в отсутствие по состоянию на первый день месяца *m* вступившего в силу решения федерального органа исполнительной власти в сфере государственного регулирования тарифов или Правительства Российской Федерации о размере денежных средств, необходимых для обеспечения безопасной эксплуатации атомных станций и компенсации затрат, содержащего значение составляющей , величина .  Для ГТП генерации  (где  – множество ГТП генерации генерирующих объектов, указанных в перечне субъектов оптового рынка – производителей электрической энергии (мощности), генерирующие объекты тепловых электростанций которых подлежат строительству на территориях Республики Крым и (или) г. Севастополя, утвержденном решением Правительства Российской Федерации, указанным в абзаце 3 пункта 113(1) Правил оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 1172) (далее – Перечень генерирующих объектов, подлежащих строительству на территориях Республики Крым и г. Севастополя) для предварительных авансовых обязательств/требований .  – цена мощности, определенная по итогам КОМ на год *Х* в ценовой зоне *z* на основе Реестра результатов КОМ для осуществления расчетов на оптовом рынке в соответствии с *Регламентом проведения конкурентных отборов мощности* (Приложение № 19.3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – коэффициент индексации, определяемый в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента в целях расчета авансовых обязательств/требований за месяц *m* (в отношении расчетного месяца *m* = январь коэффициент индексации  определяется равным , где  – коэффициент индексации, определенный в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента, для года *X*–1, где *X* – год, которому принадлежит расчетный период *m*);  – сезонный коэффициент, отражающий распределение нагрузки потребления по месяцам в течение календарного года, определяемый в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента (в отношении расчетного месяца *m* = январь применяется = 1);  … | **Расчет предварительных авансовых обязательств/требований участников оптового рынка и ФСК по договорам КОМ (в том числе по договорам КОМ в целях компенсации потерь)** а) Величина предварительных авансовых обязательств в отношении ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* в месяце *m* по договорам КОМ рассчитывается следующим образом:  .  Величина предварительных авансовых обязательств ФСК в месяце *m* по территории субъекта Российской Федерации *f* (в случае если два и более субъекта Российской Федерации отнесены к одному энергорайону, то в рамках 13 раздела настоящего Регламента в качестве *f* используется указанный энергорайон) по договорам КОМ в целях компенсации потерь рассчитывается по формуле:  ,  где  – объем мощности, используемый для расчета авансовых обязательств в отношении ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z* по договорам КОМ, определенный в соответствии с п. 8.6 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – объем мощности, используемый для расчета авансовых обязательств ФСК в расчетном месяце *m* по территории субъекта Российской Федерации *f*, отнесенного к ценовой зоне *z,* по договорам КОМ в целях компенсации потерь, определенный в соответствии с п. 8.6 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – цена мощности, определяемая в соответствии с пунктом 13.1.4.2 настоящего Регламента. При этом в году поставки *Х*, в отношении которого конкурентный отбор мощности проводился в году *Х*–1, для расчета авансовых обязательств/требований  = 1. При расчете  в соответствии с пунктом 13.1.4.2 настоящего Регламента в целях расчета авансовых обязательств/требований в отношении расчетного месяца *m* = январь коэффициент индексации определяется равным , где  – коэффициент индексации, определенный в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента, для года *X*–1, где *X* – год, которому принадлежит расчетный период *m*. При этом в отношении расчетных периодов, приходящихся на период с 01.06.2025 по 31.12.2026 (включительно),  определяется в соответствии с формулой:  ,  – цена мощности, определенная по итогам КОМ на год *X* в ценовой зоне *z* на основе Реестра результатов КОМ для осуществления расчетов на оптовом рынке в соответствии с *Регламентом проведения конкурентных отборов мощности* (Приложение № 19.3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – коэффициент индексации, определяемый в соответствии с п. 13.1.4.1 настоящего Регламента;  – сезонный коэффициент, отражающий распределение нагрузки потребления по месяцам в течение календарного года, определяемый в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента (в отношении расчетного месяца *m* = январь применяется  = 1).  Величина суммарных предварительных авансовых обязательств в месяце *m* по договорам КОМ (в том числе по договорам КОМ в целях компенсации потерь) в ценовой зоне *z* рассчитывается следующим образом:  .  б) Величина предварительных авансовых требований участника оптового рынка *i* в месяце *m* по договорам КОМ (в том числе по договорам КОМ в целях компенсации потерь) в отношении ГТП генерации  рассчитывается следующим образом (с учетом особенностей, предусмотренных настоящим пунктом):  ,  где  – цена мощности, определяемая в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента для ГТП генерации *p*, в отношении которой для месяца *m* определена величина .  При этом в целях определения  для предварительных авансовых обязательств/требований величины ,  и не рассчитываются и не учитываются.  При расчете  в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента в целях расчета авансовых обязательств/требований в отношении расчетного месяца *m* = январь коэффициент индексации определяется равным, где  – коэффициент индексации, определенный в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента, для года *X*–1, где *X* – год, которому принадлежит расчетный период *m*.  При этом в целях определения  для предварительных авансовых обязательств/требований за месяц *m* = январь в отсутствие у КО по состоянию на 1 (первый) рабочий день года информации о значении величины составляющей цены на мощность, определенной решением федерального органа исполнительной власти в сфере государственного регулирования тарифов или Правительства Российской Федерации о размере денежных средств, необходимых для обеспечения безопасной эксплуатации атомных станций и компенсации затрат, не обеспеченных за счет средств федерального бюджета, на возмещение недополученных доходов и (или) финансового обеспечения (возмещения) затрат энергосбытовой организации, уполномоченной Правительством Российской Федерации на осуществление купли-продажи электрической энергии (мощности) для целей поставки электрической энергии (мощности) на территориях новых субъектов Российской Федерации (далее – денежные средства, необходимые для обеспечения безопасной эксплуатации атомных станций и компенсации затрат), в отношении ГТП генерации *p*, для месяца поставки мощности *m* = январь для расчета авансовых обязательств/требований за расчетный период – январь  определяется равной , где  – составляющая цены на мощность, определенная федеральным органом исполнительной власти в сфере государственного регулирования тарифов или Правительством Российской Федерации для месяца *m-*1 = декабрь предшествующего года.  Для предварительных авансовых обязательств/требований за месяц *m* = февраль – декабрь в отсутствие по состоянию на первый день месяца *m* вступившего в силу решения федерального органа исполнительной власти в сфере государственного регулирования тарифов или Правительства Российской Федерации о размере денежных средств, необходимых для обеспечения безопасной эксплуатации атомных станций и компенсации затрат, содержащего значение составляющей , величина .  Для ГТП генерации  (где  – множество ГТП генерации генерирующих объектов, указанных в перечне субъектов оптового рынка – производителей электрической энергии (мощности), генерирующие объекты тепловых электростанций которых подлежат строительству на территориях Республики Крым и (или) г. Севастополя, утвержденном решением Правительства Российской Федерации, указанным в абзаце 3 пункта 113(1) Правил оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 1172) (далее – Перечень генерирующих объектов, подлежащих строительству на территориях Республики Крым и г. Севастополя) для предварительных авансовых обязательств/требований  (при определении авансовых требований в отношении расчетных периодов, приходящихся на период с 01.06.2025 по 31.12.2026 (включительно), ).  В целях определения авансовых требований участника оптового рынка *i* по договорам КОМ в отношении расчетных периодов, приходящихся на период с 01.06.2025 по 31.12.2026 (включительно),  определяется в соответствии с формулой: .  При этом в целях определения авансовых требований в отношении расчетных периодов, приходящихся на период с 01.06.2025 по 31.12.2026 (включительно), в отношении ГТП генерации *p*, отнесенной к атомным станциям, расположенным в первой ценовой зоне (*z* = 1),  определяется в соответствии с формулой:.  – цена мощности, определенная по итогам КОМ на год *Х* в ценовой зоне *z* на основе Реестра результатов КОМ для осуществления расчетов на оптовом рынке в соответствии с *Регламентом проведения конкурентных отборов мощности* (Приложение № 19.3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – коэффициент индексации, определяемый в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента в целях расчета авансовых обязательств/требований за месяц *m* (в отношении расчетного месяца *m* = январь коэффициент индексации  определяется равным , где  – коэффициент индексации, определенный в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента, для года *X*–1, где *X* – год, которому принадлежит расчетный период *m*);  – сезонный коэффициент, отражающий распределение нагрузки потребления по месяцам в течение календарного года, определяемый в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента (в отношении расчетного месяца *m* = январь применяется = 1);  … |
| **13.1.4.1** | …  – предельный объем мощности объекта генерации *p*, определенный СО в отношении расчетного периода *m*, в результате аттестации генерирующего оборудования и переданный СО в КО в Реестре предельных объемов поставки мощности в соответствии с *Регламентом определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке (*Приложение № 13.2к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  ,  где  – коэффициент индексации, определяемый по формуле:  ,  ;  *Х* *–* год, в котором осуществляется поставка мощности;  *Y –* год, в котором проводился конкурентный отбор мощности на год *Х*;  – индекс потребительских цен для декабря года *Х-i* в процентах к декабрю года *Х-i-*1, определяемый и публикуемый федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по формированию официальной статистической информации.  Величина  определяется в году *Х-i+*1 для декабря года *Х-i* к декабрю года *Х-i-*1 в соответствии с порядком определения фактического значения индекса потребительских цен, предусмотренным *Регламентом определения параметров, необходимых для расчета цены по договорам о предоставлении мощности* (Приложение № 19.6 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  определяется с точностью до 4 знаков после запятой.  В отношении *X*, для которого выполняется условие: *Y = X*-1,  = 1.  – цена мощности, определенная по итогам КОМ на год *Х* в ценовой зоне *z* на основе Реестра результатов КОМ для осуществления расчетов на оптовом рынке в соответствии с *Регламентом проведения конкурентных отборов мощности* (Приложение № 19.3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  В отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* – производителя электрической энергии (мощности), в отношении которого Правительством Российской Федерации принято решение о применении надбавки к цене на мощность в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с помощью генерирующим объектов, включенных в перечень генерирующих объектов тепловых электростанций, подлежащих модернизации (реконструкции) или строительству на отдельных территориях ценовых зон оптового рынка, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, на которых Правительством Российской Федерации устанавливаются особенности функционирования оптового и розничного рынков, утвержденный Правительством Российской Федерации (далее – перечень генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ), и не принято решений о применении иных надбавок, определяется по формуле:  при этом величина надбавки определяется в соответствии с формулой:  где – размер средств, учитываемый в отношении участника оптового рынка *i* – производителя электрической энергии (мощности), в отношении которого Правительством Российской Федерации принято решение о применении надбавки к цене на мощность в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с помощью генерирующим объектов, включенных в перечень генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ, определяемый по формуле:  где ;  – размер средств, учитываемый в отношении участника оптового рынка *i* – производителя электрической энергии (мощности), в отношении которого Правительством Российской Федерации принято решение о применении надбавки к цене на мощность в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с помощью генерирующим объектов, включенных в перечень генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ, и определяемый в соответствии с пунктом 31.1.5.1 настоящего Регламента;  – сумма объемов фактического пикового потребления покупателей в соответствующей ценовой зоне оптового рынка *z*, за исключением покупателей на входящей в состав ДФО отдельной территории ценовых зон, ранее относившейся к НЦЗ, в месяце *m*, уменьшенных на объемы пикового потребления электрической энергии, обеспечиваемые покупкой мощности по регулируемым договорам, определяемая в соответствии с настоящим пунктом.  В случае если =0, а также если величина не определена, то .  При расчете величины округление производится методом математического округления с точностью до 11 знаков после запятой с учетом возможности средств отображения (Microsoft Excel).  В отношении ГТП генерации *p*, отнесенной к атомным станциям, расположенным в первой ценовой зоне (*z* = 1), определяется по формуле:  – составляющая цены на мощность атомных электростанций, с использованием которых осуществляется продажа мощности по итогам КОМ (соответствующих им ГТП генерации *p*), для периода, соответствующего месяцу поставки мощности *m*, определенная решением федерального органа исполнительной власти в сфере государственного регулирования тарифов или Правительства Российской Федерации о размере денежных средств, необходимых для обеспечения безопасной эксплуатации атомных станций и компенсации затрат.  В отсутствие по состоянию на последний день месяца *m* вступившего в силу решения федерального органа исполнительной власти в сфере государственного регулирования тарифов или Правительства Российской Федерации о размере денежных средств, необходимых для обеспечения безопасной эксплуатации атомных станций и компенсации затрат, содержащего значение составляющей , величина .  В отношении ГТП генерации *p,* расположенной в первой ценовой зоне оптового рынка (*z* = 1), участника оптового рынка *i*, в отношении которого по решению Правительства Российской Федерации на основании предложения федерального органа исполнительной власти, осуществляющего функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса, согласованного с федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов, предусматривается частичная компенсация стоимости мощности и (или) электрической энергии генерирующего оборудования, расположенного на территории субъекта Российской Федерации, не имеющего административных границ с другими субъектами Российской Федерации и не относящегося к территориям островов, – Калининградской области (далее – территория Калининградской области),  определяется по формуле:  ,  величина надбавки  определяется в соответствии с формулой:  ,  где  – сумма произведений регулируемой цены (тарифа) на мощность, установленной для генерирующего оборудования, расположенного на территории Калининградской области, коэффициента сезонности, применяемого в месяце, в котором осуществляется поставка, величины, равной разности единицы и коэффициента снижения, и минимального значения из двух величин – предельного объема поставки мощности генерирующего оборудования, расположенного на территории Калининградской области, и его установленной мощности, определенной на основании прогнозного баланса на соответствующий период регулирования, уменьшенного на объем недопоставки мощности, определяемая в соответствии с п. 15.6.5 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  В случае если , то .  При расчете величины  округление производится методом математического округления с точностью до 11 знаков после запятой с учетом возможности средств отображения (Microsoft Excel).  В отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, являющегося в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации субъектом оптового рынка – производителем электрической энергии (мощности), к цене на мощность которого применяется надбавка в целях достижения на территориях Дальневосточного федерального округа планируемых на следующий период регулирования базовых уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность),  определяется по формуле:  ,  при этом если указанный участник оптового рынка *i* также является производителем электрической энергии (мощности), в отношении которого Правительством Российской Федерации принято решение о применении надбавки к цене на мощность в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с помощью генерирующих объектов, включенных в перечень генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ, то  определяется по формуле:  .  … | …  – предельный объем мощности объекта генерации *p*, определенный СО в отношении расчетного периода *m*, в результате аттестации генерирующего оборудования и переданный СО в КО в Реестре предельных объемов поставки мощности в соответствии с *Регламентом определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке (*Приложение № 13.2к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  ,  где  – коэффициент индексации, определяемый по формуле:  ,  ;  *Х* *–* год, в котором осуществляется поставка мощности;  *Y –* год, в котором проводился конкурентный отбор мощности на год *Х*;  – индекс потребительских цен для декабря года *Х-i* в процентах к декабрю года *Х-i-*1, определяемый и публикуемый федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по формированию официальной статистической информации.  Величина  определяется в году *Х-i+*1 для декабря года *Х-i* к декабрю года *Х-i-*1 в соответствии с порядком определения фактического значения индекса потребительских цен, предусмотренным *Регламентом определения параметров, необходимых для расчета цены по договорам о предоставлении мощности* (Приложение № 19.6 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  определяется с точностью до 4 знаков после запятой.  В отношении *X*, для которого выполняется условие: *Y = X*-1,  = 1.  *t* – период начиная с 1-го числа месяца, следующего за месяцем вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», предусматривающего применение дополнительного коэффициента индексации цены КОМ на 2025 и 2026 годы, и по 31.12.2026 (включительно);  – цена мощности, определенная по итогам КОМ на год *Х* в ценовой зоне *z* на основе Реестра результатов КОМ для осуществления расчетов на оптовом рынке в соответствии с *Регламентом проведения конкурентных отборов мощности* (Приложение № 19.3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  В отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* – производителя электрической энергии (мощности), в отношении которого Правительством Российской Федерации принято решение о применении надбавки к цене на мощность в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с помощью генерирующим объектов, включенных в перечень генерирующих объектов тепловых электростанций, подлежащих модернизации (реконструкции) или строительству на отдельных территориях ценовых зон оптового рынка, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, на которых Правительством Российской Федерации устанавливаются особенности функционирования оптового и розничного рынков, утвержденный Правительством Российской Федерации (далее – перечень генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ), и не принято решений о применении иных надбавок, определяется по формуле:  при этом величина надбавки определяется в соответствии с формулой:  где – размер средств, учитываемый в отношении участника оптового рынка *i* – производителя электрической энергии (мощности), в отношении которого Правительством Российской Федерации принято решение о применении надбавки к цене на мощность в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с помощью генерирующим объектов, включенных в перечень генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ, определяемый по формуле:  где ;  – размер средств, учитываемый в отношении участника оптового рынка *i* – производителя электрической энергии (мощности), в отношении которого Правительством Российской Федерации принято решение о применении надбавки к цене на мощность в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с помощью генерирующим объектов, включенных в перечень генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ, и определяемый в соответствии с пунктом 31.1.5.1 настоящего Регламента;  – сумма объемов фактического пикового потребления покупателей в соответствующей ценовой зоне оптового рынка *z*, за исключением покупателей на входящей в состав ДФО отдельной территории ценовых зон, ранее относившейся к НЦЗ, в месяце *m*, уменьшенных на объемы пикового потребления электрической энергии, обеспечиваемые покупкой мощности по регулируемым договорам, определяемая в соответствии с настоящим пунктом.  В случае если =0, а также если величина не определена, то .  При расчете величины округление производится методом математического округления с точностью до 11 знаков после запятой с учетом возможности средств отображения (Microsoft Excel).  В отношении ГТП генерации *p*, отнесенной к атомным станциям, расположенным в первой ценовой зоне (*z* = 1), определяется по формуле:  – составляющая цены на мощность атомных электростанций, с использованием которых осуществляется продажа мощности по итогам КОМ (соответствующих им ГТП генерации *p*), для периода, соответствующего месяцу поставки мощности *m*, определенная решением федерального органа исполнительной власти в сфере государственного регулирования тарифов или Правительства Российской Федерации о размере денежных средств, необходимых для обеспечения безопасной эксплуатации атомных станций и компенсации затрат.  В отсутствие по состоянию на последний день месяца *m* вступившего в силу решения федерального органа исполнительной власти в сфере государственного регулирования тарифов или Правительства Российской Федерации о размере денежных средств, необходимых для обеспечения безопасной эксплуатации атомных станций и компенсации затрат, содержащего значение составляющей , величина .  В отношении ГТП генерации *p,* расположенной в первой ценовой зоне оптового рынка (*z* = 1), участника оптового рынка *i*, в отношении которого по решению Правительства Российской Федерации на основании предложения федерального органа исполнительной власти, осуществляющего функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса, согласованного с федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов, предусматривается частичная компенсация стоимости мощности и (или) электрической энергии генерирующего оборудования, расположенного на территории субъекта Российской Федерации, не имеющего административных границ с другими субъектами Российской Федерации и не относящегося к территориям островов, – Калининградской области (далее – территория Калининградской области),  определяется по формуле:  ,  величина надбавки  определяется в соответствии с формулой:  ,  где  – сумма произведений регулируемой цены (тарифа) на мощность, установленной для генерирующего оборудования, расположенного на территории Калининградской области, коэффициента сезонности, применяемого в месяце, в котором осуществляется поставка, величины, равной разности единицы и коэффициента снижения, и минимального значения из двух величин – предельного объема поставки мощности генерирующего оборудования, расположенного на территории Калининградской области, и его установленной мощности, определенной на основании прогнозного баланса на соответствующий период регулирования, уменьшенного на объем недопоставки мощности, определяемая в соответствии с п. 15.6.5 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  В случае если , то .  При расчете величины  округление производится методом математического округления с точностью до 11 знаков после запятой с учетом возможности средств отображения (Microsoft Excel).  В отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, являющегося в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации субъектом оптового рынка – производителем электрической энергии (мощности), к цене на мощность которого применяется надбавка в целях достижения на территориях Дальневосточного федерального округа планируемых на следующий период регулирования базовых уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность),  определяется по формуле:  ,  при этом если указанный участник оптового рынка *i* также является производителем электрической энергии (мощности), в отношении которого Правительством Российской Федерации принято решение о применении надбавки к цене на мощность в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с помощью генерирующих объектов, включенных в перечень генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ, то  определяется по формуле:  .  … |
| **13.1.4.2** | **а)** **Предварительная стоимость мощности, потребляемой в месяце *m* участником оптового рынка *j*** в отношении ГТП потребления (экспорта) *q* ценовой зоны *z* по договорам КОМ и договорам КОМ НГО, рассчитывается по формуле:  ,  где , если величина поставки мощности между ценовыми зонами по результатам КОМ в отношении расчетного месяца *m* , определенная в соответствии с п. 3.7 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), равна нулю, а также для расчетного периода *m*, относящегося к 2016 году.  …  – сезонный коэффициент, отражающий распределение нагрузки потребления по месяцам в течение календарного года, определяемый с точностью до 11 знаков после запятой в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента;  ,  – цена мощности, определенная по итогам КОМ на год *X* в ценовой зоне *z* на основе Реестра результатов КОМ для осуществления расчетов на оптовом рынке в соответствии с *Регламентом проведения конкурентных отборов мощности* (Приложение № 19.3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – коэффициент индексации, определяемый в соответствии с п. 13.1.4.1 настоящего Регламента.  **…**  **б)** **В случае если в месяце *m* фактически поставленный объем мощности в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *j* меньше объема мощности, поставляемого участником оптового рынка *j* в ГТП генерации *p* на оптовый рынок по регулируемым договорам,** то стоимость покупки мощности участником оптового рынка *j* в ГТП генерации *p* КОМ и договорам КОМ НГО в месяце *m* определяется в соответствии с приведенными ниже формулами.  В отношении ГТП генерации  :  1) если ГТП генерации является:  – ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, являющегося в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации субъектом оптового рынка – производителем электрической энергии (мощности), к цене на мощность которого применяется надбавка в целях достижения на территориях Дальневосточного федерального округа планируемых на следующий период регулирования базовых уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), или  – ГТП генерации *p,* расположенной в первой ценовой зоне оптового рынка (*z* = 1), участника оптового рынка *i*, в отношении которого по решению Правительства Российской Федерации на основании предложения федерального органа исполнительной власти, осуществляющего функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса, согласованного с федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов, предусматривается частичная компенсация стоимости мощности и (или) электрической энергии генерирующего оборудования, расположенного на территории субъекта Российской Федерации, не имеющего административных границ с другими субъектами Российской Федерации и не относящегося к территориям островов, – Калининградской области, или  – ГТП генерации *p*, расположенной в первой или второй ценовой зоне оптового рынка, участника оптового рынка *i*, являющегося в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации субъектом оптового рынка – производителем электрической энергии (мощности) к цене на мощность которого применяется надбавка в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с использованием генерирующих объектов, включенных в перечень генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ, или  – ГТП генерации *p*, отнесенной к атомным станциям, расположенным в первой ценовой зоне (*z* = 1), или  – ГТП генерации (где  – множество ГТП генерации генерирующих объектов, указанных в Перечне генерирующих объектов, подлежащих строительству на территориях Республики Крым и г. Севастополя), –  ;  2) для остальных ГТП генерации:  …  – цена мощности, определенная по итогам КОМ на год *Х* в ценовой зоне *z* на основе Реестра результатов КОМ для осуществления расчетов на оптовом рынке в соответствии с *Регламентом проведения конкурентных отборов мощности* (Приложение № 19.3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – коэффициент индексации, определяемый в соответствии с п. 13.1.4.1 настоящего Регламента;  – множество регулируемых договоров пакета *k* регулируемых договоров с одинаковой ценой (тарифом) на мощность по регулируемым договорам, равной , заключенных поставщиком *j* по ГТП генерации *p*;  *N* – количество множеств;  … | **а)** **Предварительная стоимость мощности, потребляемой в месяце *m* участником оптового рынка *j*** в отношении ГТП потребления (экспорта) *q* ценовой зоны *z* по договорам КОМ и договорам КОМ НГО, рассчитывается по формуле:  ,  где , если величина поставки мощности между ценовыми зонами по результатам КОМ в отношении расчетного месяца *m* , определенная в соответствии с п. 3.7 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), равна нулю, а также для расчетного периода *m*, относящегося к 2016 году.  …  – сезонный коэффициент, отражающий распределение нагрузки потребления по месяцам в течение календарного года, определяемый с точностью до 11 знаков после запятой в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента;  ,  – цена мощности, определенная по итогам КОМ на год *X* в ценовой зоне *z* на основе Реестра результатов КОМ для осуществления расчетов на оптовом рынке в соответствии с *Регламентом проведения конкурентных отборов мощности* (Приложение № 19.3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – коэффициент индексации, определяемый в соответствии с п. 13.1.4.1 настоящего Регламента;  – коэффициент, определенный в соответствии с п. 13.1.4.1 настоящего Регламента.  **…**  **б)** **В случае если в месяце *m* фактически поставленный объем мощности в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *j* меньше объема мощности, поставляемого участником оптового рынка *j* в ГТП генерации *p* на оптовый рынок по регулируемым договорам,** то стоимость покупки мощности участником оптового рынка *j* в ГТП генерации *p* КОМ и договорам КОМ НГО в месяце *m* определяется в соответствии с приведенными ниже формулами.  В отношении ГТП генерации  :  1) если ГТП генерации является:  – ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, являющегося в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации субъектом оптового рынка – производителем электрической энергии (мощности), к цене на мощность которого применяется надбавка в целях достижения на территориях Дальневосточного федерального округа планируемых на следующий период регулирования базовых уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), или  – ГТП генерации *p,* расположенной в первой ценовой зоне оптового рынка (*z* = 1), участника оптового рынка *i*, в отношении которого по решению Правительства Российской Федерации на основании предложения федерального органа исполнительной власти, осуществляющего функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса, согласованного с федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов, предусматривается частичная компенсация стоимости мощности и (или) электрической энергии генерирующего оборудования, расположенного на территории субъекта Российской Федерации, не имеющего административных границ с другими субъектами Российской Федерации и не относящегося к территориям островов, – Калининградской области, или  – ГТП генерации *p*, расположенной в первой или второй ценовой зоне оптового рынка, участника оптового рынка *i*, являющегося в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации субъектом оптового рынка – производителем электрической энергии (мощности) к цене на мощность которого применяется надбавка в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с использованием генерирующих объектов, включенных в перечень генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ, или  – ГТП генерации *p*, отнесенной к атомным станциям, расположенным в первой ценовой зоне (*z* = 1), или  – ГТП генерации (где  – множество ГТП генерации генерирующих объектов, указанных в Перечне генерирующих объектов, подлежащих строительству на территориях Республики Крым и г. Севастополя), –  ;  2) для остальных ГТП генерации:  …  – цена мощности, определенная по итогам КОМ на год *Х* в ценовой зоне *z* на основе Реестра результатов КОМ для осуществления расчетов на оптовом рынке в соответствии с *Регламентом проведения конкурентных отборов мощности* (Приложение № 19.3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – коэффициент индексации, определяемый в соответствии с п. 13.1.4.1 настоящего Регламента;  – коэффициент, определенный в соответствии с п. 13.1.4.1 настоящего Регламента;  – множество регулируемых договоров пакета *k* регулируемых договоров с одинаковой ценой (тарифом) на мощность по регулируемым договорам, равной , заключенных поставщиком *j* по ГТП генерации *p*;  *N* – количество множеств;  … |
| **13.1.7** | **…**  КО не позднее 10-го числа расчетного месяца (в отношении расчетного месяца m = январь не позднее чем за 4 (четыре) рабочих дня до даты авансового платежа) размещает для участников оптового рынка, ФСК в электронном виде с применением ЭП на своем официальном сайте, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом персонифицированные реестры авансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности, договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов, договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности в целях компенсации потерь в электрических сетях, договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов в целях компенсации потерь в электрических сетях, содержащие отличные от нуля значения авансовых обязательств/требований за расчетный период, на даты платежей d (приложения 59, 59.1 настоящего Регламента).  … | **…**  КО не позднее 10-го числа расчетного месяца (в отношении расчетного месяца m = январь не позднее чем за 4 (четыре) рабочих дня до даты авансового платежа, в отношении расчетного месяца m = июнь 2025 года не позднее 24.06.2025) размещает для участников оптового рынка, ФСК в электронном виде с применением ЭП на своем официальном сайте, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом персонифицированные реестры авансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности, договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов, договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности в целях компенсации потерь в электрических сетях, договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов в целях компенсации потерь в электрических сетях, содержащие отличные от нуля значения авансовых обязательств/требований за расчетный период, на даты платежей d (приложения 59, 59.1 настоящего Регламента).  … |
| ***В случае принятия вопроса Х.1 «Изменения, связанные с уточнением порядка формирования обязательств по поставке мощности на оптовый рынок» изменения в п. 13.1.7 Регламента 16 начиная с 1 июня 2025 года изложить в представленной ниже редакции:*** | |
| **…**  КО не позднее 10-го числа расчетного месяца (в отношении расчетного месяца *m* = январь не позднее чем за 4 (четыре) рабочих дня до даты авансового платежа, в отношении расчетного месяца *m* = июнь 2025 года не позднее 11-го числа расчетного месяца) размещает для участников оптового рынка, ФСК в электронном виде с применением ЭП на своем официальном сайте, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом персонифицированные реестры авансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности, договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов, договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности в целях компенсации потерь в электрических сетях, договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов в целях компенсации потерь в электрических сетях, содержащие отличные от нуля значения авансовых обязательств/требований за расчетный период, на даты платежей *d* (приложения 59, 59.1 настоящего Регламента).  … | **…**  КО не позднее 10-го числа расчетного месяца (в отношении расчетного месяца *m* = январь не позднее чем за 4 (четыре) рабочих дня до даты авансового платежа, в отношении расчетного месяца *m* = июнь 2025 года не позднее 24.06.2025) размещает для участников оптового рынка, ФСК в электронном виде с применением ЭП на своем официальном сайте, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом персонифицированные реестры авансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности, договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов, договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности в целях компенсации потерь в электрических сетях, договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов в целях компенсации потерь в электрических сетях, содержащие отличные от нуля значения авансовых обязательств/требований за расчетный период, на даты платежей *d* (приложения 59, 59.1 настоящего Регламента).  … |
| **13.1.8** | …  Не позднее 10-го числа расчетного месяца (в отношении расчетного месяца m = январь не позднее чем за 4 (четыре) рабочих дня до даты авансового платежа) КО определяет величины авансовых обязательств/требований по договорам КОМ, договорам КОМ НГО, КОМ в целях компенсации потерь и договорам КОМ НГО в целях компенсации потерь на даты платежей d и передает в ЦФР в электронном виде с ЭП реестры авансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности, договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов, договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности в целях компенсации потерь в электрических сетях, договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов в целях компенсации потерь в электрических сетях, содержащие отличные от нуля значения авансовых обязательств/требований за расчетный период, на даты платежей d (приложение 57 настоящего Регламента). … | …  Не позднее 10-го числа расчетного месяца (в отношении расчетного месяца m = январь не позднее чем за 4 (четыре) рабочих дня до даты авансового платежа, в отношении расчетного месяца m = июнь 2025 года не позднее 24.06.2025) КО определяет величины авансовых обязательств/требований по договорам КОМ, договорам КОМ НГО, КОМ в целях компенсации потерь и договорам КОМ НГО в целях компенсации потерь на даты платежей d и передает в ЦФР в электронном виде с ЭП реестры авансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности, договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов, договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности в целях компенсации потерь в электрических сетях, договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов в целях компенсации потерь в электрических сетях, содержащие отличные от нуля значения авансовых обязательств/требований за расчетный период, на даты платежей d (приложение 57 настоящего Регламента). … |
| ***В случае принятия вопроса Х.1 «Изменения, связанные с уточнением порядка формирования обязательств по поставке мощности на оптовый рынок» изменения в п. 13.1.8 Регламента 16 начиная с 1 июня 2025 года изложить в представленной ниже редакции:*** | |
| …  Не позднее 10-го числа расчетного месяца (в отношении расчетного месяца *m* = январь не позднее чем за 4 (четыре) рабочих дня до даты авансового платежа, в отношении расчетного месяца *m* = июнь 2025 года не позднее 11-го числа расчетного месяца) КО определяет величины авансовых обязательств/требований по договорам КОМ, договорам КОМ НГО, КОМ в целях компенсации потерь и договорам КОМ НГО в целях компенсации потерь на даты платежей *d* и передает в ЦФР в электронном виде с ЭП реестры авансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности, договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов, договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности в целях компенсации потерь в электрических сетях, договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов в целях компенсации потерь в электрических сетях, содержащие отличные от нуля значения авансовых обязательств/требований за расчетный период, на даты платежей *d* (приложение 57 настоящего Регламента).  … | …  Не позднее 10-го числа расчетного месяца (в отношении расчетного месяца *m* = январь не позднее чем за 4 (четыре) рабочих дня до даты авансового платежа, в отношении расчетного месяца *m* = июнь 2025 года не позднее 24.06.2025) КО определяет величины авансовых обязательств/требований по договорам КОМ, договорам КОМ НГО, КОМ в целях компенсации потерь и договорам КОМ НГО в целях компенсации потерь на даты платежей *d* и передает в ЦФР в электронном виде с ЭП реестры авансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности, договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов, договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности в целях компенсации потерь в электрических сетях, договорам купли-продажи мощности по результатам конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов в целях компенсации потерь в электрических сетях, содержащие отличные от нуля значения авансовых обязательств/требований за расчетный период, на даты платежей *d* (приложение 57 настоящего Регламента).  … |
| **13.2.3** | **…**  **б) Расчет величины денежной суммы, обусловленной отказом поставщика от исполнения обязательств по договору КОМ**  Размер денежной суммы, обусловленной отказом поставщика – участника оптового рынка *i* начиная с расчетного месяца *m*+1 от исполнения обязательств по поставке мощности ГТП генерации *p* по договорам КОМ, заключенным в целях поставки мощности в году *X*, приходящийся на ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j*, определяется для расчетного месяца *m* в соответствии с формулой (с точностью до копеек с учетом правил математического округления):  ,  где  – объем мощности, используемый для расчета денежной суммы, обусловленной отказом поставщика – участника оптового рынка *i* от исполнения обязательств по договору КОМ *D*, заключенному в целях поставки мощности в году *X* в отношении ГТП генерации *p*, приходящийся на ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j*, определяемый в соответствии с формулой:  …  Цена мощности определяется в отношении года *Х* в ценовой зоне *z*, в которой расположена ГТП генерации *p*, в соответствии с формулой:  для  ,  где  – коэффициент индексации, определяемый по формуле: ;  где ;  *T* *–* год, которому принадлежит месяц *m*;  *Y –* год, в котором проводился конкурентный отбор мощности на год *Х*;  – индекс потребительских цен для декабря года *T-i* в процентах к декабрю года *T-i-*1, определяемый и публикуемый федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по формированию официальной статистической информации.  Величина  определяется в году *T-i+*1 для декабря года *T-i* к декабрю года *T-i-*1 в соответствии с порядком определения фактического значения индекса потребительских цен, предусмотренным *Регламентом определения параметров, необходимых для расчета цены по договорам о предоставлении мощности* (Приложение № 19.6 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  … | **…**  **б) Расчет величины денежной суммы, обусловленной отказом поставщика от исполнения обязательств по договору КОМ**  Размер денежной суммы, обусловленной отказом поставщика – участника оптового рынка *i* начиная с расчетного месяца *m*+1 от исполнения обязательств по поставке мощности ГТП генерации *p* по договорам КОМ, заключенным в целях поставки мощности в году *X*, приходящийся на ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j*, определяется для расчетного месяца *m* в соответствии с формулой (с точностью до копеек с учетом правил математического округления):  ,  где  – объем мощности, используемый для расчета денежной суммы, обусловленной отказом поставщика – участника оптового рынка *i* от исполнения обязательств по договору КОМ *D*, заключенному в целях поставки мощности в году *X* в отношении ГТП генерации *p*, приходящийся на ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j*, определяемый в соответствии с формулой:  …  Цена мощности определяется в отношении года *Х* в ценовой зоне *z*, в которой расположена ГТП генерации *p*, в соответствии с формулой:  для  ,  где  *t* – период начиная с 1-го числа месяца, следующего за месяцем вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», предусматривающего применение дополнительного коэффициента индексации цены КОМ на 2025 и 2026 годы, и по 31.12.2026 (включительно);  – коэффициент индексации, определяемый по формуле: ;  где ;  *T* *–* год, которому принадлежит месяц *m*;  *Y –* год, в котором проводился конкурентный отбор мощности на год *Х*;  – индекс потребительских цен для декабря года *T-i* в процентах к декабрю года *T-i-*1, определяемый и публикуемый федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по формированию официальной статистической информации.  Величина  определяется в году *T-i+*1 для декабря года *T-i* к декабрю года *T-i-*1 в соответствии с порядком определения фактического значения индекса потребительских цен, предусмотренным *Регламентом определения параметров, необходимых для расчета цены по договорам о предоставлении мощности* (Приложение № 19.6 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  … |
| **30.1.2** | **Даты платежей**  Покупатель обязан осуществлять оплату мощности по заключенным им договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам в размере, определенном в соответствии с настоящим Регламентом.  Датами платежей по авансовым обязательствам *d* являются 14-е и 28-е числа расчетного месяца. Датой платежей по итоговым обязательствам/требованиям за мощность является 21-е число месяца, следующего за расчетным. В отношении расчетного периода = январь датой авансовых платежей *d* является 28 января.  Платежи проводятся в указанные даты платежа, если они являются рабочими днями, в противном случае – в первый рабочий день после указанной даты платежа. | **Даты платежей**  Покупатель обязан осуществлять оплату мощности по заключенным им договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам в размере, определенном в соответствии с настоящим Регламентом.  Датами платежей по авансовым обязательствам *d* являются 14-е и 28-е числа расчетного месяца. Датой платежей по итоговым обязательствам/требованиям за мощность является 21-е число месяца, следующего за расчетным. В отношении расчетного периода = январь датой авансовых платежей *d* является 28 января. В отношении расчетного периода = июнь 2025 года датой авансовых платежей *d* является 28.06.2025. Платежи проводятся в указанные даты платежа, если они являются рабочими днями, в противном случае – в первый рабочий день после указанной даты платежа. |
| **30.1.4.1** | **Расчет предварительных авансовых обязательств/требований участников оптового рынка и ФСК по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам**  а) Величина предварительных авансовых обязательств в отношении ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* в месяце *m* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам рассчитывается следующим образом:  .  Величина предварительных авансовых обязательств ФСК в месяце *m* по территории субъекта Российской Федерации *f* (в случае если два и более субъекта Российской Федерации отнесены к одному энергорайону, то в рамках 30 раздела настоящего Регламента в качестве *f* используется указанный энергорайон) по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам рассчитывается по формуле:  ,  где – объем мощности, используемый для расчета авансовых обязательств в отношении ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z* (для *z* = вторая ценовая зона , где *sz =* 3) по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, определенный в соответствии с п. 8.10 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – объем мощности, используемый для расчета авансовых обязательств ФСК в расчетном месяце *m* по территории субъекта Российской Федерации *f*, отнесенного к ценовой зоне *z* (для *z* = вторая ценовая зона *,* где *sz =* 3) по договору купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, определенный в соответствии с п. 8.10 *Регламента* *определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – цена мощности, определяемая в соответствии с пунктом 13.1.4.2 настоящего Регламента. При этом в году поставки *Х*, в отношении которого конкурентный отбор мощности проводился в году *Х*–1, для расчета авансовых обязательств/требований = 1. При расчете в соответствии с пунктом 13.1.4.2 настоящего Регламента в целях расчета авансовых обязательств/требований в отношении расчетного месяца *m* = январь коэффициент индексации определяется равным , где – коэффициент индексации, определенный в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента, для года *X*–1, где *X* – год, которому принадлежит расчетный период *m*;  – сезонный коэффициент, отражающий распределение нагрузки потребления по месяцам в течение календарного года, определяемый в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента (в отношении расчетного месяца *m* = январь применяется = 1). **…** | **Расчет предварительных авансовых обязательств/требований участников оптового рынка и ФСК по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам**  а) Величина предварительных авансовых обязательств в отношении ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* в месяце *m* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам рассчитывается следующим образом:  .  Величина предварительных авансовых обязательств ФСК в месяце *m* по территории субъекта Российской Федерации *f* (в случае если два и более субъекта Российской Федерации отнесены к одному энергорайону, то в рамках 30 раздела настоящего Регламента в качестве *f* используется указанный энергорайон) по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам рассчитывается по формуле:  ,  где – объем мощности, используемый для расчета авансовых обязательств в отношении ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z* (для *z* = вторая ценовая зона , где *sz =* 3) по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, определенный в соответствии с п. 8.10 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – объем мощности, используемый для расчета авансовых обязательств ФСК в расчетном месяце *m* по территории субъекта Российской Федерации *f*, отнесенного к ценовой зоне *z* (для *z* = вторая ценовая зона *,* где *sz =* 3) по договору купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, определенный в соответствии с п. 8.10 *Регламента* *определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – цена мощности, определяемая в соответствии с пунктом 13.1.4.2 настоящего Регламента. При этом в году поставки *Х*, в отношении которого конкурентный отбор мощности проводился в году *Х*–1, для расчета авансовых обязательств/требований = 1. При расчете в соответствии с пунктом 13.1.4.2 настоящего Регламента в целях расчета авансовых обязательств/требований в отношении расчетного месяца *m* = январь коэффициент индексации определяется равным , где – коэффициент индексации, определенный в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента, для года *X*–1, где *X* – год, которому принадлежит расчетный период *m*. При этом в отношении расчетных периодов, приходящихся на период с 01.06.2025 по 31.12.2026 (включительно),  определяется в соответствии с формулой: ;  – цена мощности, определенная по итогам КОМ на год *X* в ценовой зоне *z* на основе реестра результатов КОМ для осуществления расчетов на оптовом рынке в соответствии с *Регламентом проведения конкурентных отборов мощности* (Приложение № 19.3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – коэффициент индексации, определяемый в соответствии с п. 13.1.4.1 настоящего Регламента;  – сезонный коэффициент, отражающий распределение нагрузки потребления по месяцам в течение календарного года, определяемый в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента (в отношении расчетного месяца *m* = январь применяется = 1). **…** |
| **30.1.6** | …КО не позднее 10-го числа расчетного месяца (в отношении расчетного месяца *m* = январь не позднее чем за 4 (четыре) рабочих дня до даты авансового платежа) размещает для участников оптового рынка, ФСК в электронном виде с применением ЭП на своем официальном сайте, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом персонифицированные реестры авансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, содержащие отличные от нуля значения авансовых обязательств/требований за расчетный период, на даты платежей *d* (приложения 170.1 настоящего Регламента).… | …КО не позднее 10-го числа расчетного месяца (в отношении расчетного месяца *m* = январь не позднее чем за 4 (четыре) рабочих дня до даты авансового платежа, в отношении расчетного месяца *m* = июнь 2025 года не позднее 24.06.2025) размещает для участников оптового рынка, ФСК в электронном виде с применением ЭП на своем официальном сайте, в разделе с ограниченным в соответствии с Правилами ЭДО СЭД КО доступом персонифицированные реестры авансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, содержащие отличные от нуля значения авансовых обязательств/требований за расчетный период, на даты платежей *d* (приложения 170.1 настоящего Регламента).… |
| **30.1.7** | Не позднее 10-го числа расчетного месяца (в отношении расчетного месяца m = январь не позднее чем за 4 (четыре) рабочих дня до даты авансового платежа) КО определяет величины авансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам на даты платежей d и передает в ЦФР в электронном виде с ЭП реестры авансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, содержащие отличные от нуля значения авансовых обязательств/требований за расчетный период, на даты платежей d (приложение 170.5 настоящего Регламента).… | Не позднее 10-го числа расчетного месяца (в отношении расчетного месяца *m* = январь не позднее чем за 4 (четыре) рабочих дня до даты авансового платежа, в отношении расчетного месяца *m* = июнь 2025 года не позднее 24.06.2025) КО определяет величины авансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам на даты платежей d и передает в ЦФР в электронном виде с ЭП реестры авансовых обязательств/требований по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, содержащие отличные от нуля значения авансовых обязательств/требований за расчетный период, на даты платежей d (приложение 170.5 настоящего Регламента).… |

**В случае вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации» с 01.06.2025 и позднее изложить изменения в следующей редакции:**

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

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№**  **пункта** | **Редакция, действующая на момент**  **вступления в силу изменений** | **Предлагаемая редакция**  (изменения выделены цветом) |
| **13.1.3.1** | **Расчет предварительных авансовых обязательств/требований участников оптового рынка и ФСК по договорам КОМ (в том числе по договорам КОМ в целях компенсации потерь)** а) Величина предварительных авансовых обязательств в отношении ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* в месяце *m* по договорам КОМ рассчитывается следующим образом:  .  Величина предварительных авансовых обязательств ФСК в месяце *m* по территории субъекта Российской Федерации *f* (в случае если два и более субъекта Российской Федерации отнесены к одному энергорайону, то в рамках 13 раздела настоящего Регламента в качестве *f* используется указанный энергорайон) по договорам КОМ в целях компенсации потерь рассчитывается по формуле:  ,  где  – объем мощности, используемый для расчета авансовых обязательств в отношении ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z* по договорам КОМ, определенный в соответствии с п. 8.6 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – объем мощности, используемый для расчета авансовых обязательств ФСК в расчетном месяце *m* по территории субъекта Российской Федерации *f*, отнесенного к ценовой зоне *z,* по договорам КОМ в целях компенсации потерь, определенный в соответствии с п. 8.6 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – цена мощности, определяемая в соответствии с пунктом 13.1.4.2 настоящего Регламента. При этом в году поставки *Х*, в отношении которого конкурентный отбор мощности проводился в году *Х*–1, для расчета авансовых обязательств/требований  = 1. При расчете  в соответствии с пунктом 13.1.4.2 настоящего Регламента в целях расчета авансовых обязательств/требований в отношении расчетного месяца *m* = январь коэффициент индексации определяется равным , где  – коэффициент индексации, определенный в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента, для года *X*–1, где *X* – год, которому принадлежит расчетный период *m*;  – сезонный коэффициент, отражающий распределение нагрузки потребления по месяцам в течение календарного года, определяемый в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента (в отношении расчетного месяца *m* = январь применяется  = 1).  Величина суммарных предварительных авансовых обязательств в месяце *m* по договорам КОМ (в том числе по договорам КОМ в целях компенсации потерь) в ценовой зоне *z* рассчитывается следующим образом:  .  б) Величина предварительных авансовых требований участника оптового рынка *i* в месяце *m* по договорам КОМ (в том числе по договорам КОМ в целях компенсации потерь) в отношении ГТП генерации  рассчитывается следующим образом (с учетом особенностей, предусмотренных настоящим пунктом):  ,  где  – цена мощности, определяемая в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента для ГТП генерации *p*, в отношении которой для месяца *m* определена величина .  При этом в целях определения  для предварительных авансовых обязательств/требований величины ,  и не рассчитываются и не учитываются.  При расчете  в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента в целях расчета авансовых обязательств/требований в отношении расчетного месяца *m* = январь коэффициент индексации определяется равным, где  – коэффициент индексации, определенный в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента, для года *X*–1, где *X* – год, которому принадлежит расчетный период *m*.  При этом в целях определения  для предварительных авансовых обязательств/требований за месяц *m* = январь в отсутствие у КО по состоянию на 1 (первый) рабочий день года информации о значении величины составляющей цены на мощность, определенной решением федерального органа исполнительной власти в сфере государственного регулирования тарифов или Правительства Российской Федерации о размере денежных средств, необходимых для обеспечения безопасной эксплуатации атомных станций и компенсации затрат, не обеспеченных за счет средств федерального бюджета, на возмещение недополученных доходов и (или) финансового обеспечения (возмещения) затрат энергосбытовой организации, уполномоченной Правительством Российской Федерации на осуществление купли-продажи электрической энергии (мощности) для целей поставки электрической энергии (мощности) на территориях новых субъектов Российской Федерации (далее – денежные средства, необходимые для обеспечения безопасной эксплуатации атомных станций и компенсации затрат), в отношении ГТП генерации *p*, для месяца поставки мощности *m* = январь для расчета авансовых обязательств/требований за расчетный период – январь  определяется равной , где  – составляющая цены на мощность, определенная федеральным органом исполнительной власти в сфере государственного регулирования тарифов или Правительством Российской Федерации для месяца *m-*1 = декабрь предшествующего года.  Для предварительных авансовых обязательств/требований за месяц *m* = февраль – декабрь в отсутствие по состоянию на первый день месяца *m* вступившего в силу решения федерального органа исполнительной власти в сфере государственного регулирования тарифов или Правительства Российской Федерации о размере денежных средств, необходимых для обеспечения безопасной эксплуатации атомных станций и компенсации затрат, содержащего значение составляющей , величина .  Для ГТП генерации  (где  – множество ГТП генерации генерирующих объектов, указанных в перечне субъектов оптового рынка – производителей электрической энергии (мощности), генерирующие объекты тепловых электростанций которых подлежат строительству на территориях Республики Крым и (или) г. Севастополя, утвержденном решением Правительства Российской Федерации, указанным в абзаце 3 пункта 113(1) Правил оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 1172) (далее – Перечень генерирующих объектов, подлежащих строительству на территориях Республики Крым и г. Севастополя) для предварительных авансовых обязательств/требований .  – цена мощности, определенная по итогам КОМ на год *Х* в ценовой зоне *z* на основе Реестра результатов КОМ для осуществления расчетов на оптовом рынке в соответствии с *Регламентом проведения конкурентных отборов мощности* (Приложение № 19.3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – коэффициент индексации, определяемый в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента в целях расчета авансовых обязательств/требований за месяц *m* (в отношении расчетного месяца *m* = январь коэффициент индексации  определяется равным , где  – коэффициент индексации, определенный в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента, для года *X*–1, где *X* – год, которому принадлежит расчетный период *m*);  – сезонный коэффициент, отражающий распределение нагрузки потребления по месяцам в течение календарного года, определяемый в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента (в отношении расчетного месяца *m* = январь применяется = 1);  … | **Расчет предварительных авансовых обязательств/требований участников оптового рынка и ФСК по договорам КОМ (в том числе по договорам КОМ в целях компенсации потерь)** а) Величина предварительных авансовых обязательств в отношении ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* в месяце *m* по договорам КОМ рассчитывается следующим образом:  .  Величина предварительных авансовых обязательств ФСК в месяце *m* по территории субъекта Российской Федерации *f* (в случае если два и более субъекта Российской Федерации отнесены к одному энергорайону, то в рамках 13 раздела настоящего Регламента в качестве *f* используется указанный энергорайон) по договорам КОМ в целях компенсации потерь рассчитывается по формуле:  ,  где  – объем мощности, используемый для расчета авансовых обязательств в отношении ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z* по договорам КОМ, определенный в соответствии с п. 8.6 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – объем мощности, используемый для расчета авансовых обязательств ФСК в расчетном месяце *m* по территории субъекта Российской Федерации *f*, отнесенного к ценовой зоне *z,* по договорам КОМ в целях компенсации потерь, определенный в соответствии с п. 8.6 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – цена мощности, определяемая в соответствии с пунктом 13.1.4.2 настоящего Регламента. При этом в году поставки *Х*, в отношении которого конкурентный отбор мощности проводился в году *Х*–1, для расчета авансовых обязательств/требований  = 1. При расчете  в соответствии с пунктом 13.1.4.2 настоящего Регламента в целях расчета авансовых обязательств/требований в отношении расчетного месяца *m* = январь коэффициент индексации определяется равным , где  – коэффициент индексации, определенный в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента, для года *X*–1, где *X* – год, которому принадлежит расчетный период *m*. При этом в целях расчета авансовых обязательств в отношении расчетных периодов, приходящихся на период с расчетного месяца *m* – месяца, следующего за месяцем вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», предусматривающего применение дополнительного коэффициента индексации цены КОМ на 2025 и 2026 годы, и по 31.12.2026 (включительно),  определяется в соответствии с формулой:  ,  – цена мощности, определенная по итогам КОМ на год *X* в ценовой зоне *z* на основе реестра результатов КОМ для осуществления расчетов на оптовом рынке в соответствии с *Регламентом проведения конкурентных отборов мощности* (Приложение № 19.3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – коэффициент индексации, определяемый в соответствии с п. 13.1.4.1 настоящего Регламента;  – сезонный коэффициент, отражающий распределение нагрузки потребления по месяцам в течение календарного года, определяемый в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента (в отношении расчетного месяца *m* = январь применяется  = 1).  Величина суммарных предварительных авансовых обязательств в месяце *m* по договорам КОМ (в том числе по договорам КОМ в целях компенсации потерь) в ценовой зоне *z* рассчитывается следующим образом:  .  б) Величина предварительных авансовых требований участника оптового рынка *i* в месяце *m* по договорам КОМ (в том числе по договорам КОМ в целях компенсации потерь) в отношении ГТП генерации  рассчитывается следующим образом (с учетом особенностей, предусмотренных настоящим пунктом):  ,  где  – цена мощности, определяемая в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента для ГТП генерации *p*, в отношении которой для месяца *m* определена величина .  При этом в целях определения  для предварительных авансовых обязательств/требований величины ,  и не рассчитываются и не учитываются.  При расчете  в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента в целях расчета авансовых обязательств/требований в отношении расчетного месяца *m* = январь коэффициент индексации определяется равным, где  – коэффициент индексации, определенный в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента, для года *X*–1, где *X* – год, которому принадлежит расчетный период *m*.  При этом в целях определения  для предварительных авансовых обязательств/требований за месяц *m* = январь в отсутствие у КО по состоянию на 1 (первый) рабочий день года информации о значении величины составляющей цены на мощность, определенной решением федерального органа исполнительной власти в сфере государственного регулирования тарифов или Правительства Российской Федерации о размере денежных средств, необходимых для обеспечения безопасной эксплуатации атомных станций и компенсации затрат, не обеспеченных за счет средств федерального бюджета, на возмещение недополученных доходов и (или) финансового обеспечения (возмещения) затрат энергосбытовой организации, уполномоченной Правительством Российской Федерации на осуществление купли-продажи электрической энергии (мощности) для целей поставки электрической энергии (мощности) на территориях новых субъектов Российской Федерации (далее – денежные средства, необходимые для обеспечения безопасной эксплуатации атомных станций и компенсации затрат), в отношении ГТП генерации *p*, для месяца поставки мощности *m* = январь для расчета авансовых обязательств/требований за расчетный период – январь  определяется равной , где  – составляющая цены на мощность, определенная федеральным органом исполнительной власти в сфере государственного регулирования тарифов или Правительством Российской Федерации для месяца *m-*1 = декабрь предшествующего года.  Для предварительных авансовых обязательств/требований за месяц *m* = февраль – декабрь в отсутствие по состоянию на первый день месяца *m* вступившего в силу решения федерального органа исполнительной власти в сфере государственного регулирования тарифов или Правительства Российской Федерации о размере денежных средств, необходимых для обеспечения безопасной эксплуатации атомных станций и компенсации затрат, содержащего значение составляющей , величина .  Для ГТП генерации  (где  – множество ГТП генерации генерирующих объектов, указанных в перечне субъектов оптового рынка – производителей электрической энергии (мощности), генерирующие объекты тепловых электростанций которых подлежат строительству на территориях Республики Крым и (или) г. Севастополя, утвержденном решением Правительства Российской Федерации, указанным в абзаце 3 пункта 113(1) Правил оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 1172) (далее – Перечень генерирующих объектов, подлежащих строительству на территориях Республики Крым и г. Севастополя) для предварительных авансовых обязательств/требований  (при определении авансовых требований в отношении расчетных периодов, приходящихся на период с расчетного месяца *m* – месяца, следующего за месяцем вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», предусматривающего применение дополнительного коэффициента индексации цены КОМ на 2025 и 2026 годы, и по 31.12.2026 (включительно), ).  В целях определения авансовых требований участника оптового рынка *i* по договорам КОМ в отношении расчетных периодов, приходящихся на период с расчетного месяца *m* – месяца, следующего за месяцем вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», предусматривающего применение дополнительного коэффициента индексации цены КОМ на 2025 и 2026 годы, и по 31.12.2026 (включительно),  определяется в соответствии с формулой: .  При этом в целях определения авансовых требований в отношении расчетных периодов, приходящихся на период с расчетного месяца *m* – месяца, следующего за месяцем вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», предусматривающего применение дополнительного коэффициента индексации цены КОМ на 2025 и 2026 годы, и по 31.12.2026 (включительно), в отношении ГТП генерации *p*, отнесенной к атомным станциям, расположенным в первой ценовой зоне (*z* = 1),  определяется в соответствии с формулой:.  – цена мощности, определенная по итогам КОМ на год *Х* в ценовой зоне *z* на основе Реестра результатов КОМ для осуществления расчетов на оптовом рынке в соответствии с *Регламентом проведения конкурентных отборов мощности* (Приложение № 19.3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – коэффициент индексации, определяемый в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента в целях расчета авансовых обязательств/требований за месяц *m* (в отношении расчетного месяца *m* = январь коэффициент индексации  определяется равным , где  – коэффициент индексации, определенный в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента, для года *X*–1, где *X* – год, которому принадлежит расчетный период *m*);  – сезонный коэффициент, отражающий распределение нагрузки потребления по месяцам в течение календарного года, определяемый в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента (в отношении расчетного месяца *m* = январь применяется = 1);  … |
| **13.1.4.1** | **…**  – предельный объем мощности объекта генерации *p*, определенный СО в отношении расчетного периода *m*, в результате аттестации генерирующего оборудования и переданный СО в КО в Реестре предельных объемов поставки мощности в соответствии с *Регламентом определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке (*Приложение № 13.2к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  ,  где  – коэффициент индексации, определяемый по формуле:  ,  ;  *Х* *–* год, в котором осуществляется поставка мощности;  *Y –* год, в котором проводился конкурентный отбор мощности на год *Х*;  – индекс потребительских цен для декабря года *Х-i* в процентах к декабрю года *Х-i-*1, определяемый и публикуемый федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по формированию официальной статистической информации.  Величина  определяется в году *Х-i+*1 для декабря года *Х-i* к декабрю года *Х-i-*1 в соответствии с порядком определения фактического значения индекса потребительских цен, предусмотренным *Регламентом определения параметров, необходимых для расчета цены по договорам о предоставлении мощности* (Приложение № 19.6 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  определяется с точностью до 4 знаков после запятой.  В отношении *X*, для которого выполняется условие: *Y = X*-1,  = 1.  – цена мощности, определенная по итогам КОМ на год *Х* в ценовой зоне *z* на основе Реестра результатов КОМ для осуществления расчетов на оптовом рынке в соответствии с *Регламентом проведения конкурентных отборов мощности* (Приложение № 19.3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  В отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* – производителя электрической энергии (мощности), в отношении которого Правительством Российской Федерации принято решение о применении надбавки к цене на мощность в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с помощью генерирующим объектов, включенных в перечень генерирующих объектов тепловых электростанций, подлежащих модернизации (реконструкции) или строительству на отдельных территориях ценовых зон оптового рынка, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, на которых Правительством Российской Федерации устанавливаются особенности функционирования оптового и розничного рынков, утвержденный Правительством Российской Федерации (далее – перечень генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ), и не принято решений о применении иных надбавок, определяется по формуле:  при этом величина надбавки определяется в соответствии с формулой:  где – размер средств, учитываемый в отношении участника оптового рынка *i* – производителя электрической энергии (мощности), в отношении которого Правительством Российской Федерации принято решение о применении надбавки к цене на мощность в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с помощью генерирующим объектов, включенных в перечень генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ, определяемый по формуле:  где ;  – размер средств, учитываемый в отношении участника оптового рынка *i* – производителя электрической энергии (мощности), в отношении которого Правительством Российской Федерации принято решение о применении надбавки к цене на мощность в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с помощью генерирующим объектов, включенных в перечень генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ, и определяемый в соответствии с пунктом 31.1.5.1 настоящего Регламента;  – сумма объемов фактического пикового потребления покупателей в соответствующей ценовой зоне оптового рынка *z*, за исключением покупателей на входящей в состав ДФО отдельной территории ценовых зон, ранее относившейся к НЦЗ, в месяце *m*, уменьшенных на объемы пикового потребления электрической энергии, обеспечиваемые покупкой мощности по регулируемым договорам, определяемая в соответствии с настоящим пунктом.  В случае если =0, а также если величина не определена, то .  При расчете величины округление производится методом математического округления с точностью до 11 знаков после запятой с учетом возможности средств отображения (Microsoft Excel).  В отношении ГТП генерации *p*, отнесенной к атомным станциям, расположенным в первой ценовой зоне (*z* = 1), определяется по формуле:  – составляющая цены на мощность атомных электростанций, с использованием которых осуществляется продажа мощности по итогам КОМ (соответствующих им ГТП генерации *p*), для периода, соответствующего месяцу поставки мощности *m*, определенная решением федерального органа исполнительной власти в сфере государственного регулирования тарифов или Правительства Российской Федерации о размере денежных средств, необходимых для обеспечения безопасной эксплуатации атомных станций и компенсации затрат.  В отсутствие по состоянию на последний день месяца *m* вступившего в силу решения федерального органа исполнительной власти в сфере государственного регулирования тарифов или Правительства Российской Федерации о размере денежных средств, необходимых для обеспечения безопасной эксплуатации атомных станций и компенсации затрат, содержащего значение составляющей , величина .  В отношении ГТП генерации *p,* расположенной в первой ценовой зоне оптового рынка (*z* = 1), участника оптового рынка *i*, в отношении которого по решению Правительства Российской Федерации на основании предложения федерального органа исполнительной власти, осуществляющего функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса, согласованного с федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов, предусматривается частичная компенсация стоимости мощности и (или) электрической энергии генерирующего оборудования, расположенного на территории субъекта Российской Федерации, не имеющего административных границ с другими субъектами Российской Федерации и не относящегося к территориям островов, – Калининградской области (далее – территория Калининградской области),  определяется по формуле:  ,  величина надбавки  определяется в соответствии с формулой:  ,  где  – сумма произведений регулируемой цены (тарифа) на мощность, установленной для генерирующего оборудования, расположенного на территории Калининградской области, коэффициента сезонности, применяемого в месяце, в котором осуществляется поставка, величины, равной разности единицы и коэффициента снижения, и минимального значения из двух величин – предельного объема поставки мощности генерирующего оборудования, расположенного на территории Калининградской области, и его установленной мощности, определенной на основании прогнозного баланса на соответствующий период регулирования, уменьшенного на объем недопоставки мощности, определяемая в соответствии с п. 15.6.5 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  В случае если , то .  При расчете величины  округление производится методом математического округления с точностью до 11 знаков после запятой с учетом возможности средств отображения (Microsoft Excel).  В отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, являющегося в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации субъектом оптового рынка – производителем электрической энергии (мощности), к цене на мощность которого применяется надбавка в целях достижения на территориях Дальневосточного федерального округа планируемых на следующий период регулирования базовых уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность),  определяется по формуле:  ,  при этом если указанный участник оптового рынка *i* также является производителем электрической энергии (мощности), в отношении которого Правительством Российской Федерации принято решение о применении надбавки к цене на мощность в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с помощью генерирующих объектов, включенных в перечень генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ, то  определяется по формуле:  .  **…** | **…**  – предельный объем мощности объекта генерации *p*, определенный СО в отношении расчетного периода *m*, в результате аттестации генерирующего оборудования и переданный СО в КО в Реестре предельных объемов поставки мощности в соответствии с *Регламентом определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке (*Приложение № 13.2к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  ,  где  – коэффициент индексации, определяемый по формуле:  ,  ;  *Х* *–* год, в котором осуществляется поставка мощности;  *Y –* год, в котором проводился конкурентный отбор мощности на год *Х*;  – индекс потребительских цен для декабря года *Х-i* в процентах к декабрю года *Х-i-*1, определяемый и публикуемый федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по формированию официальной статистической информации.  Величина  определяется в году *Х-i+*1 для декабря года *Х-i* к декабрю года *Х-i-*1 в соответствии с порядком определения фактического значения индекса потребительских цен, предусмотренным *Регламентом определения параметров, необходимых для расчета цены по договорам о предоставлении мощности* (Приложение № 19.6 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  определяется с точностью до 4 знаков после запятой.  В отношении *X*, для которого выполняется условие: *Y = X*-1,  = 1.  *t* – период начиная с 1-го числа месяца, следующего за месяцем вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», предусматривающего применение дополнительного коэффициента индексации цены КОМ на 2025 и 2026 годы, и по 31.12.2026 (включительно);  – цена мощности, определенная по итогам КОМ на год *Х* в ценовой зоне *z* на основе Реестра результатов КОМ для осуществления расчетов на оптовом рынке в соответствии с *Регламентом проведения конкурентных отборов мощности* (Приложение № 19.3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  В отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i* – производителя электрической энергии (мощности), в отношении которого Правительством Российской Федерации принято решение о применении надбавки к цене на мощность в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с помощью генерирующим объектов, включенных в перечень генерирующих объектов тепловых электростанций, подлежащих модернизации (реконструкции) или строительству на отдельных территориях ценовых зон оптового рынка, ранее относившихся к неценовым зонам оптового рынка, на которых Правительством Российской Федерации устанавливаются особенности функционирования оптового и розничного рынков, утвержденный Правительством Российской Федерации (далее – перечень генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ), и не принято решений о применении иных надбавок, определяется по формуле:  при этом величина надбавки определяется в соответствии с формулой:  где – размер средств, учитываемый в отношении участника оптового рынка *i* – производителя электрической энергии (мощности), в отношении которого Правительством Российской Федерации принято решение о применении надбавки к цене на мощность в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с помощью генерирующим объектов, включенных в перечень генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ, определяемый по формуле:  где ;  – размер средств, учитываемый в отношении участника оптового рынка *i* – производителя электрической энергии (мощности), в отношении которого Правительством Российской Федерации принято решение о применении надбавки к цене на мощность в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с помощью генерирующим объектов, включенных в перечень генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ, и определяемый в соответствии с пунктом 31.1.5.1 настоящего Регламента;  – сумма объемов фактического пикового потребления покупателей в соответствующей ценовой зоне оптового рынка *z*, за исключением покупателей на входящей в состав ДФО отдельной территории ценовых зон, ранее относившейся к НЦЗ, в месяце *m*, уменьшенных на объемы пикового потребления электрической энергии, обеспечиваемые покупкой мощности по регулируемым договорам, определяемая в соответствии с настоящим пунктом.  В случае если =0, а также если величина не определена, то .  При расчете величины округление производится методом математического округления с точностью до 11 знаков после запятой с учетом возможности средств отображения (Microsoft Excel).  В отношении ГТП генерации *p*, отнесенной к атомным станциям, расположенным в первой ценовой зоне (*z* = 1), определяется по формуле:  – составляющая цены на мощность атомных электростанций, с использованием которых осуществляется продажа мощности по итогам КОМ (соответствующих им ГТП генерации *p*), для периода, соответствующего месяцу поставки мощности *m*, определенная решением федерального органа исполнительной власти в сфере государственного регулирования тарифов или Правительства Российской Федерации о размере денежных средств, необходимых для обеспечения безопасной эксплуатации атомных станций и компенсации затрат.  В отсутствие по состоянию на последний день месяца *m* вступившего в силу решения федерального органа исполнительной власти в сфере государственного регулирования тарифов или Правительства Российской Федерации о размере денежных средств, необходимых для обеспечения безопасной эксплуатации атомных станций и компенсации затрат, содержащего значение составляющей , величина .  В отношении ГТП генерации *p,* расположенной в первой ценовой зоне оптового рынка (*z* = 1), участника оптового рынка *i*, в отношении которого по решению Правительства Российской Федерации на основании предложения федерального органа исполнительной власти, осуществляющего функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса, согласованного с федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов, предусматривается частичная компенсация стоимости мощности и (или) электрической энергии генерирующего оборудования, расположенного на территории субъекта Российской Федерации, не имеющего административных границ с другими субъектами Российской Федерации и не относящегося к территориям островов, – Калининградской области (далее – территория Калининградской области),  определяется по формуле:  ,  величина надбавки  определяется в соответствии с формулой:  ,  где  – сумма произведений регулируемой цены (тарифа) на мощность, установленной для генерирующего оборудования, расположенного на территории Калининградской области, коэффициента сезонности, применяемого в месяце, в котором осуществляется поставка, величины, равной разности единицы и коэффициента снижения, и минимального значения из двух величин – предельного объема поставки мощности генерирующего оборудования, расположенного на территории Калининградской области, и его установленной мощности, определенной на основании прогнозного баланса на соответствующий период регулирования, уменьшенного на объем недопоставки мощности, определяемая в соответствии с п. 15.6.5 *Регламента функционирования участников оптового рынка на территории неценовых зон* (Приложение № 14 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  В случае если , то .  При расчете величины  округление производится методом математического округления с точностью до 11 знаков после запятой с учетом возможности средств отображения (Microsoft Excel).  В отношении ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, являющегося в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации субъектом оптового рынка – производителем электрической энергии (мощности), к цене на мощность которого применяется надбавка в целях достижения на территориях Дальневосточного федерального округа планируемых на следующий период регулирования базовых уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность),  определяется по формуле:  ,  при этом если указанный участник оптового рынка *i* также является производителем электрической энергии (мощности), в отношении которого Правительством Российской Федерации принято решение о применении надбавки к цене на мощность в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с помощью генерирующих объектов, включенных в перечень генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ, то  определяется по формуле:  .  **…** |
| **13.1.4.2** | **а)** **Предварительная стоимость мощности, потребляемой в месяце *m* участником оптового рынка *j*** в отношении ГТП потребления (экспорта) *q* ценовой зоны *z* по договорам КОМ и договорам КОМ НГО, рассчитывается по формуле:  ,  где , если величина поставки мощности между ценовыми зонами по результатам КОМ в отношении расчетного месяца *m* , определенная в соответствии с п. 3.7 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), равна нулю, а также для расчетного периода *m*, относящегося к 2016 году.  …  – сезонный коэффициент, отражающий распределение нагрузки потребления по месяцам в течение календарного года, определяемый с точностью до 11 знаков после запятой в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента;  ,  – цена мощности, определенная по итогам КОМ на год *X* в ценовой зоне *z* на основе Реестра результатов КОМ для осуществления расчетов на оптовом рынке в соответствии с *Регламентом проведения конкурентных отборов мощности* (Приложение № 19.3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – коэффициент индексации, определяемый в соответствии с п. 13.1.4.1 настоящего Регламента.  **…**  **б)** **В случае если в месяце *m* фактически поставленный объем мощности в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *j* меньше объема мощности, поставляемого участником оптового рынка *j* в ГТП генерации *p* на оптовый рынок по регулируемым договорам,** то стоимость покупки мощности участником оптового рынка *j* в ГТП генерации *p* КОМ и договорам КОМ НГО в месяце *m* определяется в соответствии с приведенными ниже формулами.  В отношении ГТП генерации  :  1) если ГТП генерации является:  – ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, являющегося в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации субъектом оптового рынка – производителем электрической энергии (мощности), к цене на мощность которого применяется надбавка в целях достижения на территориях Дальневосточного федерального округа планируемых на следующий период регулирования базовых уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), или  – ГТП генерации *p,* расположенной в первой ценовой зоне оптового рынка (*z* = 1), участника оптового рынка *i*, в отношении которого по решению Правительства Российской Федерации на основании предложения федерального органа исполнительной власти, осуществляющего функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса, согласованного с федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов, предусматривается частичная компенсация стоимости мощности и (или) электрической энергии генерирующего оборудования, расположенного на территории субъекта Российской Федерации, не имеющего административных границ с другими субъектами Российской Федерации и не относящегося к территориям островов, – Калининградской области, или  – ГТП генерации *p*, расположенной в первой или второй ценовой зоне оптового рынка, участника оптового рынка *i*, являющегося в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации субъектом оптового рынка – производителем электрической энергии (мощности) к цене на мощность которого применяется надбавка в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с использованием генерирующих объектов, включенных в перечень генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ, или  – ГТП генерации *p*, отнесенной к атомным станциям, расположенным в первой ценовой зоне (*z* = 1), или  – ГТП генерации (где  – множество ГТП генерации генерирующих объектов, указанных в Перечне генерирующих объектов, подлежащих строительству на территориях Республики Крым и г. Севастополя), –  ;  2) для остальных ГТП генерации:  …  – цена мощности, определенная по итогам КОМ на год *Х* в ценовой зоне *z* на основе Реестра результатов КОМ для осуществления расчетов на оптовом рынке в соответствии с *Регламентом проведения конкурентных отборов мощности* (Приложение № 19.3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – коэффициент индексации, определяемый в соответствии с п. 13.1.4.1 настоящего Регламента;  – множество регулируемых договоров пакета *k* регулируемых договоров с одинаковой ценой (тарифом) на мощность по регулируемым договорам, равной , заключенных поставщиком *j* по ГТП генерации *p*;  *N* – количество множеств;  … | **а)** **Предварительная стоимость мощности, потребляемой в месяце *m* участником оптового рынка *j*** в отношении ГТП потребления (экспорта) *q* ценовой зоны *z* по договорам КОМ и договорам КОМ НГО, рассчитывается по формуле:  ,  где , если величина поставки мощности между ценовыми зонами по результатам КОМ в отношении расчетного месяца *m* , определенная в соответствии с п. 3.7 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*), равна нулю, а также для расчетного периода *m*, относящегося к 2016 году.  …  – сезонный коэффициент, отражающий распределение нагрузки потребления по месяцам в течение календарного года, определяемый с точностью до 11 знаков после запятой в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента;  ,  – цена мощности, определенная по итогам КОМ на год *X* в ценовой зоне *z* на основе Реестра результатов КОМ для осуществления расчетов на оптовом рынке в соответствии с *Регламентом проведения конкурентных отборов мощности* (Приложение № 19.3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – коэффициент индексации, определяемый в соответствии с п. 13.1.4.1 настоящего Регламента;  – коэффициент, определенный в соответствии с п. 13.1.4.1 настоящего Регламента.  **…**  **б)** **В случае если в месяце *m* фактически поставленный объем мощности в ГТП генерации *p* участника оптового рынка *j* меньше объема мощности, поставляемого участником оптового рынка *j* в ГТП генерации *p* на оптовый рынок по регулируемым договорам,** то стоимость покупки мощности участником оптового рынка *j* в ГТП генерации *p* КОМ и договорам КОМ НГО в месяце *m* определяется в соответствии с приведенными ниже формулами.  В отношении ГТП генерации  :  1) если ГТП генерации является:  – ГТП генерации *p* участника оптового рынка *i*, являющегося в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации субъектом оптового рынка – производителем электрической энергии (мощности), к цене на мощность которого применяется надбавка в целях достижения на территориях Дальневосточного федерального округа планируемых на следующий период регулирования базовых уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), или  – ГТП генерации *p,* расположенной в первой ценовой зоне оптового рынка (*z* = 1), участника оптового рынка *i*, в отношении которого по решению Правительства Российской Федерации на основании предложения федерального органа исполнительной власти, осуществляющего функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса, согласованного с федеральным органом исполнительной власти в области регулирования тарифов, предусматривается частичная компенсация стоимости мощности и (или) электрической энергии генерирующего оборудования, расположенного на территории субъекта Российской Федерации, не имеющего административных границ с другими субъектами Российской Федерации и не относящегося к территориям островов, – Калининградской области, или  – ГТП генерации *p*, расположенной в первой или второй ценовой зоне оптового рынка, участника оптового рынка *i*, являющегося в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации субъектом оптового рынка – производителем электрической энергии (мощности) к цене на мощность которого применяется надбавка в целях частичной компенсации стоимости мощности, поставленной с использованием генерирующих объектов, включенных в перечень генерирующих объектов на территориях, ранее относившихся к НЦЗ, или  – ГТП генерации *p*, отнесенной к атомным станциям, расположенным в первой ценовой зоне (*z* = 1), или  – ГТП генерации (где  – множество ГТП генерации генерирующих объектов, указанных в Перечне генерирующих объектов, подлежащих строительству на территориях Республики Крым и г. Севастополя), –  ;  2) для остальных ГТП генерации:  …  – цена мощности, определенная по итогам КОМ на год *Х* в ценовой зоне *z* на основе Реестра результатов КОМ для осуществления расчетов на оптовом рынке в соответствии с *Регламентом проведения конкурентных отборов мощности* (Приложение № 19.3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – коэффициент индексации, определяемый в соответствии с п. 13.1.4.1 настоящего Регламента;  – коэффициент, определенный в соответствии с п. 13.1.4.1 настоящего Регламента;  – множество регулируемых договоров пакета *k* регулируемых договоров с одинаковой ценой (тарифом) на мощность по регулируемым договорам, равной , заключенных поставщиком *j* по ГТП генерации *p*;  *N* – количество множеств;  … |
| **13.2.3** | **…**  **б) Расчет величины денежной суммы, обусловленной отказом поставщика от исполнения обязательств по договору КОМ**  Размер денежной суммы, обусловленной отказом поставщика – участника оптового рынка *i* начиная с расчетного месяца *m*+1 от исполнения обязательств по поставке мощности ГТП генерации *p* по договорам КОМ, заключенным в целях поставки мощности в году *X*, приходящийся на ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j*, определяется для расчетного месяца *m* в соответствии с формулой (с точностью до копеек с учетом правил математического округления):  ,  где  – объем мощности, используемый для расчета денежной суммы, обусловленной отказом поставщика – участника оптового рынка *i* от исполнения обязательств по договору КОМ *D*, заключенному в целях поставки мощности в году *X* в отношении ГТП генерации *p*, приходящийся на ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j*, определяемый в соответствии с формулой:  …  Цена мощности определяется в отношении года *Х* в ценовой зоне *z*, в которой расположена ГТП генерации *p*, в соответствии с формулой:  для  ,  где  – коэффициент индексации, определяемый по формуле: ;  где ;  *T* *–* год, которому принадлежит месяц *m*;  *Y –* год, в котором проводился конкурентный отбор мощности на год *Х*;  – индекс потребительских цен для декабря года *T-i* в процентах к декабрю года *T-i-*1, определяемый и публикуемый федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по формированию официальной статистической информации.  Величина  определяется в году *T-i+*1 для декабря года *T-i* к декабрю года *T-i-*1 в соответствии с порядком определения фактического значения индекса потребительских цен, предусмотренным *Регламентом определения параметров, необходимых для расчета цены по договорам о предоставлении мощности* (Приложение № 19.6 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  … | **…**  **б) Расчет величины денежной суммы, обусловленной отказом поставщика от исполнения обязательств по договору КОМ**  Размер денежной суммы, обусловленной отказом поставщика – участника оптового рынка *i* начиная с расчетного месяца *m*+1 от исполнения обязательств по поставке мощности ГТП генерации *p* по договорам КОМ, заключенным в целях поставки мощности в году *X*, приходящийся на ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j*, определяется для расчетного месяца *m* в соответствии с формулой (с точностью до копеек с учетом правил математического округления):  ,  где  – объем мощности, используемый для расчета денежной суммы, обусловленной отказом поставщика – участника оптового рынка *i* от исполнения обязательств по договору КОМ *D*, заключенному в целях поставки мощности в году *X* в отношении ГТП генерации *p*, приходящийся на ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j*, определяемый в соответствии с формулой:  …  Цена мощности определяется в отношении года *Х* в ценовой зоне *z*, в которой расположена ГТП генерации *p*, в соответствии с формулой:  для  ,  где  *t* – период начиная с 1-го числа месяца, следующего за месяцем вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», предусматривающего применение дополнительного коэффициента индексации цены КОМ на 2025 и 2026 годы, и по 31.12.2026 (включительно);  – коэффициент индексации, определяемый по формуле: ;  где ;  *T* *–* год, которому принадлежит месяц *m*;  *Y –* год, в котором проводился конкурентный отбор мощности на год *Х*;  – индекс потребительских цен для декабря года *T-i* в процентах к декабрю года *T-i-*1, определяемый и публикуемый федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по формированию официальной статистической информации.  Величина  определяется в году *T-i+*1 для декабря года *T-i* к декабрю года *T-i-*1 в соответствии с порядком определения фактического значения индекса потребительских цен, предусмотренным *Регламентом определения параметров, необходимых для расчета цены по договорам о предоставлении мощности* (Приложение № 19.6 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).  … |
| **30.1.4.1** | **Расчет предварительных авансовых обязательств/требований участников оптового рынка и ФСК по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам**  а) Величина предварительных авансовых обязательств в отношении ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* в месяце *m* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам рассчитывается следующим образом:  .  Величина предварительных авансовых обязательств ФСК в месяце *m* по территории субъекта Российской Федерации *f* (в случае если два и более субъекта Российской Федерации отнесены к одному энергорайону, то в рамках 30 раздела настоящего Регламента в качестве *f* используется указанный энергорайон) по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам рассчитывается по формуле:  ,  где – объем мощности, используемый для расчета авансовых обязательств в отношении ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z* (для *z* = вторая ценовая зона , где *sz =* 3) по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, определенный в соответствии с п. 8.10 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – объем мощности, используемый для расчета авансовых обязательств ФСК в расчетном месяце *m* по территории субъекта Российской Федерации *f*, отнесенного к ценовой зоне *z* (для *z* = вторая ценовая зона *,* где *sz =* 3) по договору купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, определенный в соответствии с п. 8.10 *Регламента* *определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – цена мощности, определяемая в соответствии с пунктом 13.1.4.2 настоящего Регламента. При этом в году поставки *Х*, в отношении которого конкурентный отбор мощности проводился в году *Х*–1, для расчета авансовых обязательств/требований = 1. При расчете в соответствии с пунктом 13.1.4.2 настоящего Регламента в целях расчета авансовых обязательств/требований в отношении расчетного месяца *m* = январь коэффициент индексации определяется равным , где – коэффициент индексации, определенный в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента, для года *X*–1, где *X* – год, которому принадлежит расчетный период *m*;  – сезонный коэффициент, отражающий распределение нагрузки потребления по месяцам в течение календарного года, определяемый в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента (в отношении расчетного месяца *m* = январь применяется = 1). **…** | **Расчет предварительных авансовых обязательств/требований участников оптового рынка и ФСК по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам**  а) Величина предварительных авансовых обязательств в отношении ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* в месяце *m* по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам рассчитывается следующим образом:  .  Величина предварительных авансовых обязательств ФСК в месяце *m* по территории субъекта Российской Федерации *f* (в случае если два и более субъекта Российской Федерации отнесены к одному энергорайону, то в рамках 30 раздела настоящего Регламента в качестве *f* используется указанный энергорайон) по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам рассчитывается по формуле:  ,  где – объем мощности, используемый для расчета авансовых обязательств в отношении ГТП потребления (экспорта) *q* участника оптового рынка *j* в расчетном месяце *m* в ценовой зоне *z* (для *z* = вторая ценовая зона , где *sz =* 3) по договорам купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, определенный в соответствии с п. 8.10 *Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – объем мощности, используемый для расчета авансовых обязательств ФСК в расчетном месяце *m* по территории субъекта Российской Федерации *f*, отнесенного к ценовой зоне *z* (для *z* = вторая ценовая зона *,* где *sz =* 3) по договору купли-продажи мощности по нерегулируемым ценам, определенный в соответствии с п. 8.10 *Регламента* *определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* (Приложение № 13.2 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – цена мощности, определяемая в соответствии с пунктом 13.1.4.2 настоящего Регламента. При этом в году поставки *Х*, в отношении которого конкурентный отбор мощности проводился в году *Х*–1, для расчета авансовых обязательств/требований = 1. При расчете в соответствии с пунктом 13.1.4.2 настоящего Регламента в целях расчета авансовых обязательств/требований в отношении расчетного месяца *m* = январь коэффициент индексации определяется равным , где – коэффициент индексации, определенный в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента, для года *X*–1, где *X* – год, которому принадлежит расчетный период *m*. При этом в отношении расчетных периодов, приходящихся на период с расчетного месяца *m* – месяца, следующего за месяцем вступления в силу постановления Правительства Российской Федерации «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации», предусматривающего применение дополнительного коэффициента индексации цены КОМ на 2025 и 2026 годы, и по 31.12.2026 (включительно),  определяется в соответствии с формулой: ;  – цена мощности, определенная по итогам КОМ на год *X* в ценовой зоне *z* на основе реестра результатов КОМ для осуществления расчетов на оптовом рынке в соответствии с *Регламентом проведения конкурентных отборов мощности* (Приложение № 19.3 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);  – коэффициент индексации, определяемый в соответствии с п. 13.1.4.1 настоящего Регламента;  – сезонный коэффициент, отражающий распределение нагрузки потребления по месяцам в течение календарного года, определяемый в соответствии с пунктом 13.1.4.1 настоящего Регламента (в отношении расчетного месяца *m* = январь применяется = 1). **…** |