



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

УТВЕРЖДЕНО

Первым заместителем
Председателя
Правления АО «СО ЕЭС»

С.А. Павлушко

«02» апреля 2026 г.

ПОРЯДОК

**установления соответствия генерирующего оборудования
участников оптового рынка техническим требованиям**

Введено в действие с:	01.04.2026
Листов:	140

Москва 2026

СОДЕРЖАНИЕ

1. Область применения	5
2. Порядок контроля и критерии оценки участия электростанций в общем первичном регулировании частоты электрического тока	6
3. Порядок контроля и критерии оценки участия электростанций в предоставлении диапазона регулирования реактивной мощности.....	8
4. Порядок контроля и критерии оценки участия ГЭС во вторичном регулировании.....	9
5. Критерии и порядок оценки способности к выработке электроэнергии	9
5.1. Определение установленной мощности, технического минимума и предельного объема поставки.....	9
5.2. Определение располагаемой мощности, регистрация фактических ограничений и планового технологического минимума	11
5.2.1. Определение располагаемой мощности на территориях ценовых зон	11
5.2.2. Регистрация фактических ограничений на территориях ценовых зон оптового рынка	12
5.2.3. Определение базовых ограничений установленной мощности.....	17
5.2.4. Определение снижений мощности, связанных с наличием фактических ограничений.....	19
5.2.5. Определение располагаемой мощности на территориях неценовых зон оптового рынка	21
5.2.6. Определение планового технологического минимума	21
5.3. Определение плановой максимальной и плановой минимальной мощности включенного генерирующего оборудования.....	22
5.3.1. Определение плановой максимальной мощности.....	22
5.3.2. Порядок определения итоговых согласованных плановых ремонтных снижений мощности.....	32
5.3.2.1. Длительные ремонты в течение года.....	32
5.3.2.2. Плановые ремонты ЕГО, в отношении которых заключены договоры поставки мощности модернизированных генерирующих объектов	33
5.3.2.3. Превышение плановых ремонтных снижений относительно годового графика ремонтов	34
5.4. Определение максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, и минимальной мощности включенного генерирующего оборудования	36
5.4.1. Определение максимальной мощности, готовой к несению нагрузки.....	36
5.4.2. Определение минимальной мощности включенного генерирующего оборудования.....	44

5.4.3. Порядок определения итогового изменения максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, и минимальной мощности включенного генерирующего оборудования	51
5.5. Порядок определения снижений мощности, связанных с подачей ценовых заявок для участия в конкурентном отборе на сутки вперед	52
5.6. Определение фактической максимальной мощности и фактической минимальной мощности включенного генерирующего оборудования	52
5.6.1. Порядок определения соответствия фактического эксплуатационного состояния (состава) оборудования заданному	58
5.6.2. Порядок определения соответствия фактических параметров включенного оборудования заданным	63
5.6.2.1. Порядок регистрации снижений максимальной мощности	64
5.6.2.2. Порядок регистрации увеличений минимальной мощности	71
5.6.2.3. Порядок регистрации снижений максимальной мощности при неоднократном ОЗР	74
5.7. Порядок определения снижений мощности в час фактической поставки	78
5.8. Порядок регистрации факта «неисполнение команды диспетчера» ..	80
5.9. Порядок определения соблюдения нормативного времени включения в сеть генерирующего оборудования	82
5.10. Порядок определения скорости изменения нагрузки генерирующего оборудования при неоднократном участии в суточном регулировании ..	87
5.11. Порядок учета ограничений (снижений) мощности энергоблоков ПГУ и ГТУ, зависящих от температуры наружного воздуха	88
6. Порядок определения выполнения технических требований к системе связи, обеспечивающей обмен данными с СО	91
7. Особенности определения способности оборудования генерирующих объектов ДПМ ВИЭ (солнце/ветер), заключенным по результатам ОПВ, проведенных до 1 января 2021 года	92
7.1. Порядок определения выполнения требования о соблюдении совокупного срока ремонтов на данный год	92
7.2. Порядок определения готовности к отключению генерирующего оборудования по команде СО	93
8. Особенности определения готовности генерирующего оборудования	94
8.1. Порядок определения готовности генерирующего оборудования во время набора/сброса нагрузки в соответствии с заданным СО УДГ, в том числе, в периоды ввода (вывода) из ремонта (в ремонт)	94
8.2. Порядок определения готовности генерирующего оборудования при включении генерирующего оборудования в целях проверки наличия фактических резервов мощности	98
8.3. Порядок определения готовности генерирующего оборудования при проведении испытаний	99
8.3.1. Проведение плановых специальных испытаний на включенном оборудовании	99

8.3.2. Проведение испытаний генерирующего оборудования в период его ремонта	102
8.4. Порядок определения готовности генерирующего оборудования в период проведения ремонтов электросетевого оборудования	104
8.4.1. Порядок определения готовности генерирующего оборудования, находящегося в вынужденном простое	104
8.4.2. Порядок определения готовности генерирующего оборудования, находящегося в холодном резерве	105
8.5. Порядок определения готовности ежедневно включаемого мобильного генерирующего оборудования	105
8.6. Порядок определения фактических усредненных значений параметров по данным СОТИАССО	106
8.7. Особенности учета экономии ресурса газовых турбин.....	107
9. Порядок определения фактически поставленных на оптовый рынок объемов мощности	108
Список сокращений и обозначений	109
Список регламентирующих документов.....	110
Приложение 1	113
Приложение 2	114
Приложение 3	133
Приложение 4	137
Приложение 5	143
Приложение 6	144
Приложение 7	147
Приложение 8	149
Приложение 9	150
Приложение 10	152

1. Область применения

Настоящий Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям (далее *Порядок установления соответствия*) разработан и утвержден АО «СО ЕЭС» (далее СО) в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности, утвержденными Постановлением Правительства РФ от 27.12.2010 № 1172 (далее – Правила оптового рынка) [1], и иными постановлениями и распоряжениями Правительства РФ, устанавливающим обязательные технические требования к генерирующему оборудованию.

Порядок установления соответствия определяет порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка электроэнергии и мощности (далее оптового рынка) утвержденным СО Техническим требованиям к генерирующему оборудованию участников оптового рынка (далее *Технические требования*) [4] в части:

- требований, определяющих готовность генерирующего оборудования участников оптового рынка к выработке электрической энергии;
- требований к генерирующему оборудованию, предусмотренных договорами обязательной поставки;
- требований к генерирующему оборудованию, расположенному на генерирующих объектах, строительство которых осуществлено в соответствии с решением Правительства РФ.

Оценка соответствия генерирующего оборудования обязательным требованиям осуществляется:

- по критериям и в порядке, предусмотренном регламентами оптового рынка и (или) настоящим *Порядком установления соответствия*;
- по результатам тестирования, в соответствии с Приложением 2 к настоящему *Порядку установления соответствия*;
- на основании информации (уведомлениям), предоставленной участниками оптового рынка в случаях, предусмотренных регламентами оптового рынка и *Техническими требованиями*.

Положения настоящего *Порядка установления соответствия* распространяются на всех участников оптового рынка, владеющих на праве собственности или ином законном основании генерирующим оборудованием, независимо от расположения на территориях, которые объединены в ценовые или неценовые зоны оптового рынка (далее ценовые или неценовые зоны), участвующих в отношениях по обращению генерирующей мощности в соответствии с Правилами оптового рынка (далее – поставщики мощности).

2. Порядок контроля и критерии оценки участия электростанций в общем первичном регулировании частоты электрического тока

В соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* [8.7] СО оценивает участие генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты (далее – ОПРЧ) на основании исходной информации о включенном генерирующем оборудовании, представленной участниками оптового рынка в соответствии с *Техническими требованиями*, и данных систем мониторинга о режиме работы электростанций и энергосистем.

По каждой единице генерирующего оборудования участника оптового рынка в соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* [8.7] регистрируется один из типов участия генерирующего оборудования в ОПРЧ:

1. «генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ»;
2. «генерирующее оборудование, не готовое к участию в ОПРЧ».

В отношении генерирующего оборудования тепловых электростанций с турбинами типа «Р» (в том числе «ПР», «ТР» и «ПТР»), введенного в эксплуатацию до 16.08.2018, в случаях, установленных *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* [8.7], регистрируется тип «генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ» и фиксируется участие в ОПРЧ, не соответствующее *Техническим требованиям*.

Для генерирующего оборудования, имеющего тип «генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ» СО в порядке, определенном *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* [8.7], устанавливает интегральный (за месяц) показатель участия генерирующего оборудования в ОПРЧ устанавливается по следующему правилу:

- «0» в следующих случаях:

а) при возникновении условий участия в ОПРЧ - в случаях неучастия (неудовлетворительного участия или участия не соответствующего Техническим требованиям) в ОПРЧ (за исключением неучастия генерирующего оборудования в ОПРЧ в период согласованного вывода генерирующего оборудования из ОПРЧ из-за проведения плановых ремонтных работ по диспетчерской заявке в объеме, не превышающем величины, определенной *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* [8.7]);

б) при отсутствии условий участия в ОПРЧ - в отношении генерирующего оборудования тепловых электростанций с турбинами типа «Р» (в том числе «ПР», «ТР» и «ПТР»), введенного в эксплуатацию до 16.08.2018, в отношении которого в порядке, установленном *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* [8.7], зарегистрирован тип «генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ» и зафиксировано участие в ОПРЧ, не соответствующее Техническим требованиям;

- «1» - в остальных случаях.

По окончании месяца СО по каждой j -й ГТП участников оптового рынка формирует и передает КО следующие данные:

- суммарное значение установленной мощности $N_{ПГ,m}^j$ генерирующего оборудования, имеющего тип «генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ», в отношении которого установлен интегральный показатель участия в ОПРЧ равный нулю;

- суммарное значение установленной мощности $N_{НГ,m}^j$ генерирующего оборудования, имеющего тип «генерирующее оборудование, не готовое к участию в ОПРЧ».

3. Порядок контроля и критерии оценки участия электростанций в предоставлении диапазона регулирования реактивной мощности

СО в порядке, определенном *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* [8.7], осуществляет ведение регистрационной информации о базовых границах диапазонов регулирования реактивной мощности генерирующего оборудования (максимально допустимой величины приема (при недопустимости приема – минимальной выдачи) и (или) максимально допустимой величины выдачи реактивной мощности)). Внесение изменений в регистрационную информацию о базовых и (или) актуальных границах диапазонов регулирования реактивной мощности генерирующего оборудования (максимально допустимой величины приема (при недопустимости приема – минимальной выдачи) и (или) максимально допустимой величины выдачи реактивной мощности)) осуществляется в соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* [8.7] на основании заявления, оформленного по форме Приложения 4 к настоящему Порядку.

СО оценивает предоставление диапазона регулирования реактивной мощности генерирующего оборудования участника оптового рынка в соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* [8.7] и по окончании каждого месяца по каждой j-й ГТП участников оптового рынка формирует и передает КО следующие показатели:

- $R_{дан,m}^j$ – показатель снижения диапазона регулирования реактивной мощности по j-й ГТП в отчетном месяце m;
- $R_{Q,m}^j$ – показатель фактического предоставления диапазона регулирования реактивной мощности по ГТП j в отчетном месяце m,

определяемый на основании сформированных СО данных об отданных командах на изменение режима работы генерирующего оборудования участника оптового рынка по реактивной мощности и фактах их исполнения.

4. Порядок контроля и критерии оценки участия ГЭС во вторичном регулировании

В соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* [8.7] СО оценивает участие генерирующего оборудования ГЭС во вторичном регулировании частоты электрического тока и перетоков активной электрической мощности (далее вторичное регулирование), как в автоматическом, так и в оперативном режимах, на основании исходной информации о генерирующем оборудовании, предоставляемой в соответствии с *Техническими требованиями* и данных систем мониторинга о режиме работы электростанций.

По итогам контроля участия ГЭС участника оптового рынка во вторичном регулировании СО по окончании каждого месяца по каждой j-й ГТП участников оптового рынка определяет:

1. показатель фактического участия каждой ГТП ГЭС, ГАЭС в неавтоматическом вторичном регулировании в расчетном месяце – $m(R_{BP,m}^j)$;
2. показатель фактического участия каждой ГТП ГЭС в АВРЧМ в расчетном месяце – $m(R_{ABP,m}^j)$.

5. Критерии и порядок оценки способности к выработке электроэнергии

5.1. Определение установленной мощности, технического минимума и предельного объема поставки

Определение величины установленной мощности генерирующего оборудования осуществляется СО на основе информации, представленной участниками оптового рынка в соответствии с *Регламентом аттестации*

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

генерирующего оборудования [8.9.], Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности [8.7.], Техническими требованиями и настоящим Порядком установления соответствия.

Определение величины установленной мощности по каждой ГТП j – $N_{уст}^j$ и в целом по электростанции s – $N_{уст}^s$, используемые для расчетов, осуществляется СО на основании данных об установленной мощности генерирующего оборудования, зарегистрированных СО в Реестре предельных объемов поставки мощности, в соответствии с Регламентом аттестации генерирующего оборудования [8.9.]. При этом:

$$N_{уст}^s = \sum_j N_{уст}^j \quad (19)$$

Определение величины предельного объема поставки мощности в месяце m по каждой ГТП j – $N_{по,m}^j$ и в целом по электростанции s – $N_{по,m}^s$, используемые для расчетов, осуществляется СО на основании данных о предельных объемах поставки мощности генерирующего оборудования, зарегистрированных СО в Реестре предельных объемов мощности, в соответствии с Регламентом аттестации генерирующего оборудования [8.9.]. При этом:

$$N_{по,m}^s = \sum_j N_{по,m}^j \quad (20)$$

Определение величины технического минимума блочного генерирующего оборудования – $N_{тех_мин}^{ГО}$ осуществляется СО на основе информации, представленной участниками оптового рынка в соответствии с Техническими требованиями, а при невыполнении Технических требований – по имеющимся в распоряжении СО данным.

Изменение показателей установленной мощности и предельного объема поставки мощности в течение года осуществляется СО только в порядке, определенном Регламентом аттестации генерирующего оборудования [8.9.].

5.2. Определение располагаемой мощности, регистрация фактических ограничений и планового технологического минимума

5.2.1. Определение располагаемой мощности на территориях ценовых зон

Для целей подтверждения способности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии СО в отношении каждого часа суток определяет величины располагаемой мощности ГТП генерации j и электростанции s в целом, актуальные для каждого часа h суток k месяца m $N_{\text{расп},h}^j$ и $N_{\text{расп},h}^s$. Для определения величины располагаемой мощности СО применяет ограничения установленной мощности по единицам генерирующего оборудования g , ГТП генерации j и электростанции s в целом, актуальные для каждого часа h суток k месяца m , $(N_{\text{огр},h}^g, N_{\text{огр},h}^j, N_{\text{огр},h}^s)$ и соответствующую среднемесячную величину ограничений $(N_{\text{огр},m}^g, N_{\text{огр},m}^j, N_{\text{огр},m}^s)$ с учетом технически возможного превышения над установленной (номинальной) мощностью, заявленные участниками оптового рынка в отношении генерирующего оборудования, расположенного на территориях, объединенных в ценовые зоны оптового рынка.

Значения ограничений установленной мощности по ГТП j ($N_{\text{огр},h}^j$) и электростанции s ($N_{\text{огр},h}^s$) в целом определяются равными суммарному значению ограничений установленной мощности, заявленных в отношении ЕГО g , входящих в состав ГТП j и электростанции s соответственно:

$$N_{\text{огр},h}^j = \sum_{g \in j} N_{\text{огр},h}^g ;$$

$$N_{\text{огр},h}^s = \sum_{g \in s} N_{\text{огр},h}^g .$$

На основании заявленных участниками ОРЭМ в соответствии с Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности [8.7.] и Техническими требованиями ограничений СО в отношении каждого часа h суток месяца m определяет величины

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

располагаемой мощности ГТП j $N_{расп,h}^j$ и электростанции s в целом $N_{расп,h}^s$:

$$N_{расп,h}^j = N_{уст}^j - N_{огр,h}^j, \quad (21)$$

где $N_{уст}^j$ - величина установленной мощности ГТП j , зарегистрированная в Реестре предельных объемов поставки мощности генерирующего оборудования в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [8.9.].

При этом показатель $N_{огр,h}^j$ может являться отрицательной величиной – фиксируется технически возможное превышение над установленной (номинальной) мощностью.

$$N_{расп,h}^s = \sum_j N_{расп,h}^j \quad (22)$$

5.2.2. Регистрация фактических ограничений на территориях ценовых зон оптового рынка

СО по окончании расчетного месяца m в соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* [8.7.] и *Техническими требованиями* определяет и регистрирует среднемесячную величину ограничений установленной мощности по каждой ЕГО g ($N_{огр,m}^g(CO)$), ГТП j ($N_{огр,m}^j(CO)$) и в целом по электростанции s ($N_{огр,m}^s(CO)$). Зарегистрированные ограничения принимаются в качестве базовых ограничений установленной мощности для соответствующих месяцев года (сезонных периодов) и учитываются в последующих периодах (месяцах) в порядке, указанном в п. 5.2.3 настоящего *Порядка установления соответствия*.

По окончании расчетного месяца СО в отношении ГТП генерации j , расположенных в ценовых зонах оптового рынка, осуществляет регистрацию ограничений $N_{огр,m}^g(CO)$, $N_{огр,m}^j(CO)$ и $N_{огр,m}^s(CO)$ в следующем порядке:

1. В отношении ЕГО g электростанции s (за исключением ГЭС, ГАЭС, малых водоточных ГЭС и электростанций, использующих отходы промышленного производства):

а) в случае если суммарная среднемесячная величина заявленных ограничений в отношении групп взаимосвязанных ЕГО g электростанции s в месяце m ($N_{\text{огр},m}^{\text{ВГО},s} = \sum_{g \in \text{ВГО}} N_{\text{огр},m}^g$, где ВГО – группа взаимосвязанных ЕГО электростанции s) больше или равна величине базовых ограничений установленной мощности в отношении соответствующей группы взаимосвязанных ЕГО на месяц m ($N_{\text{огр_баз},m}^{\text{ВГО},s} = \sum_{g \in \text{ВГО}} N_{\text{огр_баз},m}^g$), СО в отношении каждой такой ЕГО g в месяце m регистрирует величину заявленных участником ОРЭМ ограничений:

$$N_{\text{огр},m}^g(\text{СО}) = N_{\text{огр},m}^g; \quad (23)$$

б) в случае если среднемесячная величина заявленных ограничений в отношении ЕГО g , не входящей в группу взаимосвязанных ЕГО, в месяце m больше или равна величине базовых ограничений установленной мощности в отношении соответствующей ЕГО на месяц m , СО в отношении соответствующей ЕГО g в месяце m регистрирует величину заявленных участником ОРЭМ ограничений:

$$N_{\text{огр},m}^g(\text{СО}) = N_{\text{огр},m}^g; \quad (24)$$

в) в случае если суммарная среднемесячная величина заявленных ограничений в отношении группы взаимосвязанных ЕГО g электростанции s в месяце m ($N_{\text{огр},m}^{\text{ВГО},s} = \sum_{g \in \text{ВГО}} N_{\text{огр},m}^g$) меньше суммарной величины базовых ограничений в отношении соответствующей ЕГО на месяц m ($N_{\text{огр_баз},m}^{\text{ВГО},s} = \sum_{g \in \text{ВГО}} N_{\text{огр_баз},m}^g$) и подтвержден факт снижения суммарной величины ограничений установленной мощности таких ЕГО g в месяце m одним из следующих способов:

- в 24 и более часах h зафиксирована нагрузка, равная или превышающая величину заявленной до начала месяца располагаемой мощности;

$$\sum_{g \in \text{ВГО}} N_{\text{факт_инт},h}^g \geq \sum_{g \in \text{ВГО}} (N_{\text{уст},m}^g - N_{\text{огр},m}^g),$$

где $N_{уст, m}^g$ – установленная мощность ЕГО g в отчетном месяце m , зарегистрированная в Реестре фактических параметров генерирующего оборудования;

$N_{факт_инт, h}^g$ – мощность, соответствующая фактическому производству электроэнергии в часе h по ЕГО g электростанции s участника ОРЭМ по данным СОТИАССО, определяемому в соответствии с Порядком установления соответствия. Здесь и далее учету подлежат часовые значения, в отношении которых в соответствии с Порядком установления соответствия не был сформирован признак недостоверности данных СОТИАССО;

- имеются временные периоды длительностью 8 и более последовательных часов h , в которых зафиксирована нагрузка, равная или превышающая величину заявленной до начала месяца располагаемой мощности:

$$\sum_{g \in \text{ВГО}} N_{факт_инт, h}^g \geq \sum_{g \in \text{ВГО}} (N_{уст, m}^g - N_{огр, m}^g),$$

то СО в отношении каждой такой ЕГО g , входящей в группу взаимосвязанных ЕГО, в месяце m регистрирует величину ограничений установленной мощности в заявленном участником ОРЭМ объеме:

$$N_{огр, m}^g(\text{СО}) = N_{огр, m}^g \quad (25)$$

При отсутствии подтверждения факта снижения величины ограничений установленной мощности по группе взаимосвязанных ЕГО электростанции s в месяце m СО в отношении каждой такой ЕГО g , входящей в группу взаимосвязанных ЕГО, в месяце m регистрирует величину ограничений установленной мощности в объеме базовых ограничений установленной мощности в месяце m :

$$N_{огр, m}^g(\text{СО}) = N_{огр_баз, m}^g \quad (26)$$

- г) в случае если среднемесячная величина заявленных ограничений установленной мощности в отношении ЕГО g , не входящих в

группы взаимосвязанных ЕГО, электростанции s , в месяце m ($N_{огр,m}^g$) меньше соответствующей величины базовых ограничений на месяц m ($N_{огр,баз,m}^g$) и подтвержден факт снижения величины ограничений установленной мощности соответствующей ЕГО g электростанции s в месяце m одним из следующих способов:

- в течение месяца m в 24 и более часах h по ЕГО g электростанции s зафиксирована нагрузка, равная или превышающая величину заявленной до начала месяца располагаемой мощности:

$$N_{факт_инт,h}^g \geq (N_{уст,m}^g - N_{огр,m}^g) \quad (27)$$

- в течение месяца m имеются временные периоды длительностью 8 и более последовательных часов h , в которых по ЕГО g электростанции s зафиксирована нагрузка, равная или превышающая величину заявленной до начала месяца располагаемой мощности:

$$N_{факт_инт,h}^g \geq (N_{уст,m}^g - N_{огр,m}^g) \quad (28)$$

то СО в отношении соответствующей ЕГО g в месяце m регистрирует величину ограничений установленной мощности в заявленном участником ОРЭМ объеме:

$$N_{огр,m}^g(СО) = N_{огр,m}^g \quad (29).$$

При отсутствии подтверждения факта снижения величины ограничений установленной мощности по таким ЕГО g в месяце m СО в отношении соответствующих ЕГО g регистрирует в месяце m величину ограничений установленной мощности в объеме базовых ограничений установленной мощности в месяце m :

$$N_{огр,m}^g(СО) = N_{огр,баз,m}^g \quad (30).$$

2. Значения ограничений установленной мощности по ГТП j ($N_{огр,h}^j$) и электростанции s ($N_{огр,h}^s$) в целом определяются СО по окончании расчетного месяца равными суммарному значению ограничений установленной мощности, зарегистрированных в соответствии с

настоящим пунктом в отношении ЕГО g , входящих в состав ГТП j и электростанцию s соответственно:

$$N_{\text{огр},m}^j(\text{CO}) = \sum_{g \in j} N_{\text{огр},m}^g(\text{CO}) \quad (31.1);$$

$$N_{\text{огр},m}^s(\text{CO}) = \sum_{g \in s} N_{\text{огр},m}^g(\text{CO}) \quad (31.2).$$

3. В отношении ГТП j электростанции s , использующей отходы промышленного производства, СО регистрирует среднемесячную величину ограничений установленной мощности $N_{\text{огр},m}^j(\text{CO})$, рассчитанную по окончании месяца m следующим образом:

$$N_{\text{огр},m}^j(\text{CO}) = \min \{N_{\text{ПО},m}^j; N_{\text{уст},m}^j\} - \sum_{k \in m} \sum_{h \in h_{\text{max}}} \frac{N_{\text{факт},h}^j}{h_{\text{max}} \cdot k}, \text{ где} \quad (32)$$

k – количество суток в месяце m ;

h_{max} – период, соответствующий 8 часам в сутках k месяца m , в течение которых зарегистрированы максимальные почасовые значения фактического производства электроэнергии по ГТП j электростанции s участника ОРЭМ по данным СОТИАССО, определяемого в соответствии с *Порядком установления соответствия*. Учету подлежат часовые значения, в отношении которых в соответствии с настоящим *Порядком установления соответствия* не был сформирован признак недостоверности данных СОТИАССО.

4. Для ГЭС (ГАЭС) (за исключением ГЭС (ГАЭС), работающих по водотоку) в отношении каждой ГТП j и электростанции s в целом СО регистрирует среднемесячные величины ограничений установленной мощности $N_{\text{огр},m}^j(\text{CO})$ и $N_{\text{огр},m}^s(\text{CO})$, рассчитанные в следующем порядке:

$$N_{\text{огр},m}^j(\text{CO}) = \frac{\max \{0; \sum_{k \in m} (\min \{N_{\text{ПО},m}^j; N_{\text{уст},m}^j\} - N_{\text{max},k}^{j\text{ГЭС,пер}})\}}{K} \quad (33)$$

$$N_{\text{огр},m}^s(\text{CO}) = \sum_j N_{\text{огр},m}^j(\text{CO}) \quad (34)$$

где K – количество суток в соответствующем расчетном месяце m ;

$N_{\max,k}^{j,\text{ГЭС,per}}$ – регулировочная мощность ГЭС (ГАЭС) в отношении суток k месяца m , определяемая в соответствии с Методикой определения максимальной мощности ГЭС (Приложение № 3 к настоящему *Порядку установления соответствия*).

5. Для ГЭС (ГАЭС), работающих по водотоку, в том числе малых водоточных ГЭС, в отношении каждой ГТП j и электростанции s в целом СО регистрирует среднемесячные величины ограничений установленной мощности $N_{\text{огр},m}^j(\text{CO})$ и $N_{\text{огр},m}^s(\text{CO})$, рассчитанные в следующем порядке:

$$N_{\text{огр},m}^j(\text{CO}) = \frac{\max\{0; \sum_{k \in m} \{\min(N_{\text{ПО},m}^j; N_{\text{уст},m}^j) - \min\{N_{\text{расч},k}^{j,\text{ГЭС}}; N_k^{j,\text{ГЭС,сет}}\} - \Delta_{1,k}^{j,\text{ГЭС}}\}\}}{K} \quad (34.1)$$

$$N_{\text{огр},m}^s(\text{CO}) = \sum_{j \in s} N_{\text{огр},m}^j(\text{CO}),$$

где $N_{\text{расч},k}^{j,\text{ГЭС}}$ – максимальная расчетная мощность ГТП ГЭС (ГАЭС) j ;

$\Delta_{1,k}^{j,\text{ГЭС}}$ – среднесуточная величина соответствующего ремонтного снижения мощности в отношении суток k , определяемая для ГЭС (ГАЭС), работающих по водотоку, за исключением малых водоточных ГЭС, определяемая по формуле:

$$\Delta_{1,k}^{j,\text{ГЭС}} = \frac{\sum_{h \in k} \Delta_{1,h}^j}{24} \quad (34.2),$$

где $\Delta_{1,h}^j$ – величина согласованного планового ремонтного снижения мощности, определяемая в соответствии с п.5.3.1 настоящего *Порядка установления соответствия*.

5.2.3. Определение базовых ограничений установленной мощности

СО не позднее 10 (десяти) рабочих дней после окончания расчетного месяца m года u актуализирует значения базовых ограничений установленной мощности на период с месяца $m+1$ до декабря года $u+1$ в следующем порядке:

1. Базовые ограничения в отношении ЕГО g в отношении месяца $m+12$ принимаются равными величине ограничений установленной мощности соответствующей ЕГО, зарегистрированной СО в расчетном месяце m года u .

2. При учете в месяце $t+1$ в *Реестре фактических параметров генерирующего оборудования*, формируемом в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [8.9]:

- ввода в эксплуатацию вновь вводимого генерирующего оборудования либо изменения (увеличения или снижения) установленной мощности генерирующего оборудования (ЕГО g) – величина базовых ограничений установленной мощности ЕГО g в период с месяца $t+1$ до декабря года $u+1$ включительно принимается равной положительной разности установленной мощности и максимальной располагаемой мощности данной ЕГО g , зарегистрированных в *Реестре фактических параметров генерирующего оборудования*;
- вывода из эксплуатации ЕГО g – величина базовых ограничений установленной мощности ЕГО g в период с месяца $t+1$ до декабря года $u+1$ включительно принимается равной нулю.

3. При заявлении участником оптового рынка о необходимости корректировки базовых ограничений установленной мощности в отношении ЕГО g электростанции s в месяцах k при одновременном выполнении следующих условий:

- а. участником оптового рынка в порядке, определенном СО, в составе заявки, поданной на сайт КОМ на месяц t в соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* [8.7.], заявлено о необходимости корректировки базовых ограничений установленной мощности в месяцах k ;
- б. месяцы k и расчетный месяц t года u относятся к одному и тому же сезонному периоду, при этом месяцы k приходятся на период с месяца $t+1$ до декабря года $u+1$ включительно;
- в. для случаев снижения величины базовых ограничений в месяце k
 - в месяце t фактически по данным СОТИАССО одним из способов,

указанных в п.5.2.2 настоящего *Порядка установления соответствия*, подтверждена заявленная к учету величина ограничений установленной мощности;

СО регистрируются базовые ограничения установленной мощности в отношении ЕГО g в указанных в заявлении месяцах k , относящихся к сезонному периоду месяца m , равными величине ограничений установленной мощности, зарегистрированной СО в расчетном месяце m года y .

4. Величина базовых ограничений установленной мощности по ГТП j и электростанции s в целом в месяце $m+1$ и далее определяется на основании данных о величине ограничений установленной мощности по ЕГО g электростанции s ($N_{\text{огр_баз},m,y}^g$) следующим образом:

$$N_{\text{огр_баз},m,y}^s = \sum_{g \in s} N_{\text{огр_баз},m,y}^g \quad (35);$$

$$N_{\text{огр_баз},m,y}^j = \sum_{g \in j} N_{\text{огр_баз},m,y}^g \quad (35.1).$$

Для целей настоящего *Порядка установления соответствия* в календарном году выделяются следующие сезонные периоды:

- зимний – включает в себя для первой ценовой зоны месяцы с января по март и с ноября по декабрь, для второй ценовой зоны месяцы с января по апрель и с октября по декабрь;
- межсезонный – включает в себя для первой ценовой зоны месяцы апрель, октябрь, для второй ценовой зоны месяцы май, сентябрь;
- летний – включает в себя для первой ценовой зоны месяцы с мая по сентябрь, для второй ценовой зоны месяцы с июня по август.

5.2.4. Определение снижений мощности, связанных с наличием фактических ограничений

По окончании расчетного месяца m СО в отношении ГТП генерации j , расположенных в ценовых зонах оптового рынка определяет значения

снижений мощности, связанных с наличием фактических ограничений установленной мощности, $\Delta_{0,m}^{j1}$ и $\Delta_{0,m}^{j2}$:

Если $N_{PM,m}^j < N_m^{KOM,j}$, то

$$\Delta_{0,m}^{j2} = \max\{0; \min[N_m^{KOM,j}; N_{ПО,m}^j; N_{уст,m}^j] - N_{PM,m}^j\}, \text{ иначе } \Delta_{0,m}^{j2} = 0 \quad (36)$$

$$\Delta_{0,m}^{j1} = \max\{0; \min\{N_{ПО,m}^j; N_{уст,m}^j\} - N_{PM,m}^j - \Delta_{0,m}^{j2}\},$$

(36.1)

где

$N_{ПО,m}^j$ - предельный объем поставки мощности ГТП j в месяце m , зарегистрированный в Реестре предельных объемов поставки мощности в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [8.9.];

$N_m^{KOM,j}$ – объем располагаемой мощности, заявленный участником оптового рынка по j -той ГТП в месяце m в конкурентный отбор мощности в соответствии с *Регламентом проведения конкурентных отборов мощности* [8.10.]. В случае изменения структуры или состава ГТП относительно учтенных при проведении конкурентного отбора мощности, объем располагаемой мощности, заявленный участником ОРЭМ по j -той ГТП в месяце m определяется СО путем суммирования содержащихся в ценовой заявке в месяце m значений располагаемой мощности ЕГО, входящих в состав ГТП j (при отсутствии заявленного значения – величина располагаемой мощности соответствующей ЕГО принимается равной нулю).

$N_{PM,m}^j$ – объем располагаемой мощности, определенной СО по итогам месяца:

по ГТП ГЭС или электростанций, использующих отходы промышленного производства $N_{PM,m}^j = \min\{N_{ПО,m}^j; N_{уст,m}^j\} - N_{огр,m}^j(CO)$;

по ГТП прочих электростанций: $N_{PM,m}^j = N_{уст}^j - N_{огр,m}^j(CO)$.

В отношении ГТП генерации j , расположенных в неценовых зонах оптового рынка значения снижений мощности, связанных с наличием

фактических ограничений установленной мощности, не определяются и принимаются равными 0. $\Delta_{0,m}^{j^1}=0$ и $\Delta_{0,m}^{j^2}=0$.

5.2.5. Определение располагаемой мощности на территориях неценовых зон оптового рынка

СО согласовывает величину располагаемой мощности генерирующего оборудования, отнесенного к j-той ГТП $N_{расч,h}^j(CO)$ для каждого часа суток предстоящего года как максимальную технически возможную мощность с учетом согласованных ограничений установленной мощности и допустимого превышения над номинальной мощностью единиц генерирующего оборудования, входящих в данную ГТП.

$$N_{расч,h}^j(CO) = \max(0; N_{уст}^j - N_{огр,h}^j(CO)), \text{ МВт} \quad (37)$$

Согласование величины ограничений установленной мощности $N_{огр,h}^j(CO)$ всем единицам генерирующего оборудования ($N_{огр,m}^g(CO)$), ГТП генерации ($N_{огр,h}^j(CO)$) и электростанции в целом ($N_{огр,m}^s(CO)$) осуществляется СО в порядке, определенном *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* [8.7] и *Техническими требованиями*, на основании представленных участником оптового рынка обосновывающих документов.

5.2.6. Определение планового технологического минимума

СО определяет величину планового технологического минимума блочного генерирующего оборудования $N_{min,h}^j(CO)$, отнесенного к ГТП генерации j, с учетом плановых увеличений технологического минимума по блочному генерирующему оборудованию, отнесенному к каждой ГТП, на каждый час расчетных суток на основании документов и в порядке, определенном *Техническими требованиями*.

5.3. Определение плановой максимальной и плановой минимальной мощности включенного генерирующего оборудования

5.3.1. Определение плановой максимальной мощности

Определение величины плановой максимальной мощности, готовой к несению нагрузки на каждый час суток и по каждой ГТП генерации осуществляется СО в соответствии с *Техническими требованиями*.

Плановая величина максимальной мощности, готовой к несению нагрузки на каждый час суток h и по каждой ГТП генерации j – $N_{max,h}^j(CO)$, определяется СО как значение располагаемой мощности, уменьшенное на величину согласованных плановых ремонтных снижений мощности ($\Delta_{1,h}^j(CO)$):

$$N_{max,h}^j(CO) = \max(0; N_{расч,h}^j - \Delta_{1,h}^j(CO)), \text{ МВт} \quad (38),$$

где $\Delta_{1,h}^j(CO)$ – величина согласованного изменения располагаемой мощности по ГТП генерации j в час h , определяемая по формуле:

$$\Delta_{1,h}^j = \sum_{g \in j} \Delta'_{1,h}{}^g, \text{ МВт} \quad (39),$$

где $\Delta'_{1,h}{}^g$ – величина согласованного планового ремонтного снижения мощности ЕГО g в час h , определенная на основании уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования для целей ВСВГО, поданных СО участником ОРЭ не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток X-2 (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – до 10 часов 00 минут хабаровского времени суток X-1) в отношении единицы генерирующего оборудования g .

При этом снижения максимальной мощности генерирующего оборудования, в том числе обусловленные ремонтом основного, общестанционного и (или) вспомогательного оборудования, подлежащие отнесению к плановым ремонтам снижениям мощности ($\Delta'_{1,h}{}^g$) при условии их соответствия критериям, указанным в п. 5.3.1 настоящего *Порядка установления соответствия*, должны быть заявлены в соответствующих

диспетчерских заявках, а также в составе уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования для целей ВСВГО и РСВ в отношении ЕГО, на режим работы которых они оказывают влияние, в составе параметра Дрем_план.

В случае изменения состава и (или) максимальной мощности ЕГО g , входящих в ГТП j , относительно состава и (или) максимальной мощности ЕГО, заявленных участником оптового рынка в уведомлении ВСВГО, поданном до 10 часов 00 минут московского времени суток $X-2$ (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – до 10 часов хабаровского времени суток $X-1$), допускается перераспределение между ЕГО g объемов плановых ремонтных снижений мощности $\Delta'_{1,h}{}^g$ в составе уведомлений РСВ или оперативных уведомлений, при условии непревышения суммарного объема планового ремонтного снижения по ГТП j . При превышении указанного объема при определении готовности к несению нагрузки используются объемы, заявленные по ЕГО g в составе уведомлений ВСВГО по состоянию на 10 часов 00 минут московского времени суток $X-2$ (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – до 10 часов хабаровского времени суток $X-1$).

Регистрация согласованных плановых ремонтных снижений, относимых к $\Delta'_{1,h}{}^j(CO)$, осуществляется СО при снижении мощности, связанном:

- с проведением ремонтов или испытаний генерирующего оборудования по разрешенным плановым диспетчерским заявкам, поданным в соответствии со сводным месячным графиком ремонтов энергетического оборудования, утвержденным СО до начала отчетного месяца в порядке, предусмотренном *Техническими требованиями*;

- с проведением ремонтов по разрешенным внеплановым диспетчерским заявкам, предусмотренном утвержденным СО сводным месячным графиком ремонтов энергетического оборудования, в случае если по инициативе СО был изменен ранее согласованный срок вывода в ремонт соответствующего оборудования;
- с проведением ремонтов или испытаний генерирующего оборудования по разрешенным внеплановым и/или неотложным диспетчерским заявкам, поданным на выходные дни (выходные, нерабочие праздничные дни, а также на межпраздничные дни – три и менее рабочих дня между выходными и/или нерабочими праздничными днями длительностью двое и более суток каждых) – с 00:01 местного времени субботы (первого нерабочего праздничного дня) до 6:00 понедельника местного времени (первого рабочего после праздничного дня), за исключением фактов проведения ремонтов по аварийным заявкам и их продлений, а также неплановых ремонтов, проводимых непосредственно после окончания плановых ремонтов генерирующего оборудования (далее – ремонты выходного дня). Указанное снижение мощности должно быть заявлено в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном участниками оптового рынка не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток X-2, для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, не позднее 10 часов 00 минут хабаровского времени суток X-1 (в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка [8.2.]*);
- с проведением по разрешенным внеплановым и/или неотложным диспетчерским заявкам ремонтов основного энергетического оборудования, являющегося объектом диспетчеризации

(турбоагрегаты, энергоблоки и энергоблоки ПГУ), участвующего в нормированном первичном регулировании частоты (далее НПРЧ) и (или) в автоматическом вторичном регулировании частоты и потоков мощности (далее АВРЧМ) в соответствии с заключенными с СО договорами оказания услуг по обеспечению системной надежности, в период не более 72 часов в течение любого месяца (в хронологическом порядке с начала отчетного месяца без учета периодов времени, в которых осуществлялась регистрация плановых ремонтных снижений при проведении ремонтов выходного дня) указанное снижение мощности относится к согласованному снижению мощности при соблюдении следующих условий:

- в течение всего периода в отношении генерирующего оборудования действует договор об оказании услуг по обеспечению системной надежности в части услуг НПРЧ и (или) АВРЧМ;
- в отношении генерирующего оборудования своевременно оформлена единовременная диспетчерская заявка на участие в НПРЧ и (или) АВРЧМ и на момент начала проведения ремонта (испытаний) отсутствует заявка на вынужденное неучастие в НПРЧ и (или) АВРЧМ (за исключением случаев нахождения в плановом согласованном ремонте второго корпуса двухкорпусного блока);
- в течение 30 календарных дней, предшествующих моменту фактического останова, на соответствующем генерирующем оборудовании в соответствии с п. 3.4 *Регламента актуализации расчетной модели* [8.1.] размещался резерв первичного и (или) вторичного регулирования минимум на 1 час;
- указанное снижение мощности заявлено в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном участниками оптового рынка не позднее 10 часов 00 минут

московского времени суток Х-2, для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, не позднее 10 часов 00 минут хабаровского времени суток Х-1 (в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* [8.2.]);

- с проведением по разрешенным внеплановым и/или неотложным диспетчерским заявкам контроля состояния, регулировок, наладок, балансировок и устранением выявленных дефектов в отношении генерирующего оборудования, включенного после капитального ремонта, среднего ремонта или реконструкции, в период с момента завершения приемо-сдаточных испытаний после капитального ремонта, среднего ремонта или реконструкции до момента окончания срока данного ремонта, предусмотренного утвержденным СО сводным месячным графиком ремонтов энергетического оборудования;
- с проведением краткосрочных работ на ГЭС (очистка сороудерживающих решеток, подводящих каналов и (или) водозаборов, в том числе в связи с шугой, замена срезных пальцев) или с заявленными режимами работы ГЭС, связанными с достижением уровнями верхнего и (или) нижнего бьефов установленных максимальных или минимальных значений отметок. Предусмотренная соответствующими диспетчерскими заявками разрешенная и фактическая длительность указанных работ или режимов работы не должна превышать 4-х часов подряд в течение следующих периодов:
 - не более 16 часов в течение месяца в период с 21 часа по 7 час и/или в период с 13 часа по 17 час местного времени: с января по март и с июля по декабрь для ГЭС, расположенных в ценовых зонах; с января по апрель и с июля по декабрь для ГЭС, расположенных на отдельной территории, входящей в состав

Дальневосточного федерального округа, ранее относившихся к неценовым зонам;

- не более 32 часов в течение месяца в период с 21 часа по 7 час и/или в период с 13 часа по 17 час местного времени в период весеннего половодья и паводков: с апреля по июнь для ГЭС, расположенных в ценовых зонах; с мая по июнь для ГЭС, расположенных на отдельной территории, входящей в состав Дальневосточного федерального округа, ранее относившихся к неценовым зонам;
- не более 32 часов в течение месяца для ГЭС, работающих по водотоку.

Указанное снижение мощности должно быть заявлено в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном участниками оптового рынка не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток X-2, для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, не позднее 10 часов 00 минут хабаровского времени суток X-1 (в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка [8.2.]*);

- с проведением ремонтов или испытаний генерирующего оборудования объектов ВИЭ (солнце/ветер) и малых водоточных ГЭС по разрешенным внеплановым и/или неотложным диспетчерским заявкам на проведение ремонта или на заявленный режим работы, связанный с проведением ремонта или испытаний в периоды минимальной инсоляции (для генерирующих объектов солнечной генерации) или ветровой нагрузки (для генерирующих объектов ветровой генерации), в периоды минимального напора воды (для малых водоточных ГЭС), за исключением фактов проведения ремонтов по аварийным заявкам и их продлений. Под периодом минимальной инсоляции (для генерирующих объектов

солнечной генерации), или ветровой нагрузки (для генерирующих объектов ветровой генерации), или минимального напора воды (для малых водоточных ГЭС) понимаются интервалы часов (не более 18 часов в течение месяца – для СЭС и не более 48 часов – для ВЭС / малых водоточных ГЭС), в течение которых среднее значение максимальной мощности готового к выработке электрической энергии генерирующего оборудования при текущих уровнях инсоляции / ветровой нагрузки / напора воды, передаваемое участником оптового рынка в СО в рамках СОТИАССО, составляло не более 10 % от установленной мощности такого оборудования. Указанное снижение мощности должно быть заявлено в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном участниками оптового рынка не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток X-2, для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, не позднее 10 часов 00 минут хабаровского времени суток X-1 (в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* [8.2.]);

- с несением нагрузки на уровне 85 % от номинальной мощности (в соответствии с требованиями Федеральной службы по экологическому, технологическому и ядерному надзору, изложенными в условиях действия лицензии № ГН-03-101-2837 от 25.12.2013 на эксплуатацию ядерной установки (энергоблок № 4 Белоярской АЭС)) после пусков из ремонтов, связанных с проведением перегрузки ядерного топлива. При этом указанный режим работы должен быть предусмотрен месячным плановым графиком ремонтов, утвержденным СО до начала месяца, а его разрешенная и фактическая длительность не должна превышать 300 часов подряд в течение месяца;

- в иных случаях, предусмотренных *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* [8.7].

Для целей настоящего *Порядка установления соответствия* вынужденный простой или изменение технологического режима работы генерирующего оборудования, обусловленные в т.ч. ремонтом основного, общестанционного и (или) вспомогательного оборудования, учитывается аналогично ремонту генерирующего оборудования, если иное не установлено настоящим *Порядком установления соответствия*.

СО в соответствии с настоящим *Порядком установления соответствия* определяет величину согласованного снижения располагаемой мощности на основании разрешенных СО диспетчерских заявок на вывод в ремонт или на изменение режима работы оборудования, поданных в соответствии с *Положением о порядке оформления, подачи и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации* (далее *Положение о диспетчерских заявках*) [5], и уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданных в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* [8.1.] и *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* [8.2.].

Заявка считается соответствующей плановому графику ремонтов, если:

- указанное в диспетчерской заявке разрешенное время начала и время окончания ремонта находятся внутри периода, ограниченного 00:01 часов суток начала ремонта и 24:00 часов суток его окончания, утвержденного СО в сводном месячном графике ремонтов энергетического оборудования;
- заявленная величина снижения мощности не превышает значения, указанного в утвержденном СО сводном месячном графике ремонтов энергетического оборудования;

- диспетчерская заявка соответствует уведомлению о составе и параметрах оборудования, поданному в СО не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток X-2, для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, не позднее 10 часов 00 минут хабаровского времени суток X-1.

При несоответствии указанным требованиям:

- при наличии разрешенной плановой диспетчерской заявки и отсутствии соответствующего уведомления о составе и параметрах оборудования поданного в СО не позднее 10 часов 00 минут суток X-2, для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, до 10 часов 00 минут хабаровского времени суток X-1, $N_{уст,h}^{j,изм}$ (при отсутствии уведомления, поданного за 4 часа до часа h), $\Delta_{4_max,h}^j$ (при подаче уведомления после 16 часов 30 минут московского времени суток X-2, а для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, после 10 часов 00 минут хабаровского времени суток X-1) или $\Delta_{2_max,h}^{j^2}$ (при подаче уведомления в период с 10 часов 00 минут до 16 часов 30 минут московского времени суток X-2) регистрируются в общем порядке вне зависимости от включения величины указанного снижения мощности в месячный график ремонтов. По окончании регистрации $\Delta_{4_max,h}^j$ или $\Delta_{2_max,h}^{j^2}$, заявленное снижение мощности должно быть зарегистрировано как $\Delta_{1,h}^j(CO)$;
- в случае если величина снижения мощности, указанная в диспетчерской заявке превышает значение, принятое в утвержденном сводном месячном графике ремонтов энергетического оборудования, $\Delta_{1,h}^j(CO)$ регистрируется в

отношении снижения, указанного в графике, а величина дополнительного снижения регистрируется в общем порядке;

- в случае если период ремонта, указанный в диспетчерской заявке, превышает период, утвержденный СО в сводном месячном графике ремонтов энергетического оборудования, $\Delta_{1,h}^j(CO)$ регистрируется в период, предусмотренный графиком, в остальное время снижение мощности регистрируется в общем порядке;
- в случае если разрешенное время либо начала, либо окончания ремонта, указанное во внеплановой или неотложной диспетчерской заявке на ремонт оборудования, находится в пределах ограничивающих один период выходных и праздничных дней, и общая продолжительность ремонта, определяемая временем непрерывной регистрации снижений мощности, (независимо от количества и вида оформленных диспетчерских заявок, а также вида проводимых работ и величины снижения) включает в себя не более одного периода выходных дней, то $\Delta_{1,h}^j(CO)$ регистрируется в часы, входящие в указанный период, в остальные часы снижение мощности регистрируется в общем порядке;
- в случае если время начала и окончания ремонта, указанное во внеплановой или неотложной диспетчерской заявке на ремонт оборудования, находится вне пределов, ограничивающих один период выходных и праздничных дней, $\Delta_{1,h}^j(CO)$ не регистрируется, а снижение мощности регистрируется в общем порядке;
- в случае если общая разрешенная и/или фактическая продолжительность ремонта (независимо от количества и вида оформленных диспетчерских заявок, а также вида проводимых работ) включает в себя более одного периода выходных дней, то

$\Delta'_{1,h}(CO)$ не регистрируется, а снижение мощности за весь период квалифицируется в общем порядке.

Для ТЭС и ГЭС на период проведения неотложных краткосрочных работ по подготовке и проведению плавок гололеда (в т.ч. пробных) по разрешенным неотложным диспетчерским заявкам снижение располагаемой мощности в объемах, вызванных указанными причинами, не регистрируется.

В период работы оборудования ГАЭС в турбинном режиме, с уменьшением напора ниже расчетного и появлением ограничений по турбине, снижение располагаемой мощности не регистрируется в объемах, не превышающих согласованную СО максимальную величину. Максимальная величина ограничений по указанной причине, соответствующая минимальной отметке верхнего бассейна, определяется по результатам обосновывающих расчетов, представленных электростанцией до 01 числа месяца, предшествующего планируемому.

5.3.2. Порядок определения итоговых согласованных плановых ремонтных снижений мощности

5.3.2.1. Длительные ремонты в течение года

В отношении каждой единицы генерирующего оборудования g СО за период, установленный *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* [8.7], определяет совокупное количество часов $T_{g,y}$, в которых величина $\Delta'_{1,h}{}^g$ больше нуля (для генерирующих объектов солнечной и ветровой генерации – совокупное количество часов $T_{g,y}$, в которых $\Delta'_{1,h}{}^g = N_{\text{расп},h}^g$).

Если с некоторого часа h календарного года u в отношении единицы генерирующего оборудования g совокупная фактическая длительность ремонта, согласованного с СО в соответствии с п. 5.3.1 настоящего Порядка установления соответствия, за период с 00 часов 00 минут 1 числа месяца m

календарного года $y-1$ до часа h календарного года y $T_{g,y}$ превышает величину, соответствующую:

- 180 суткам для генерирующего оборудования ТЭС,
- 270 суткам для генерирующего оборудования АЭС,
- 270 суткам для генерирующего оборудования ГЭС в случае, если для каждого периода длительностью 12 календарных месяцев, начинающегося не ранее 00 часов 00 минут 1 числа месяца m календарного года $y-5$ и заканчивающегося не позднее 24 часа 00 минут последнего числа месяца $m-1$ календарного года $y-1$, совокупная фактическая длительность ремонта, согласованного СО в соответствии с п. 5.3.1 настоящего Порядка установления соответствия, не превышает 180 суток, иначе – 180 суткам,

то начиная с указанного часа по соответствующей ЕГО g и ГТП j участника оптового рынка СО рассчитывает величины $\Delta_{1.1,h}^g$ и $\Delta_{1.1,h}^j$ как:

$$\Delta_{1.1,h}^g = \Delta'_{1,h}{}^g, \quad (40.1)$$

$$\Delta_{1.1,h}^j = \sum_{g \in G1} \Delta_{1.1,h}^g, \quad (40.2)$$

где $G1$ – множество единиц генерирующего оборудования g , входящих в состав ГТП j , в отношении которых выполняется указанное выше условие.

5.3.2.2. Плановые ремонты ЕГО, в отношении которых заключены договоры поставки мощности модернизированных генерирующих объектов

В случае если для ЕГО в час h СО согласовано ремонтное снижение мощности в объеме $\Delta'_{1,h}{}^g$ и при этом:

- в отношении ЕГО заключены договоры купли-продажи (поставки) мощности модернизированных генерирующих объектов (далее – договоры на модернизацию);
- ЕГО функционирует до реализации мероприятий по модернизации;
- час h относится к периоду, начинающемуся с наиболее ранней даты, наступающей за 3 (три) календарных месяца до даты начала периода реализации проекта модернизации, и даты, наступающей за 9 (девять)

месяцев до даты начала поставки мощности по договору на модернизацию, и заканчивающемся через 6 (шесть) месяцев, следующих за датой начала поставки мощности по договору на модернизацию, –

то СО в отношении часа h рассчитывает величину $\Delta_{1.4,h}^j$ как:

$$\Delta_{1.4,h}^g = \max(0; \Delta'_{1,h}{}^g - \Delta_{1.1,h}^g) \quad (40.5)$$

$$\Delta_{1.4,h}^j = \sum_{\substack{g \in j \\ g \in G4}} \Delta_{1.4,h}^g, \quad (40.6)$$

где $G4$ – множество ЕГО g , в отношении которых выполняется указанное выше условие.

5.3.2.3. Превышение плановых ремонтных снижений относительно годового графика ремонтов

Участник оптового рынка не позднее 01 декабря года, предшествующего отчетному году Y , в соответствии с *Техническими требованиями* и настоящим *Порядком установления соответствия*, заявляет на сайт КОМ СО суммарные значения плановых объемов снижения мощности по каждой ЕГО g ($\Delta_{пл,m}^g$) электростанции в отношении каждого месяца m года Y (при отсутствии снижения мощности заявляется нулевое значение). Участник оптового рынка при заявлении плановых снижений мощности, обусловленных ремонтом основного, общестанционного и (или) вспомогательного оборудования электростанции, должен разнести их по ЕГО, на режим работы которых они оказывают влияние.

СО в соответствии с настоящим *Порядком установления соответствия* и с учетом предусмотренных *Техническими требованиями* особенностей выполняет согласование представленных участником ОРЭМ значений плановых объемов снижений мощности. Согласование данных выполняется в отношении всего генерирующего оборудования электростанции в целом. Заявленные данные подлежат согласованию при выполнении в том числе следующих условий:

- заявленные плановые объемы снижений мощности в отношении ЕГО g месяца m года Y не превышают объем снижения,

соответствующий утвержденному СО годовому графику ремонтов, за исключением случаев заявления в отношении ЕГО снижений мощности, обусловленных ремонтом иного основного, общестанционного и (или) вспомогательного оборудования, оказывающего влияние на режим работы соответствующей ЕГО. Разнесение между ЕГО снижений мощности, не связанных с ремонтом конкретной ЕГО и обусловленных ремонтом иного основного, общестанционного и (или) вспомогательного оборудования, оказывающего влияние на режим работы соответствующей ЕГО, осуществляется участником оптового рынка в заявительном порядке;

– суммарный заявленный плановый объем снижений мощности в целом по электростанции в месяце m года Y не превышает суммарных по электростанции объемов снижений, соответствующих утвержденному СО годовому графику ремонтов.

При согласовании СО представленных участником ОРЭМ значений плановых объемов снижений мощности, СО в отношении каждой ЕГО g определяет суммарный плановый годовой объем снижений мощности:

$$\Delta_{\text{пл},Y}^g = \sum_{m \in Y} \Delta_{\text{пл},m}^g,$$

В случае несогласования с СО плановых объемов снижения мощности, соответствующих утвержденному СО годовому графику ремонтов, значения $\Delta_{\text{пл},m}^g$ принимаются равными нулю.

Если начиная с некоторого часа A отчетного месяца суммарный объем ремонтов, согласованных СО в отношении текущего года Y по ГТП j участника оптового рынка (за исключением длительных ремонтов), начинает превышать суммарный плановый годовой объем снижений мощности ($\Delta_{\text{пл},Y}^j$),

СО в отношении ГТП j рассчитывает значение $\Delta_{1.3,h}^j$:

Если $h > A$, то $\Delta_{1.3,h}^j = \max(0; \Delta_{1,h}^j - \Delta_{1.1,h}^j - \Delta_{1.4,h}^j)$,

(41.1)

$$\text{если } h=A, \text{ то } \Delta_{1.3,h}^j = \max(0; \sum_{\tilde{h} \in H} \Delta_{1,\tilde{h}}'^j - \Delta_{1.1,h}^j - \Delta_{1.4,h}^j - \Delta_{\text{пл},Y}^j) \quad (41.2)$$

$$\Delta_{1,h}^j = \sum_{g \in j} \Delta_{1,h}'^g$$

$$\Delta_{\text{пл},Y}^j = \sum_{g \in j} \Delta_{\text{пл},Y}^g$$

где $\tilde{h} \in H$, H – множество часов из часов начиная с первого часа года Y , к которому относится час h , до часа h включительно;

$g \in j$ – множество ЕГО g , в месяце m входящих в состав ГТП j .

5.4. Определение максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, и минимальной мощности включенного генерирующего оборудования

5.4.1. Определение максимальной мощности, готовой к несению нагрузки

В соответствии с *Техническими требованиями* СО определяет величину максимальной мощности генерирующего оборудования, отнесенного к ГТП j участника оптового рынка, (для объектов ВИЭ (солнце / ветер / малые водоточные ГЭС) соответствующую параметрам инсоляции / ветровой нагрузки / напора воды, обеспечивающим выдачу мощности готового к выработке электроэнергии оборудования в полном объеме в соответствии с паспортными характеристиками генерирующего оборудования) $N_{\text{max}(X-4),h}^j$ на основании уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданных не позднее 10 часов 00 минут московского времени (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – хабаровского времени) суток $X-4$ в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* [8.2.], и разрешенных диспетчерских заявок на вывод в ремонт оборудования, поданных в соответствии с *Положением о диспетчерских заявках*).

$$N_{\text{max}(X-4),h}^j = \max(0; N_{\text{max},h}^j(\text{CO}) - \Delta_{2_max,h}^{j1}) \quad (42)$$

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

где $\Delta_{2_max.h}^{j1}$ – снижение максимальной мощности, связанное с ремонтом основного или вспомогательного оборудования, а также вынужденным простоем генерирующего оборудования в связи с ремонтом общестанционного оборудования, определенное на основании поданных и разрешенных СО диспетчерских заявок и заявленное участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах оборудования не позднее 10 часов 00 минут московского времени (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – хабаровского времени) суток X-4.

В случае утверждения в составе перечня участников оптового рынка, допущенных к торговле электрической энергией и мощностью на соответствующий месяц, изменений, связанных с изменением состава ГТП, после направления участником оптового рынка уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования, участник оптового рынка имеет право направить Системному оператору повторное уведомление в письменном виде.

В соответствии с *Техническими требованиями СО* определяет величину максимальной мощности генерирующего оборудования, отнесенного к ГТП j участника оптового рынка, (для объектов ВИЭ (солнце / ветер / малые водоточные ГЭС) соответствующую параметрам инсоляции / ветровой нагрузки / напора воды, обеспечивающим выдачу мощности готового к выработке электроэнергии оборудования в полном объеме в соответствии с паспортными характеристиками генерирующего оборудования) $N_{max(X-2),h}^j$ на основании уведомления о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданного участником оптового рынка не позднее 16 часов 30 минут суток X-2, для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – до 10 часов 00 минут суток X-1, и разрешенных СО внеплановых или неотложных диспетчерских заявок на снижение мощности.

$$N_{max(X-2),h}^j = \max(0; \min(N_{max,h}^j(CO); N_{max(X-4),h}^j) - \Delta_{2_max,h}^{j2} - \Delta P_{огр,h}) \quad (43)$$

$$\Delta_{2_max,h}^{j2} = \Delta_{2_max,h}^j(\text{рем}) + \Delta_{2_max,h}^j(\text{откл}) \quad (44),$$

где $\Delta P_{огр,h}$ – величина изменения ограничений установленной мощности ГЭС (за исключением ГЭС на территории, входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам), а также электростанций, использующих отходы промышленного производства, формируемая на основании данных, заявляемых участником ОРЭМ в уведомлении о составе и параметрах оборудования, поданном не позднее 08 часов 00 минут московского времени суток X-1, и в уведомлении о составе и параметрах оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток X-2:

$$\Delta P_{огр,h} = N_{огр,(X-2),h}^j - N_{огр,(X-1),h}^j \quad (45),$$

$\Delta_{2_max,h}^j(\text{рем})$ – снижение мощности по разрешенной внеплановой диспетчерской заявке, которое регистрируется при:

- снижении мощности вследствие вывода в ремонт основного или вспомогательного оборудования, а также вынужденный простой генерирующего оборудования в связи с ремонтом общестанционного оборудования по разрешенным СО внеплановым или неотложным диспетчерским заявкам при условии, если снижение мощности заявлено в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут суток X-2, для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – до 10 часов 00 минут хабаровского времени суток X-1, и разрешенных СО внеплановых или неотложных диспетчерских заявок на снижение мощности;
- снижении мощности вследствие невывода оборудования из ремонта в срок, определенный диспетчерской заявкой, снижение мощности по которой зарегистрировано как $\Delta_{1,h}^j(CO)$ при условии подачи заявки на

продление ремонта и уведомления о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданного не позднее 16 часов 30 минут суток X-2, для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – до 10 часов 00 минут хабаровского времени суток X-1;

- снижении мощности вследствие внепланового продолжения ремонта по окончании регистрации $\Delta^j_{4_max,h}$ (с 1 часа суток X, в отношении которых подана и разрешена СО диспетчерская заявка на продление ремонта и не позднее 16 часов 30 минут суток X-2, для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – до 10 часов 00 минут хабаровского времени суток X-1 подано уведомление о составе и параметрах генерирующего оборудования до момента окончания ремонта или включения данного ремонта в утвержденный СО сводный месячный график ремонтов энергетического оборудования вне зависимости от решения по квалификации ремонта). Снижение мощности вследствие внепланового продолжения ремонта по окончании регистрации $\Delta^j_{4_max,h}$ не может быть зарегистрировано как $\Delta^j_{1,h}(CO)$ (за исключением случаев, когда по окончании регистрации $\Delta^j_{4_max,h}$ ремонт данной единицы генерирующего оборудования предусмотрен утвержденным СО сводным месячным графиком ремонта энергетического оборудования и оформлен плановой заявкой, а также при проведении ремонтов по неотложным диспетчерским заявкам на оборудовании, участвующем в НПРЧ и/или АВРЧМ).

$\Delta^j_{2_max,h}$ (откл) – снижение мощности:

- не связанное с изменением состояния оборудования, в т.ч. обусловленное сезонно действующими факторами (снижение тепловых нагрузок, повышенное потребление тепла, повышение температуры воды на входе в конденсатор, повышение температуры наружного воздуха), отсутствием топлива, недостатком гидроресурсов, наличием ограничений по техническим причинам, носящих временный

характер, определенное на основании поданных и разрешенных СО диспетчерских заявок и заявленное участником оптового рынка в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданных до 16 часов 30 минут суток X-2, для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – до 10 часов 00 минут суток X-1;

- связанное с неработоспособностью устройств противоаварийной автоматики, наличие которой было предусмотрено техническими условиями на технологическое присоединение оборудования;
- связанное с изменением эксплуатационного состояния турбоагрегатов с турбинами без конденсаторов (типа «Р», «ТР», «ПР» и «ПТР») и ГТУ в составе ГТУ-ТЭЦ, режим работы которых полностью зависит от наличия теплового потребителя;
- связанное с недостаточностью паропроизводительности включенного в работу котельного оборудования для покрытия мощности генерирующего оборудования, включенного по результатам процедуры ВСВГО и (или) при актуализации состава оборудования на этапе формирования ПДГ.

Превышение максимальной мощности включенных в работу единиц генерирующего оборудования относительно мощности включенного в работу котельного оборудования учитывается как мощность, готовая к выработке электроэнергии, при наличии в резерве котельного оборудования, обеспеченного топливом, с паропроизводительностью, достаточной для покрытия мощности находящихся в работе/резерве единиц генерирующего оборудования:

а) при перепусках ЕГО, если по результатам ВСВГО период между включением одной ЕГО и отключением другой ЕГО составляет:

- не более 4 часов в случае назначения по результатам процедуры ВСВГО включаемой ЕГО статуса нахождения во включенном состоянии «По оптимизации»;

- не более 12 часов в случае назначения по результатам процедуры ВСВГО включаемой ЕГО статуса нахождения во включенном состоянии «Режимный генератор»;
- не более 24 часов в случае назначения по результатам процедуры ВСВГО включаемой ЕГО статуса нахождения во включенном состоянии «Вынужденный режим».

б) при работе ЕГО в случае назначения такой ЕГО по результатам процедуры ВСВГО статуса нахождения во включенном состоянии «Режимный генератор», – в требуемом СО объеме, согласованном на этапе ВСВГО и (или) при актуализации расчетной модели;

в) при работе ЕГО в случае назначения такой ЕГО по результатам процедуры ВСВГО статуса нахождения во включенном состоянии «Вынужденный режим»:

- в связи с заявлением в уведомлении ВСВГО признака включения ЕГО по требованию участника оптового рынка – в объеме, заявленном в уведомлении ВСВГО и согласованном с СО;
- в связи с заявлением в уведомлении ВСВГО ограничений на группу ЕГО (величины ограничения минимума, минимального количества включенных ЕГО) по требованию участника оптового рынка – в объеме, заявленном в уведомлении ВСВГО и (или) при актуализации расчетной модели и согласованном с СО.

В период согласованного срока разворота паровой турбины ПГУ, в случаях когда газовые турбины в составе ПГУ уже находились в работе, допускается согласованное с СО временное снижение максимальной мощности газовых турбин, обусловленное технологическими особенностями включения паровой турбины ПГУ при включенных ранее газовых турбинах ПГУ, при этом такое снижение максимальной мощности учитывается как мощность, готовая к выработке электроэнергии. Подлежащая учету величина максимальной мощности (холодного резерва), готовой к выработке электроэнергии, соответствующих газовых турбин должна быть

заявлена участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования (при плановых пусках – не позднее 16 часов 00 минут московского времени (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – хабаровского времени) суток X-2; при неплановых пусках по команде диспетчера СО – не позже чем за 4 часа до часа, в котором должно состояться включение). В иных случаях снижение мощности регистрируется в общем порядке.

Квалификация снижений максимальной мощности, связанных с ремонтом основного или вспомогательного оборудования, относимых к $\Delta_{2_max,h}^{j1}$ и $\Delta_{2_max,h}^j(рем)$, не изменяется в случае, если соответствующая внеплановая диспетчерская заявка была разрешена ранее, но по инициативе СО был изменен срок вывода в ремонт соответствующего оборудования.

В случае изменения состава или параметров оборудования, ожидаемого в операционный час n, СО на основании оперативных уведомлений участника оптового рынка, полученных в период с 16 часов 30 минут суток X-2, для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – с 10 часов 00 минут суток X-1, до часа (n-4) суток X, и соответствующих диспетчерских заявок регистрирует соответствующую величину снижения максимальной мощности $\Delta_{4_max,h}^j$ и определяет величину максимальной мощности, зафиксированную на час (n-4) суток X – $N_{max,(n-4),h}^j$ (для объектов ВИЭ (солнце / ветер / малые водоточные ГЭС) соответствующую параметрам инсоляции / ветровой нагрузки / напора воды, обеспечивающим выдачу мощности готового к выработке электроэнергии оборудования в полном объеме в соответствии с паспортными характеристиками генерирующего оборудования).

Оперативные уведомления, предусмотренные настоящим *Порядком установления соответствия*, учитываются СО только при условии их соответствия п. 6.5 *Технических требований*.

$$N_{max_{(n-4),h}}^j = \max(0; \min(N_{max,h}^j(CO); N_{max_BCBFO,h}^j; N_{max_{(X-2),h}^j} - \Delta_{4_max,h}^j) \quad (46)$$

Снижение мощности, относимое на величину $\Delta_{4_max,h}^j$, регистрируется при:

- снижении мощности вследствие вывода в ремонт оборудования в соответствии с оперативным уведомлением, поданным участником оптового рынка в период с 16 часов 30 минут суток X-2, для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – с 10 часов 00 минут суток X-1, до часа (n-4) суток X, и соответствующей разрешенной внеплановой или неотложной диспетчерской заявке (вне зависимости от времени разрешения данной заявки CO);
- снижении мощности вследствие невывода оборудования из ремонта в срок, определенный диспетчерской заявкой, при условии подачи до часа (n-4) суток X (вне зависимости от времени разрешения данной заявки CO), оперативного уведомления и соответствующей диспетчерской заявки на продление ремонта);
- снижении мощности вследствие внепланового продолжения внепланового ремонта по окончании регистрации $N_{уст,h}^{j,изм}$ (по истечении 4 полных часов с часа подачи оперативного уведомления и соответствующей неотложной (аварийной) диспетчерской заявки на проведение ремонта до первого часа суток, в отношении которых не позднее 16 часов 30 минут суток X-2, для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – до 10 часов 00 минут суток X-1, подана диспетчерская заявка на продление ремонта) вне зависимости от решения по квалификации ремонта;

- снижении мощности, не связанном с отключением генерирующего оборудования, в т. ч., по режимам топливообеспечения, водным режимам соответствующих водных объектов (в т.ч. по причине недостатка водных ресурсов), изменением параметров генерирующего оборудования, отключением или невключением в достаточном объеме котельного и другого вспомогательного оборудования (при условии, что генерирующее оборудование остается в работе), а также любым другим аналогичным причинам, снижающим располагаемую мощность включенного оборудования, заявленное участником оптового рынка не позднее, чем за 4 часа до часа фактической поставки при условии подачи соответствующей диспетчерской заявки.

5.4.2. Определение минимальной мощности включенного генерирующего оборудования

В соответствии с *Техническими требованиями* СО определяет величину минимальной мощности фактически включенного блочного генерирующего оборудования (с учетом ограничений, заявленных по режимным генерирующим единицам), отнесенного к ГТП j участника оптового рынка $N_{min(X-4),h}^j$ на основании уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданных не позднее 10 часов 00 минут московского времени (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, хабаровского времени) суток $X-4$ в отношении суток X в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* [8.2.], но не более чем величина минимальной мощности генерирующего оборудования $N_{min(X-2),10:00,h}^j$ заявленной участником в уведомлении, поданном не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток $X-2$ (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее

относившейся к неценовым зонам, – до 10 часов 00 минут хабаровского времени суток X-2) в отношении суток X, и согласованная СО.

$$N_{min(X-4),h}^j = \min(N_{min(X-2),10:00,h}^j; N_{min,h}^j(CO) + \Delta_{2_min,h}^{j1}) \quad (47),$$

где $\Delta_{2_min,h}^{j1}$ – заявленное в уведомлении о составе и параметрах оборудования приращение минимальной мощности включенного блочного генерирующего оборудования, связанное с ремонтом основного или вспомогательного оборудования, рассчитанное на основании заявленного участником оптового рынка минимума, определяемое в соответствии с *Техническими требованиями* и настоящим *Порядком установления соответствия*.

$N_{min,h}^j(CO)$ – плановый технологический минимум фактически включенного блочного генерирующего оборудования (с учетом ограничений, заявленных по режимным генерирующим единицам), определенный в соответствии с *Техническими требованиями* СО на основании данных о минимальной мощности фактически включенного генерирующего оборудования, заявленных участником в уведомлении, поданном не позднее 10 часов 00 минут московского времени суток X-2 (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – до 10 часов 00 минут хабаровского времени суток X-2) в отношении суток X, и согласованных СО. Для блочного генерирующего оборудования тепловых электростанций, в качестве планового технологического минимума $N_{min,h}^j(CO)$ принимается значение минимальной мощности генерирующего оборудования, включенного по результатам процедуры ВСВГО и (или) при актуализации состава оборудования на этапе формирования ПДГ по требованию СО и (или) по команде диспетчера СО и отнесенного к ГТП генерации, включающей только блочные ЕГО и не содержащей неоптимизируемое в рамках ВСВГО, в соответствии с п.4.6 Регламента проведения расчетов выбора состава включенного генерирующего оборудования (Приложение №3.1 к Договору о

присоединении к торговой системе оптового рынка), блочное генерирующее оборудование, с учетом ограничений, заявленных по режимным генерирующим единицам.

В соответствии с *Техническими требованиями* СО определяет величину минимальной мощности фактически включенного блочного генерирующего оборудования (с учетом ограничений, заявленных по режимным генерирующим единицам), отнесенного к ГТП участника оптового рынка $N_{\min(X-2),h}^j$, на основании уведомления о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданного участником оптового рынка не позднее 16 часов 30 минут суток X-2, для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – не позднее 10 часов 00 минут суток X-1, и разрешенных СО внеплановых или неотложных диспетчерских заявок.

$$N_{\min(X-2),h}^j = \max\{N_{\min(X-4),h}^j; N_{\min}^j(CO)\} + \Delta_{2_min}^{j2}, \quad (49),$$

где $\Delta_{2_min.h}^{j2}$ – приращение минимальной мощности фактически включенного блочного генерирующего оборудования по разрешенной внеплановой или неотложной диспетчерской заявке, определенное как увеличение технологического минимума, заявленного участником оптового рынка не позднее 16 часов 30 минут суток X-2, для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – не позднее 10 часов 00 минут суток X-1, относительно планового технологического минимума, согласованного СО в отношении блочного генерирующего оборудования, включенного в рамках процедуры ВСВГО и (или) при актуализации состава оборудования на этапе формирования ПДГ по требованию СО и (или) по команде диспетчера СО;

$N_{\min(X-2),h}^j$ – минимальная мощность фактически включенного генерирующего оборудования (с учетом ограничений, заявленных по режимной генерирующей единице), отнесенного к ГТП генерации, включающей только блочные ЕГО, включенного по результатам

процедуры ВСВГО и (или) при актуализации состава оборудования на этапе формирования ПДГ по требованию СО и(или) по команде диспетчера СО, определенная на основании данных, заявленных участником в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток X-2 (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – до 10 часов 00 минут хабаровского времени суток X-1), увеличенная на величину минимальной мощности генерирующего оборудования, отключенного по результатам процедуры ВСВГО и включенного по требованию участника оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток X-2 (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – до 10 часов 00 минут хабаровского времени суток X-1).

В качестве величины минимальной мощности генерирующего оборудования, отключенного по результатам процедуры ВСВГО и включенного по требованию участника оптового рынка, используется максимальное значение из величины минимальной мощности, заявленной участником в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток X-2 (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – до 10 часов 00 минут хабаровского времени суток X-1), и значения нижнего предела регулировочного диапазона, представленного 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 12/12А (приложение 1 к данному Положению).

При изменении по требованию СО состава оборудования, относительно определенного по результатам ВСВГО, $\Delta_{2_min,h}^{j2}$ регистрируется только в случае увеличения технологического минимума, заявленного участником оптового рынка не позднее 16 часов 30 минут суток X-2, для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – не позднее 10 часов 00 минут суток X-1, относительно планового технологического минимума, согласованного СО в отношении дополнительно включенного генерирующего оборудования.

$\Delta_{2_min,h}^{j2}$ не регистрируется в период (часы):

- досрочного включения в ПДГ не более чем на 12 часов раньше относительно часа включения по результатам ВСВГО в случаях включения по результатам ВСВГО более одной единицы генерирующего оборудования на электростанции;
- согласованного разворота / останова оборудования.

В случае изменения состава или параметров оборудования, ожидаемого в операционный час n, на основании оперативных уведомлений участника оптового рынка, полученных в период с 16 часов 30 минут суток X-2, для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – с 10 часов 00 минут суток X-1, до часа (n-4) суток X, и соответствующих диспетчерских заявок, СО регистрирует соответствующую величину приращения минимальной мощности $\Delta_{4_min,h}^j$ и определяет величину минимальной мощности включенного генерирующего оборудования, на час (n-4) суток X – $N_{min_{(n-4),h}}^j$.

$$N_{min_{(n-4),h}}^j = \max\{N_{min}^j, (CO) N_{min_{(X-4),h}}^j; N_{min_{(X-2),h}}^j\} + \Delta_{4_min}^j, \quad (50),$$

где $N_{min(n-4),h}^j$ – минимальная мощность фактически включенного генерирующего оборудования (с учетом ограничений, заявленных по режимной генерирующей единице), отнесенного к ГТП генерации, включающей только блочные ЕГО, включенного по результатам процедуры ВСВГО и (или) при актуализации состава оборудования на этапе формирования ПДГ по требованию СО и (или) по команде диспетчера СО, определенную на основании данных, заявленных участником в оперативном уведомлении, поданном в период с 16 часов 30 минут московского времени суток, предшествующих торговым (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – с 10 часов 00 минут хабаровского времени суток X-1), до часа (n-4), где n – операционный час, увеличенную на величину минимальной мощности генерирующего оборудования, учтенного отключенным на этапе формирования ПДГ, и включенного по требованию участника оптового рынка в уведомлении, поданном до часа (n-4).

В качестве величины минимальной мощности генерирующего оборудования, учтенного отключенным на этапе формирования ПДГ и включенного по требованию участника оптового рынка в оперативном уведомлении, поданном до часа (n-4), используется максимальное значение из величины минимальной мощности, заявленной участником в оперативном уведомлении, поданном не позднее часа (n-4), и значения нижнего предела регулировочного диапазона, представленного 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 12/12А (приложение 1 к данному Положению).

При изменении состава оборудования по команде СО, ожидаемого в операционный час n , $\Delta^j_{4_min,h}$ регистрируется только в случае увеличения технологического минимума, заявленного участником оптового рынка в оперативном уведомлении в период с 16 часов 30 минут суток X-2, для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – с 10 часов 00 минут суток X-1, до часа $(n-4)$ суток X, относительно планового технологического минимума, согласованного СО в отношении дополнительно включенного генерирующего оборудования. При изменении состава оборудования, ожидаемого в операционный час n по запросу участника, $\Delta^j_{4_min,h}$ регистрируется в отношении величины технологического минимума, заявленного участником оптового рынка в оперативном уведомлении в период с 16 часов 30 минут суток X-2, для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – с 10 часов 00 минут суток X-1, до часа $(n-4)$ суток X.

При изменении состава включенного оборудования по требованию (команде) СО увеличения мощности $\Delta^{j^1}_{2_min,h}$, $\Delta^{j^2}_{2_min,h}$ и $\Delta^j_{4_min,h}$ не регистрируются при соблюдении суммарной величины согласованных плановых технологических минимумов блочных ЕГО, осуществляющих отпуск тепла, и согласованных плановых технологических минимумов остальных блочных ЕГО.

В случае если временное увеличение технологического минимума является следствием технологических особенностей пуска генерирующего оборудования электростанции (необходимым условием), $\Delta^{j^1}_{2_min,h}$, $\Delta^{j^2}_{2_min,h}$ и $\Delta^j_{4_min,h}$ не регистрируется в период пуска генерирующего оборудования.

На период проведения специальных и комплексных испытаний генерирующего оборудования, предусматривающих определение технических параметров генерирующего оборудования, увеличение

технологического минимума оборудования не регистрируется в объемах, согласованных СО программой испытаний.

5.4.3. Порядок определения итогового изменения максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, и минимальной мощности включенного генерирующего оборудования

СО рассчитывает по ГТП j величину $\Delta_{2_max,h}^{j1(120)}$ для часов месяца поставки мощности t , в которых величина $\Delta_{2_max,h}^{j1}$ по соответствующей ГТП j не превышает 120 часов за период с 00 часов 00 минут суток ($X-30$) до часа h текущих суток X и величину $\Delta_{2_max,h}^{j1}$ для остальных часов месяца поставки мощности t , в соответствии с порядком, установленным Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности [8.7].

СО на каждый час суток определяет величину итогового изменения максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, $\Delta_{2,h}^{j2}$ и величину итогового изменения минимальной мощности включенного генерирующего оборудования $\Delta_{4,h}^j$:

$$\Delta_{2,h}^{j2} = \Delta_{2_max,h}^{j2} + \Delta_{2_min,h}^{j2} \quad (52.1)$$

$$\Delta_{4,h}^j = \Delta_{4_max,h}^j + \Delta_{4_min,h}^j \quad (52.2)$$

В случае изменения состава ГТП j в месяце t , для целей расчета $\Delta_{2_max,h}^{j1(120)}$ и $\Delta_{2_max,h}^{j1}$ количество часов в месяце $t-1$, входящих в период с 00 часов 00 минут суток ($X-30$) до часа h текущих суток X , в которые регистрировалось значение $\Delta_{2_max,h}^{j1}$, определяется следующим образом:

- в случае изменения состава ГТП j в связи с добавлением в нее ЕГО, а также при объединении ГТП учитываются часы месяца $t-1$, в которых было зарегистрировано значение величины $\Delta_{2_max,h}^{j1}$ по любой из объединяемых ГТП;
- в случае изменения состава ГТП j в связи с исключением входящих в нее ЕГО, а также при разделении ГТП:

- в случае если в соответствующем часе месяца $t-1$ было зарегистрировано снижение максимальной мощности $\Delta'^{j1}_{2_max,h}$, связанное с ремонтом ЕГО g , соответствующие часы учитываются для ГТП, в состав которой входит ЕГО g в месяце t ;
- в случае если в соответствующем часе месяца $t-1$ было зарегистрировано снижение максимальной мощности $\Delta'^{j1}_{2_max,h}$, связанное с ремонтом основного, вспомогательного или общестанционного оборудования, приводящее к снижению максимальной мощности группы оборудования, входящего в состав ГТП, соответствующие часы учитываются для каждой из разделяемых ГТП.

5.5. Порядок определения снижений мощности, связанных с подачей ценовых заявок для участия в конкурентном отборе на сутки вперед

В соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* [8.7] СО определяет $\Delta^j_{3,h}$ на основании ценовых заявок, поданных в участником оптового рынка в КО отношении каждой ГТП для участия в конкурентном отборе на сутки вперед в соответствии с *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* [8.3] и переданных КО в СО в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* [8.4].

5.6. Определение фактической максимальной мощности и фактической минимальной мощности включенного генерирующего оборудования

В час фактической поставки СО определяет фактическую величину максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, $N^j_{max_факт,h}$ и фактическую величину минимальной мощности включенного в работу генерирующего оборудования $N^j_{min_факт,h}$.

$$N^j_{max_факт,h} = \max(N^j_{вкл_факт,h}; N^j_{факт_срм,h}) + N^j_{хр_факт,h} \quad (56),$$

$$N^j_{min_факт,h} = \min(N^j_{мин_факт,h}; N^j_{факт_срм,h}) \quad (57),$$

где $N_{\text{вкл_факт},h}^j$ – максимальная мощность входящего в состав ГТП включенного генерирующего оборудования, определенная с учетом предусмотренных *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности [8.7], Техническими требованиями* и настоящим *Порядком установления соответствия* особенностей на основании максимума по ГТП ($P_{\text{макс_акт}}$), заявленного участником ОРЭМ в последнем поданном до часа h уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования (без учета снижения максимума, обусловленного размещением диапазона НПРЧ и (или) АВРЧМ на генерирующем оборудовании, участвующем в НПРЧ и (или) АВРЧМ), диспетчерских заявок и зафиксированных средствами аудиозаписи сообщений о фактах снижения максимальной мощности, в том числе невозможности загрузки до значения, заданного командой диспетчера СО;

$N_{\text{хр_факт},h}^j$ – мощность генерирующего оборудования ГТП, находящегося в холодном резерве, определенная с учетом предусмотренных *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности [8.7], Техническими требованиями* и настоящим *Порядком установления соответствия* особенностей на основании величины холодного резерва по ГТП ($P_{\text{хр}}$), заявленной в последнем поданном участником ОРЭМ до часа h уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования (за исключением объема, обусловленного размещением диапазона НПРЧ и (или) АВРЧМ на генерирующем оборудовании, участвующем в НПРЧ и (или) АВРЧМ), диспетчерских заявок и зафиксированных средствами аудиозаписи сообщений о фактах снижения максимальной мощности, в том числе невозможности загрузки до значения, заданного командой диспетчера СО;

$N_{\text{факт_срм},h}^j$ – значение фактической среднeminутной нагрузки ГТП по данным СОТИАССО на конец часа h ;

$N_{\text{мин_факт},h}^j$ – минимальная мощность входящего в состав ГТП включенного генерирующего оборудования, определенная с учетом *Порядка установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям*

предусмотренных *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности [8.7], Техническими требованиями* и настоящим *Порядком установления соответствия* особенностей на основании минимума по ГТП (Рмин_акт), заявленного участником ОРЭМ в последнем поданном до часа h уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования (без учета увеличения минимума, обусловленного размещением диапазона НПРЧ и (или) АВРЧМ на генерирующем оборудовании, участвующем в НПРЧ и (или) АВРЧМ), диспетчерских заявок и зафиксированных средствами аудиозаписи сообщений о фактах увеличения минимальной мощности, в том числе невозможности разгрузки до значения, заданного командой диспетчера СО.

Фактическая максимальная мощность генерирующего оборудования, готового к выработке электрической энергии для объектов ВИЭ (солнце / ветер / малые водоточные ГЭС), соответствующая параметрам инсоляции / ветровой нагрузки / напора воды, обеспечивающим выдачу мощности готового к выработке электроэнергии оборудования в полном объеме в соответствии с паспортными характеристиками генерирующего оборудования ($N_{\text{max факт},h}^j$), определяется СО равной:

$$N_{\text{max факт},h}^j = \max(N_{\text{факт_срм},h}^j; \min(N_{\text{вкл_факт_виз},h}^j; N_{\text{max факт_социаcco},h}^j)),$$

где $N_{\text{вкл_факт_виз},h}^j$ – максимальная мощность оборудования, готового к выработке электрической энергии, соответствующая параметрам инсоляции / ветровой нагрузки / напора воды, обеспечивающим выдачу мощности готового к выработке электроэнергии оборудования в полном объеме в соответствии с паспортными характеристиками генерирующего оборудования, соответствующая минимальному значению, определенному с учетом предусмотренных *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности [8.7], Техническими требованиями* и настоящим *Порядком установления соответствия* особенностей на основании актуального максимума по ГТП (Рмакс_виз), заявленного в последнем поданном участником ОРЭМ до часа h уведомлении

о составе и параметрах генерирующего оборудования, диспетчерских заявок и зафиксированных средствами аудиозаписи фактов снижения максимальной мощности;

$N_{\text{факт сотиассо},h}^j$ – максимальная мощность оборудования, готового к выработке электрической энергии, соответствующая параметрам инсоляции / ветровой нагрузки / напора воды, обеспечивающим выдачу мощности готового к выработке электроэнергии оборудования в полном объеме в соответствии с паспортными характеристиками генерирующего оборудования, передаваемая в диспетчерский центр СО в соответствии с п. 11.1.5 приложения 3 к *Регламенту допуска к торговой системе оптового рынка* (Приложение № 1 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*) посредством СОТИАССО. При непредоставлении указанного значения посредством СОТИАССО в СО:

- в связи с технической неготовностью СОТИАССО в части неготовности технологических каналов связи и средств телемеханики, приведшей к непредоставлению указанного значения – указанное значение принимается равным $N_{\text{уст},m}^j$;
- в иных случаях непредоставления указанного значения – указанное значение принимается равным нулю.

Генерирующее оборудование, не обеспеченное запасом по основному и резервному виду топлива, холодным резервом не является и в расчете не используется.

При изменении эксплуатационного состояния находящегося в работе турбоагрегата с турбиной без конденсатора – турбинами типа «Р», «ПР», «ТР» и «ПТР» (за исключением турбин, имеющих приключенные турбины с конденсаторами) и ГТУ в составе ГТУ-ТЭЦ (режим работы которых зависит от наличия теплового потребителя), состояние которых подлежит оптимизации в рамках ВСВГО, располагаемая мощность такого генерирующего оборудования, выводимого в резерв, согласованный ремонт и консервацию, принимается равной значению, заявленному в уведомлении,

поданном до 10 часов 00 минут суток X-2, и подтвержденному специализированными расчетами, заключающимися в перераспределении паровой нагрузки между оставшимися турбинами с соответствующим пересчетом ограничений мощности по каждой из них, при отсутствии указанных расчетов – принимается равной нулю. В отношении генерирующего оборудования, состояние которого учитывается как вынужденно включенное/отключенное в рамках процедур ВСВГО (принимается в соответствии с уведомлением участника оптового рынка) и не подлежит оптимизации в рамках ВСВГО, указанный расчет не принимается. Снижение максимальной мощности в указанных случаях при подаче соответствующего уведомления о составе и параметрах оборудования не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток X-2 (не позднее 10 часов 00 минут хабаровского времени суток X-1 для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) подлежат регистрации как $\Delta_{2_max,h}^{j2}$, при направлении уведомления после указанного времени или его отсутствии снижение максимальной мощности регистрируется в общем порядке ($\Delta_{4_max,h}^j, \Delta_{6,h}^j$).

При включении/отключении оборудования из (в) холодного резерва максимальная мощность, готовая к несению нагрузки, на период разворота/останова оборудования определяется с учетом вращающегося резерва.

При включении/отключении оборудования из (в) ремонта с момента времени закрытия заявки максимальная мощность, готовая к несению нагрузки, на период разворота/останова оборудования определяется с учетом вращающегося резерва.

В согласованные СО сроки отключения в ремонт двухкорпусного блока или энергоблока АЭС с двумя турбоагрегатами, после отключения первого корпуса (турбоагрегата) и до открытия диспетчерской заявки на ремонт блока, мощность первого корпуса (турбоагрегата), для целей определения

фактически поставленных на оптовый рынок объемов мощности, учитывается аналогично холодному резерву.

В согласованные СО сроки отключения в ремонт ПГУ с любым количеством генерирующих агрегатов (газовых и паровых турбин), по мере отключения генерирующих агрегатов, мощность отключенных агрегатов, для целей определения фактически поставленных на оптовый рынок объемов мощности, учитывается аналогично холодному резерву до полного останова ПГУ и открытия диспетчерской заявки на её ремонт.

В согласованные СО сроки включения из ремонта двухкорпусного блока или энергоблока АЭС с двумя турбоагрегатами, после включения первого корпуса (турбоагрегата) и закрытия диспетчерской заявки на ремонт блока, мощность второго корпуса (турбоагрегата), для целей определения фактически поставленных на оптовый рынок объемов мощности, учитывается аналогично холодному резерву. При этом при невключении второго корпуса, должно быть зарегистрировано снижение мощности начиная с времени включения первого корпуса.

В согласованные СО сроки включения из ремонта ПГУ с любым количеством генерирующих агрегатов (газовых и паровых турбин), после включения в сеть первого генерирующего агрегата и закрытия диспетчерской заявки на ремонт ПГУ мощность оставшихся генерирующих агрегатов, не имеющих иных зарегистрированных снижений мощности, для целей определения фактически поставленных на оптовый рынок объемов мощности, учитывается аналогично холодному резерву до включения всей ПГУ.

В случае изменения режима работы генерирующего оборудования на режим синхронного компенсатора мощность такого оборудования, для целей определения фактически поставленных на оптовый рынок объемов мощности, учитывается аналогично холодному резерву.

Величина мощности находящегося в работе/холодном резерве генерирующего оборудования должна быть обеспечена мощностью находящихся в работе/резерве котлоагрегатов, обеспеченных топливом. В

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

противном случае, если мощность находящегося в резерве генерирующего оборудования превышает мощность находящихся в работе/резерве котлоагрегатов, в том числе, в связи с отсутствием топлива, указанное превышение холодным резервом не является и в расчете учитывается как снижение мощности. Превышение мощности генерирующего оборудования, включенного по результатам процедуры ВСВГО и (или) при актуализации состава оборудования на этапе формирования ПДГ и (или) в час фактической поставки, относительно мощности включенных в работу котлоагрегатов, холодным резервом не является и в расчете учитывается как снижение мощности за исключением случаев, указанных в п.5.4.1 настоящего *Порядка установления соответствия*.

Останов участником оптового рынка генерирующего оборудования в вынужденный простой по причине отсутствия топлива, при определении фактической максимальной мощности соответствующая величина холодным резервом не является и в расчете не учитывается.

При выводе в резерв генерирующего оборудования, имеющего дефекты (снижения мощности), не позволяющие на момент останова нести максимальную нагрузку, при определении фактической максимальной мощности указанная величина снижения мощности холодным резервом не является и в расчете не учитывается.

5.6.1. Порядок определения соответствия фактического эксплуатационного состояния (состава) оборудования заданному

В час фактической поставки СО определяет соответствие фактического эксплуатационного состояния (состава) оборудования эксплуатационному состоянию, заданному (учтенному) СО (в том числе в отношении ГАЭС в насосном режиме). В случае выявления несоблюдения заданного эксплуатационного состояния оборудования, СО регистрирует величину $N_{устh}^{j,изм}$ как сумму установленных мощностей включенных и выключенных агрегатов без учета величин ранее согласованных ограничений

установленной мощности и зарегистрированных снижений максимальной мощности в отношении данных агрегатов:

$$N_{уст,h}^{j,изм} = \sum N_{уст.}^{включенных} + \sum N_{уст.}^{отключенных} \quad (58).$$

Величина $N_{уст,h}^{j,изм}$ регистрируется СО вне зависимости от выходных и праздничных дней при:

- снижении мощности вследствие вывода в ремонт генерирующего оборудования (в т.ч. турбогенераторов энергоблоков АЭС с двумя турбоагрегатами и паровых турбин и/или газотурбинных установок ПГУ) по оперативному уведомлению и соответствующей неотложной (аварийной) диспетчерской заявке, поданным участником оптового рынка позже, чем за 4 часа до часа фактической поставки (между часом фактического отключения оборудования и часом подачи оперативного уведомления менее 4 часов);
- снижении мощности вследствие вывода в ремонт иного оборудования, приводящего к отключению от сети генерирующего оборудования (в т.ч. корпуса двухкорпусного блока, в случае если второй корпус находился в ремонте или резерве) по оперативному уведомлению, поданному участником оптового рынка позже, чем за 4 часа до часа фактической поставки (между часом фактического отключения оборудования и часом подачи оперативного уведомления менее 4 часов);
- снижении мощности вследствие отключения генерирующего оборудования (в т.ч. турбогенераторов энергоблоков АЭС с двумя турбоагрегатами и паровых турбин и/или газотурбинных установок ПГУ) по факту с часа, в котором произошло отключение оборудования, до часа подачи оперативного уведомления и соответствующей неотложной (аварийной) диспетчерской заявки и в течение последующих 4 часов или до часа включения в сеть (до времени восстановления состава

оборудования, заданного СО) вне зависимости от выходных и праздничных дней;

- снижении мощности вследствие отключения иного оборудования, приводящего к отключению от сети генерирующего оборудования (в т.ч. корпуса двухкорпусного блока, в случае если второй корпус находился в ремонте или резерве), с часа, в котором произошло отключение оборудования, до часа подачи оперативного уведомления и соответствующей неотложной (аварийной) диспетчерской заявки и в течение последующих 4 часов или до часа включения в сеть (до времени восстановления состава оборудования, заданного СО) вне зависимости от выходных и праздничных дней;
- включении/ отключении/ не отключении оборудования, несогласованном с СО, на величину установленной мощности данного оборудования, с часа, в котором произошло несогласованное изменение состава оборудования, до часа восстановления состава либо часа, следующего за часом получения оперативного уведомления от участника оптового рынка и открытия соответствующей поданной диспетчерской заявки, но не менее 4 часов с момента получения оперативного уведомления и соответствующей диспетчерской заявки;
- невключении требуемого количества агрегатов ГЭС (ГАЭС), необходимого для выполнения планового графика генерации или команды на изменение значения активной мощности генерации (в том числе потребления для ГАЭС в насосном режиме) в случае отдачи такой команды диспетчером с часа, соответствующего времени окончания исполнения команды, заданного диспетчером, до часа подачи оперативного уведомления и соответствующей аварийной диспетчерской

заявки и в течение последующих 4 часов или до часа включения в сеть вне зависимости от выходных и праздничных дней;

- снижении мощности вследствие отключения /невключения (выявленного, в том числе в процессе пусковых операций) котельного, вспомогательного и общестанционного оборудования, которое привело к отключению генерирующего оборудования (в т.ч. при наличии котельного оборудования в холодном резерве) по факту с часа, в котором произошло отключение, до часа подачи оперативного уведомления и соответствующей неотложной (аварийной) диспетчерской заявки и в течение последующих 4 часов или до часа включения в сеть вне зависимости от выходных и праздничных дней.
- при невключении генерирующего оборудования из ремонта в сеть (в том числе невключении корпуса двухкорпусного блока из ремонта/резерва, в случае если второй корпус находился в ремонте/резерве, или невозможности включения генерирующего оборудования в сеть вследствие отключения иного оборудования) в период проведения разрешенных испытаний генерирующего оборудования, в том числе приемо-сдаточных испытаний после капитального ремонта, среднего ремонта или реконструкции с часа:
 - окончания разрешенного срока ремонта;
 - учтенного в ПДГ при актуализации расчетной модели;
 - включения, заявленного в оперативном уведомлении, за исключением включений по команде диспетчера СО;до часа подачи оперативного уведомления и соответствующей аварийной диспетчерской заявки и в течение последующих 4 часов или до часа включения в сеть вне зависимости от выходных и праздничных дней;

- при неключении генерирующего оборудования из ремонта или резерва в сеть (в том числе неключении корпуса двухкорпусного блока из ремонта/резерва, в случае если второй корпус находился в ремонте/резерве, или неключении паровой турбины и/или газотурбинной установки ПГУ, или невозможности включения генерирующего оборудования в сеть вследствие отключения иного оборудования), а также необеспечении заявленного перевода генерирующего оборудования из ремонта в холодный резерв с часа:
 - окончания разрешенного срока ремонта;
 - включения/перевода в холодный резерв, заявленного в оперативном уведомлении, за исключением включений по команде диспетчера СО;

до часа подачи оперативного уведомления и соответствующей аварийной диспетчерской заявки и в течение последующих 4 часов или до часа включения в сеть вне зависимости от выходных и праздничных дней.

В период регистрации показателя соответствия состава включенного (отключенного) оборудования эксплуатационному состоянию, заданному (учтенному) СО, СО не регистрирует в отношении соответствующего генерирующего оборудования снижения мощности $\Delta_{2_max,h}^{j1}$, $\Delta_{2_max,h}^{j2}$, $\Delta_{4_max,h}^j$, $\Delta_{max_вкл,h}^{j,изм}$.

По окончании регистрации $N_{уст,h}^{j,изм}$ СО регистрирует снижения мощности по данному оборудованию в общем порядке с учетом ранее зарегистрированных снижений максимальной мощности.

5.6.2. Порядок определения соответствия фактических параметров включенного оборудования заданным

В час фактической поставки СО регистрирует наличие несоответствия фактических параметров включенного оборудования заданным $\Delta_{max_вкл,h}^{j,изм}$, $\Delta_{min_вкл,h}^{j,изм}$ и $\Delta_{вкл,h}^{j,изм}$.

$$\Delta_{вкл,h}^{j,изм} = \Delta_{max_вкл,h}^{j,изм} + \Delta_{min_вкл,h}^{j,изм} \quad (59)$$

$\Delta_{max_вкл,h}^{j,изм}$ регистрируется при снижении максимальной мощности, не связанном с отключением генерирующего оборудования, заявленном участником оптового рынка позже, чем за 4 часа до часа фактической поставки, либо при фактическом снижении максимальной мощности включенного оборудования (по фактическому состоянию включенного оборудования), вне зависимости от того, заявлял участник оптового рынка снижение мощности либо нет.

$$\Delta_{max_вкл,h}^{j,изм} = \max(0; \min(N_{max,h}^j(CO); N_{max(n-4),h}^j) - N_{max_факт,h}^j) \quad (60)$$

$\Delta_{min_вкл,h}^{j,изм}$ регистрируется при увеличении минимальной мощности включенного оборудования, заявленном участником оптового рынка позже, чем за 4 часа до часа фактической поставки, либо при фактическом увеличении минимальной мощности включенного оборудования (по фактическому состоянию включенного блочного генерирующего оборудования на конец часа), вне зависимости от того, заявлял участник оптового рынка приращение минимума либо нет.

$$\Delta_{min_вкл,h}^{j,изм} = \max(0; N_{min_факт,h}^j - N_{min(n-4),h}^j; N_{min_вкл_доп,h}^j), \quad (61)$$

где $N_{min_вкл_доп,h}^j$ – минимальная мощность генерирующего оборудования, учтенного отключенным на этапе формирования ПДГ и включенного по требованию участника ОРЭМ в уведомлении, поданном позднее часа (n-4), либо по факту, и соответствующая максимальному значению из величины минимальной мощности, заявленной участником ОРЭМ в поданном позднее часа (n-4) уведомлении о составе и параметрах генерирующего

оборудования, и значения нижнего предела регулировочного диапазона, представленного 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).

При определении снижения мощности в отношении единицы генерирующего оборудования в час фактической поставки приоритет имеет последнее по времени наступления событие, повлекшее снижение мощности.

5.6.2.1. Порядок регистрации снижений максимальной мощности

Величина $\Delta_{\text{max_вкл,h}}^{j,\text{изм}}$ регистрируется СО в следующих случаях:

1. В случае снижения максимальной мощности, не связанного с отключением генерирующего оборудования, в соответствии с оперативным уведомлением, поданным участником оптового рынка позже, чем за 4 часа до часа фактической поставки, и соответствующей неотложной (аварийной) диспетчерской заявкой, в том числе в связи:
 - 1.1. с отключением котельного, вспомогательного или общестанционного оборудования;
 - 1.2. с отключением корпуса двухкорпусного блока, (в случае если второй корпус находится в работе);
 - 1.3. с отключением газотурбинной установки ПГУ (в случае если хотя бы одна газотурбинная установка данной ПГУ находится в работе) – в объеме снижения, возникающем на паровой турбине (паровых турбинах) ПГУ;
 - 1.4. с заявленными режимами работы.

Снижение мощности регистрируется от часа, в котором зарегистрировано снижение мощности, до часа, в котором истекают 4 часа с момента подачи оперативного уведомления и соответствующей неотложной (аварийной) диспетчерской заявки вне зависимости от выходных и праздничных дней.

2. В случае снижения максимальной мощности, связанного с неключением котельного или вспомогательного оборудования, корпуса двухкорпусного блока (если при этом второй корпус находится в работе), а также снижения максимальной мощности на паровой турбине (паровых турбинах) ПГУ, связанного с неключением газотурбинной установки ПГУ (если, при этом, хотя бы одна газотурбинная установка данной ПГУ находится в работе) из ремонта/резерва. Снижение мощности регистрируется с часа:

- 2.1. окончания разрешенного срока ремонта/резерва по диспетчерской заявке;
- 2.2. планируемого увеличения максимальной мощности, учтенного в ПДГ при актуализации расчетной модели;
- 2.3. неключения газотурбинной установки ПГУ, включение которой было запланировано в ПДГ, и неключение которой привело к снижению мощности на других турбинах ПГУ;
- 2.4. заданного командой диспетчера на включение;
- 2.5. заявленного в оперативном уведомлении о досрочном завершении ремонта/резерва;

и до часа подачи оперативного уведомления и соответствующей аварийной диспетчерской заявки и в течение последующих 4 часов.

3. В случае снижения максимальной мощности ГЭС, связанном с недостатком водных ресурсов или со снижением напора с часа, в

котором зарегистрировано снижение максимальной мощности на основании поданного участником оптового рынка оперативного уведомления и соответствующей неотложной (аварийной) диспетчерской заявки и в течение последующих 4 часов;

4. В случае работы объектов генерации по команде диспетчера в пределах заявленного диапазона регулирования, в том числе по плановому диспетчерскому графику (за исключением периодов работы генерирующего оборудования с максимальной нагрузкой по командам, отданным в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима в одной или нескольких операционных зонах диспетчерского управления, либо по командам, отданным в целях проверки фактического наличия заявленных резервов мощности на включенном генерирующем оборудовании):

- 4.1. в случае заявления участником оптового рынка до окончания исполнения команды на загрузку или по факту ее невыполнения о невозможности загрузки до значения, заданного командой диспетчера, регистрируется соответствующая величина снижения мощности;

- 4.2. в случае снижения фактической нагрузки по данным СОТИАССО от значения, заданного командой диспетчера (в т.ч. при работе по плановому диспетчерскому графику), на величину более чем 3 МВт или 2% от максимальной включенной мощности, заявленной участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, но не менее чем на 1 МВт ($\min\{3 \text{ МВт}; \max(1 \text{ МВт}; 0.02 \cdot P_{\max_исх,t}^j)\}$), и неисполнения зафиксированного средствами аудиозаписи требования диспетчера по устранению фактического снижения нагрузки.

При этом в указанных в пп. 4.1 и 4.2 случаях регистрируется признак отклонения от заданного режима работы (ОЗР) на загрузку и снижение максимальной включенной мощности в период с часа возникновения соответствующих событий и до наступления одного из следующих событий:

- до часа подачи оперативного уведомления о составе и параметрах генерирующего оборудования, предусматривающего снижение максимальной мощности, и в течение 4 (четырех) последующих часов (если соответствующее снижение максимальной мощности было учтено в ранее поданных уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования – до часа n , в котором такое снижение было учтено в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном до часа $(n-4)$);
- до момента фактического достижения величины среднeminутной нагрузки по данным СОТИАССО на конец часового интервала h значения максимальной мощности, заявленной и учтенной в ПБР на час h до регистрации ОЗР.

В первый час начала регистрации соответствующего события ($h_{\text{озр}}$) снижение регистрируется в объеме:

$$\Delta_{\text{max_вкл},h_{\text{озр}}}^{j,\text{изм}} = \max\{0; P_{\text{max_исх},h_{\text{озр}}}^j - \min(P_{\text{max},h_{\text{озр}}}^j; N_{\text{факт_срм},h_{\text{озр}}}^j)\},$$

в последующих часах периода регистрации снижение регистрируется в объеме:

$$\Delta_{\text{max_вкл},h}^{j,\text{изм}} = \min\{\Delta_{\text{max_вкл},h-1}^{j,\text{изм}}; \max\{0; P_{\text{max_исх},h}^j - \min(P_{\text{max},h}^j; N_{\text{факт_срм},h}^j)\}\},$$

где $P_{\text{max_исх},h}^j$ – значение максимальной мощности ($P_{\text{макс}}$), заявленное в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования (в т.ч. в оперативном уведомлении) и учтенное в ПБР в часе h до регистрации ОЗР;

$P_{max,h}^j$ – значение максимальной мощности (Рмакс), заявленное в последнем уведомлении, актуальном на час h;

$N_{факт_срм,h}^j$ – значение среднeminутной нагрузки по данным СОТИАССО на конец часа h;

$h_{озр}$ – час возникновения соответствующего события, приводящего к регистрации ОЗР.

5. В случае работы генерирующего оборудования с максимальной нагрузкой с допустимым перегрузом по командам, отданным в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима в одной или нескольких операционных зонах диспетчерского управления, либо по командам, отданным в целях проверки фактического наличия заявленных резервов мощности на включенном генерирующем оборудовании, и выполнения в период действия указанных команд $T_{дк}$ хотя бы на одном минутном интервале t условия:

$$(P_{max_исх,t}^j - N_{факт_срм,t}^j) > \min\{3 \text{ МВт}; \max(1 \text{ МВт}; 0.02 \cdot P_{max_исх,t}^j)\},$$

где $N_{факт_срм,t}^j$ – фактическая среднeminутная нагрузка по данным СОТИАССО на минутном интервале t часа h;

$P_{max_исх,t}^j$ – максимальная мощность (Рмакс), заявленная в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования и учтенная в ПБР до отдачи соответствующей команды. Для минутных интервалов t, не приходящихся на конец часового интервала, значения максимальной мощности определяются путем линейной интерполяции значений, заявленных в уведомлениях на конец предшествующего h-1 и текущего часовых интервалов h.

При выполнении указанного условия СО регистрирует признак ОЗР на загрузку и снижение максимальной мощности во всех

часах h , входящих в период действия указанной команды $T_{\text{дк}}$, в объеме максимальной на минутных интервалах, входящих в период действия команды, разницы между значениями $P_{\text{max_исх},t}^j$ и $N_{\text{факт_срм},t}^j$:

$$\Delta_{\text{max_вкл},h}^{j,\text{изм}} = \max_{t \in T_{\text{дк}}} \{P_{\text{max_исх},t}^j - N_{\text{факт_срм},t}^j\}.$$

Для генерирующего оборудования, участвующего в НПРЧ и/или АВРЧМ, контроль исполнения команд, отданных в целях проверки фактического наличия заявленных резервов мощности на включенном генерирующем оборудовании, осуществляется на генерирующем оборудовании, предварительно выведенном из НПРЧ и/или АВРЧМ.

Порядок отдачи указанных диспетчерских команд и доведение уведомлений о результатах оценки исполнения данных команд до участников оптового рынка осуществляется СО в соответствии с *Порядком отдачи и регистрации стандартных документируемых диспетчерских команд, распоряжений, разрешений и сообщений, используемых диспетчерским персоналом АО «СО ЕЭС» и его филиалов при управлении режимами работы объектов генерации участников оптового рынка и внешними перетоками* (далее – *Порядок отдачи и регистрации команд*) [9].

6. В случае выполнения одного из следующих условий регистрируется признак неоднократного отклонения от заданного режима работы (неоднократный ОЗР):

6.1. При регистрации второго в течение семи дней или третьего в течение календарного месяца ОЗР на загрузку, зафиксированного в соответствии с настоящим *Порядком установления соответствия*. Каждый случай снижения максимальной включенной мощности, зарегистрированного в соответствии с п.п. 4.1., 4.2. и 5.

раздела 5.6.2.1. настоящего *Порядка установления соответствия*, учитывается как один ОЗР на загрузку вне зависимости от количества часов регистрации. При этом регистрация признака неоднократного ОЗР осуществляется в отношении последнего по времени такого события.

- 6.2. При проведении проверок наличия фактических резервов мощности путем включения (учета в работе) ЕГО в порядке, установленном п.4.7 *Регламента проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* [8.15], либо в порядке, установленном п. 6.8.4 *Регламента оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России* [8.16], в ходе которых генерирующее оборудование не включалось или фактическая нагрузка соответствующих ЕГО по данным СОТИАССО на конец **каждого** часового интервала, входящего в период проведения проверки, отклонялась более чем на 3 МВт или 2 %, но не менее чем на 1 МВт от максимальной величины из располагаемых мощностей, заявленных в отношении ЕГО на соответствующие сутки в составе уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданных в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* [8.2] для целей учета в ВСВГО и ПДГ ($P_{\text{макс_всвго}}$ и (или) суммарного значения $P_{\text{хр}}$ и $P_{\text{макс}}$), а в случае наличия ограничений, обусловленных складывающейся схемно-режимной ситуацией, – от величины максимальной мощности, определенной СО.

При этом регистрация снижения максимальной мощности, зарегистрированного в соответствии с п.п. 6 раздела 5.6.2.1.

настоящего *Порядка* *установления* *соответствия*, осуществляется в объеме и сроки, установленные п. 5.6.2.3 настоящего *Порядка* *установления* *соответствия*.

При одновременной регистрации $\Delta_{\max_вкл,h}^{j,изм}$, обусловленной ОЗР, и иных снижений, относимых к $\Delta_{\max_вкл,h}^{j,изм}$ и не связанных с регистрацией соответствующего ОЗР, регистрация $\Delta_{\max_вкл,h}^{j,изм}$ осуществляется в объеме, соответствующем суммарному значению данных снижений.

5.6.2.2. Порядок регистрации увеличений минимальной мощности

$\Delta_{\min_вкл,h}^{j,изм}$ регистрируется СО в следующих случаях:

1. В случае увеличения минимальной мощности фактически включенного генерирующего оборудования, в соответствии с оперативным уведомлением, поданным участником оптового рынка позже, чем за 4 часа до часа фактической поставки, и соответствующей неотложной (аварийной) диспетчерской заявкой – от часа, в котором зарегистрировано увеличение мощности, до часа, в котором истекают 4 часа с момента подачи оперативного уведомления и соответствующей диспетчерской заявки вне зависимости от выходных и праздничных дней;
2. В случае работы объектов генерации по команде диспетчера в пределах заявленного диапазона регулирования, в том числе по плановому диспетчерскому графику (за исключением периодов работы генерирующего оборудования с минимальной нагрузкой по командам, отданным в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима в одной или нескольких операционных зонах диспетчерского управления):
 - 2.1. в случае заявления участником оптового рынка до окончания исполнения команды диспетчера на разгрузку или по факту ее невыполнения о невозможности разгрузки до значения, заданного командой диспетчера;

2.2. в случае увеличения фактической нагрузки по данным СОТИАССО от значения, заданного командой диспетчера (в т.ч. при работе по плановому диспетчерскому графику), на величину более чем $\min\{3 \text{ МВт}; \max(1 \text{ МВт}; 0.02 \cdot P_{\max_исх,t}^j)\}$, и неисполнении зафиксированного средствами аудиозаписи требования диспетчера СО по устранению фактического увеличения нагрузки.

При этом в указанных в пп. 2.1 и 2.2 случаях регистрируется признак отклонения от заданного режима работы (ОЗР) на разгрузку и увеличение минимальной включенной мощности в период с часа возникновения соответствующих событий и до наступления одного из следующих событий:

- до часа подачи оперативного уведомления о составе и параметрах генерирующего оборудования, предусматривающего увеличение минимальной мощности, и в течение 4 (четырёх) последующих часов (если соответствующее увеличение минимальной мощности было учтено в ранее поданных уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования – до часа n , в котором такое увеличение было учтено в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном до часа $(n-4)$);
- до момента фактического снижения величины среднeminутной нагрузки по данным СОТИАССО на конец часового интервала h до значения, не превышающего значение минимальной мощности, заявленной и учтенной в ПБР на час h до регистрации ОЗР.

В первый час начала регистрации соответствующего события ($h_{\text{озр}}$) снижение регистрируется в объеме:

$$\Delta_{\min \text{ вкл}, h}^{j, \text{изм}} = \max\{0; \max(P_{\min, h_{\text{озр}}}^j; N_{\text{факт_срм}, h_{\text{озр}}}^j) - P_{\min_исх, h_{\text{озр}}}^j\},$$

в последующих часах указанного периода снижение регистрируется в объеме:

$$\Delta_{\min \text{вкл},h}^{j,\text{изм}} = \min\{\Delta_{\min \text{вкл},h-1}^{j,\text{изм}}; \max(P_{\min,h}^j; N_{\text{факт_срм},h}^j) - P_{\min_исх,h}^j\},$$

где $P_{\min_исх,h}^j$ – значение минимальной мощности (Рмин), заявленное в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования (в т.ч. в оперативном уведомлении), учтенном в ПБР в часе h до регистрации ОЗР;

$P_{\min,h}^j$ – значение минимальной мощности (Рмин), заявленное в последнем уведомлении, актуальном на час h.

3. В случае работы генерирующего оборудования с минимальной нагрузкой по командам, отданным в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима в одной или нескольких операционных зонах диспетчерского управления, и превышения в период действия указанной команды $T_{\text{дк}}$ на любом минутном интервале t отклонения фактической нагрузки по данным СОТИАССО от минимальной мощности $(N_{\text{факт_срм},t}^j - P_{\min_исх,t}^j)$, на величину более чем $\min\{3 \text{ МВт}; \max(1 \text{ МВт}; 0.02 \cdot P_{\max_исх,t}^j)\}$.

При наличии такого превышения СО регистрирует $\Delta_{\min \text{вкл},h}^{j,\text{изм}}$ во всех часах h, входящих в период действия указанной команды $T_{\text{дк}}$, в объеме максимальной на минутных интервалах, входящих в период действия команды, разницы между значениями $N_{\text{факт_срм},t}^j$ и $P_{\min_исх,t}^j$:

$$\Delta_{\min \text{вкл},h}^{j,\text{изм}} = \max_{t \in T_{\text{дк}}} \{N_{\text{факт_срм},t}^j - P_{\min_исх,t}^j\},$$

где $P_{\min_исх,t}^j$ – минимальная мощность (Рмин), заявленная в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования (в т.ч. в оперативном уведомлении), учтенная в ПБР, до отдачи соответствующей команды. Для минутных

периодов t , не приходящихся на конец часового интервала, значения минимальной мощности определяются путем линейной интерполяции значений, заявленных на конец предшествующего $h-1$ и текущего часовых интервалов h .

Порядок отдачи указанных диспетчерских команд и доведение уведомлений о результатах оценки исполнения данных команд до участников оптового рынка осуществляется СО в соответствии с *Порядком отдачи и регистрации команд* [9].

4. Каждый случай увеличения минимальной включенной мощности, зарегистрированного в соответствии с п.п. 2.1., 2.2. и 3. раздела 5.6.2.2. настоящего *Порядка установления соответствия*, учитывается как один ОЗР на разгрузку вне зависимости от количества часов регистрации.

При одновременной регистрации $\Delta_{\min_вкл,h}^{j,изм}$, обусловленной ОЗР, и иных снижений, относимых к $\Delta_{\min_вкл,h}^{j,изм}$ и не связанных с регистрацией соответствующего ОЗР, регистрация $\Delta_{\min_вкл,h}^{j,изм}$ осуществляется в объеме, соответствующем суммарному значению данных снижений.

5.6.2.3. Порядок регистрации снижений максимальной мощности при неоднократном ОЗР

При регистрации признака неоднократного ОЗР СО в часе h регистрирует в соответствии с *Техническими требованиями* и настоящим *Порядком установления соответствия* величину $\Delta_{\max_вкл,h}^{j,изм}$ с учетом особенностей, предусмотренных п.5.6.1 и п.5.9 настоящего *Порядка установления соответствия*:

- в случаях, не связанных с проведением проверки наличия фактических резервов мощности путем включения (учета в работе) ЕГО, в период после окончания фиксации величины $\Delta_{\max_вкл,h}^{j,изм}$, регистрируемой в соответствии с настоящим пунктом при последнем ОЗР, до часа $h_{рег}$ включительно регистрируется величина $\Delta_{\max_вкл,h}^{j,изм}$ – в объеме

минимальной на конец часовых интервалов, входящих в указанный период, положительной разницы между значениями:

- минимальной величины из $P_{max_исх,h_озр}^j$, зарегистрированного в последнем ОЗР, предшествующем регистрации неоднократного ОЗР, и установленной мощности, сниженной на величину ограничений, заявленных в соответствии с п. 3.4.2.1 *Регламента определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* [8.7];
- фактической среднеминутной нагрузки $N_{факт_срм,h}^G$, зарегистрированной по данным СОТИАССО на конец часового интервала h по группе ЕГО G , включенных в период регистрации ОЗР, предшествующего регистрации неоднократного ОЗР.

При этом регистрируемая в связи с неоднократным отказом от загрузки величина не может превышать величину, зарегистрированную при ОЗР, предшествующем регистрации неоднократного ОЗР.

Час $h_{рег}$ соответствует последнему часу периода с часа начала регистрации $\Delta_{max_вкл,h}^{j,изм}$ в связи с фиксацией неоднократного ОЗР до часа, в котором величина $\Delta_{max_вкл,h_рег}^{j,изм} = 0$.

- при отдаче команды на включение ЕГО в целях проверки наличия фактических резервов мощности в порядке, установленном п. 6.8.4 *Регламента оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России* [8.16]:

- в период проведения указанной проверки – в объеме минимальной на конец часовых интервалов, входящих в период проверки, разницы между значениями:
 - максимальной мощности, готовой к выработке электроэнергии, заявленной участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования и учтенной в ПБР

(суммарное значение $R_{\text{макс}}$ и $R_{\text{хр}}$) на момент отдачи соответствующей команды;

➤ $N_{\text{факт_срм, h}}^g$.

- в период после окончания проведения указанной проверки (начиная с момента окончания проверки до часа h включительно) – в объеме минимальной на конец часовых интервалов, входящих в указанный период, положительной разницы между значениями:
 - минимальной величины из максимальной мощности, готовой к выработке электроэнергии, заявленной участником оптового рынка на последний час проведения указанной проверки в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования и учтенной в ПБР (суммарное значение $R_{\text{макс}}$ и $R_{\text{хр}}$) на момент отдачи соответствующей команды, и установленной мощности, сниженной на величину ограничений, заявленных в соответствии с п. 3.4.2.1 *Регламента определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* [8.7];
 - $N_{\text{факт_срм, h}}^g$.
- При этом регистрируемая в связи с неоднократным ОЗР величина не может превышать величину, зарегистрированную в период проведения проверки.
- при проведении проверки наличия фактических резервов мощности путем включения (учета в работе) ЕГО в порядке, установленном п. 4.7 *Регламента проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* [8.15]:
 - в период проведения указанной проверки – в объеме минимальной на конец часовых интервалов, входящих в период проверки, разницы между значениями:
 - максимальной величины из максимальных мощностей, готовых к выработке электроэнергии, заявленных участником оптового рынка в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего

оборудования для целей учета в ВСВГО ($P_{\text{макс_всвго}}$) и ПДГ (суммарного значения $P_{\text{хр}}$ и $P_{\text{макс}}$);

➤ $N_{\text{факт_срм},h}^g$.

- в период после окончания проведения указанной проверки (начиная с момента окончания проверки до часа h включительно) – в объеме минимальной на конец часовых интервалов, входящих в указанный период, положительной разницы между значениями:

➤ максимальной величины из максимальных мощностей, готовых к выработке электроэнергии, заявленных участником оптового рынка в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования для целей учета в ВСВГО ($P_{\text{макс_всвго}}$) и ПДГ (суммарного значения $P_{\text{хр}}$ и $P_{\text{макс}}$) на последний час проведения проверки, но не более величины установленной мощности с учетом величины ограничений, заявленных в соответствии с п. 3.4.2.1 Регламента определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности [8.7];

➤ $N_{\text{факт_срм},h}^g$.

При регистрации повторного неоднократного ОЗР (в случаях, не связанных с проведением проверки наличия фактических резервов мощности путем включения (учета в работе) ЕГО), в том числе при различном составе генерирующего оборудования, регистрация осуществляется в объеме максимального снижения.

При одновременной регистрации неоднократных ОЗР, предусмотренных подп. 6.1 и 6.2 пункта 2.5.6.1 настоящего Порядка установления соответствия, регистрация $\Delta_{\text{max_вкл},h}^{j,\text{изм}}$ осуществляется в объеме, соответствующем суммарному значению снижений, зарегистрированных в отношении каждого из неоднократных ОЗР.

В случае регистрации неоднократного ОЗР, иные снижения максимальной мощности (за исключением несоблюдения нормативного времени включения в сеть и несоблюдения состава оборудования) в отношении ГТП j , обусловленные снижением максимальной мощности ЕГО g ,

в отношении которых регистрируется неоднократный ОЗР, регистрируются с учетом величины $\Delta_{max_вкл,h}^{j,изм}$ обусловленной регистрацией неоднократного ОЗР, начиная с наиболее поздних событий.

При одновременной регистрации $\Delta_{max_вкл,h}^{j,изм}$ обусловленной неоднократным ОЗР, и иных снижений, относимых к $\Delta_{max_вкл,h}^{j,изм}$ и не связанных с регистрацией соответствующего неоднократного ОЗР, регистрация $\Delta_{max_вкл,h}^{j,изм}$ осуществляется в объеме, соответствующем суммарному значению данных снижений.

5.7. Порядок определения снижений мощности в час фактической поставки

В случае если допущенное участником оптового рынка по собственной инициативе отклонение объема фактического производства электроэнергии от планового объема производства электроэнергии (уточненного диспетчерского графика (УДГ)) в группе точек поставки j в сторону снижения в час фактической поставки одновременно превышает 5 % от величины установленной мощности отнесенной к данной ГТП и 15 МВт·ч, СО рассчитывает показатель $\Delta_{5,h}^{j-}$:

$$\Delta_{5,h}^{j-} = \max\{0; \min(P_{max,h}^j; N_{удг,h}^j) + \Delta O_{ИВА}^j - N_{факт_инт,h}^j\} \quad (62)$$

где $N_{удг,h}^j$ – мощность, соответствующая плановому объему производства электроэнергии (уточненному диспетчерскому графику (УДГ)) в часе h по ГОУ, к которому принадлежит ГТП j ;

$N_{факт_инт,h}^j$ – мощность, соответствующая фактическому производству электроэнергии в часе h по ГТП j по данным коммерческого учета электроэнергии, полученным СО от КО в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* [8.5.];

$P_{max,h}^j$ – максимальная мощность входящего в состав ГТП включенного генерирующего оборудования ($P_{макс_акт}$ по ГТП), заявленная участником

ОРЭМ в последнем поданном до часа h уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования;

$\Delta O_{ИВА}^j$ – мощность, соответствующая составляющей величины отклонения по внешней инициативе ИВА, определяемой СО в соответствии с пунктом 2.2.5 Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений [8.6].

В случае если допущенное участником оптового рынка по собственной инициативе отклонение объема фактического производства электроэнергии от планового объема производства электроэнергии (уточненного диспетчерского графика (УДГ)) в группе точек поставки j в сторону увеличения в час фактической поставки одновременно превышает 5% от величины установленной мощности к данной ГТП и 15 МВт·ч, СО рассчитывает показатель $\Delta_{5,h}^{j+}$:

$$\Delta_{5,h}^{j+} = \max\{0; N_{\text{факт_инт},h}^j - (N_{\text{УДГ},h}^j + \Delta O_{ИВА}^j)\}$$

(63)

При определении $N_{\text{факт}}^j$ ГАЭС учитывается суммарный объем выработки и потребления электрической энергии в ГТП ГАЭС при работе в генераторном и двигательном режимах соответственно.

В случае если для ГАЭС в каком-либо часе $N_{\text{УДГ},h}^j < 0$ (при работе агрегатов ГАЭС в двигательном режиме):

$$\Delta_{5,h}^{j+} = 0 \text{ и } \Delta_{5,h}^{j-} = 0.$$

Для ГТП генерации, входящих в состав группового объекта управления (ГОУ), в часы, когда данному ГОУ СО в соответствии с требованиями п. 2.2.3. Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений [8.6] присвоен признак отнесения отклонений на внешнюю инициативу:

$$\Delta_{5,h}^{j+} = 0 \text{ и } \Delta_{5,h}^{j-} = 0.$$

По итогам месяца

СО определяет по каждому часу по каждой ГТП j величину $\Delta_{5,h}^j$:

$$\Delta_{5,h}^j = \max\{\Delta_{5,h}^{j-}; \Delta_{\max_вкл,h}^{j,uzm}\} + \max\{\Delta_{5,h}^{j+}; \Delta_{\min_вкл,h}^{j,uzm}\} \quad (64)$$

СО актуализирует по каждому часу по каждой ГТП j величину $\Delta_{6,h}^j$

$$\Delta_{6,h}^j = N_{ucm,h}^{j,uzm} \quad (65)$$

В часы регистрации признака участия в регулировании $\Delta_{5,h}^{j+} = 0$, $\Delta_{5,h}^{j-} = 0$.

5.8. Порядок регистрации факта «неисполнение команды диспетчера»

Если при контроле фактического режима поставки по данным СОТИАССО диспетчером регистрируются не согласованные с СО отклонения, превышающие 5% от заданного командой диспетчера значения генерации или скорости изменения нагрузки при неоднократном участии в суточном регулировании, и такое отклонение недопустимо в фактически складывающихся режимных условиях, диспетчер может объявить предупреждение о регистрации факта «неисполнение команды диспетчера».

После объявления предупреждения о регистрации факта «неисполнения команды диспетчера» диспетчер должен повторно отдать стандартную документируемую команду на изменение режима работы ГОУ, неисполнение которой было зафиксировано, и доложить об объявлении предупреждения о регистрации факта «неисполнение команды диспетчера» в вышестоящий диспетчерский центр.

При повторном неисполнении отданной команды, через 15 минут после объявления предупреждения диспетчер СО имеет право объявить регистрацию факта «неисполнение команды диспетчера» по согласованию с вышестоящим диспетчерским центром.

Факт «неисполнения команды диспетчера» должен быть зарегистрирован в период не менее одного часа и до конца операционных суток X , в которых зафиксировано недопустимое отклонение от режима, как по заданному значению активной мощности, так и по скорости изменения нагрузки, заданного СО.

Неисполнение команд вторичного регулирования частоты и перетоков активной мощности, а также команд регулирования напряжения регистрируются в соответствии с п. 3 и п. 4 настоящего *Порядка установления соответствия*. Факты «неисполнение команды диспетчера» в таких случаях не регистрируются.

С 00-01 часов суток X+1 регистрация факта «неисполнение команды диспетчера» прекращается. В случае продолжающегося недопустимого отклонения режима поставки как по заданному значению генерации, так и по скорости изменения нагрузки от режима, заданного СО, процедура регистрации факта «неисполнения команды диспетчера» должна быть выполнена заново.

По окончании месяца для часов, в которых зарегистрирован факт «неисполнения команды диспетчера», СО осуществляет проверку по данным коммерческого учета о фактическом производстве электроэнергии в соответствующей ГТП генерации, представленным КО не позднее 7-го числа месяца, следующего за расчетным, в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* [8.5], наличия отклонений поставки электроэнергии, превышающие 2% от заданного значения генерации (УДГ). Факт «неисполнения команды диспетчера» считается подтвержденным при наличии для одного и более часов операционных суток вышеуказанных отклонений, при этом в отношении одних операционных суток не может быть зарегистрировано более одного такого факта. СО регистрирует общее количество фактов «неисполнения команд диспетчера». В случае подтверждения факта «неисполнения команды диспетчера» значение фактической величины отклонения поставленной мощности $\Delta^j_{7,m}$ в расчетном месяце m рассчитывается:

$$\Delta^j_{7,m} = N^j_{уст} \cdot K^j_{НК} \quad (66),$$

где $K^j_{НК}$ – количество зарегистрированных фактов по ГТП j в месяце m .

5.9. Порядок определения соблюдения нормативного времени включения в сеть генерирующего оборудования

СО регистрирует соответствие нормативного времени включения в сеть генерирующего оборудования, установленного в соответствии с *Техническими требованиями*, фактической длительности включения оборудования в отношении всех ЕГО ТЭС и АЭС, подлежащих включению:

- при плановых пусках, учтенных при актуализации состава оборудования на этапе формирования ПДГ, в т.ч. пуски режимных генераторов для целей подтверждения наличия резервов мощности;
- при неплановых пусках по команде диспетчера СО, в том числе по командам на пуск в минимально возможный срок с целью предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима.

При фактическом включении в сеть генерирующего оборудования со временем, превышающим время нормативного включения в сеть, СО регистрирует по каждому часу за весь период отступления от нормативного времени включения следующие величины:

- 1) При несоблюдении нормативного времени включения в сеть при плановых пусках генерирующего оборудования, учтенных на этапе формирования ПДГ или при неплановых пусках по команде диспетчера (за исключением команд на включение генерирующего оборудования в минимально возможный срок с целью предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима):

$N_{\text{пуск_1,h}}^{j,\text{отст}}$ – установленная мощность ЕГО, в отношении которых в ПДГ запланировано включение в сеть или включение в сеть задано командой диспетчера, и при этом участником оптового рынка не позже чем за 8 часов до часа, в котором должно состояться включение, но не позже чем через 2 часа с момента получения команды на включение, если временной интервал между получением команды и заданным временем включения составляет менее 10 часов, но не позднее планового времени включения ЕГО подано оперативное уведомление и соответствующая диспетчерская заявка о согласовании отступления

от нормативного времени включения в сеть или о прекращении пусковых операций

$N_{\text{пуск_1,h}}^{j,\text{нп}}$ – установленная мощность ЕГО, в отношении которых в ПДГ запланировано включение в сеть, или включение в сеть задано командой диспетчера, и при этом участником оптового рынка не подано оперативное уведомление и соответствующая диспетчерская заявка о согласовании отступления от нормативного времени включения в сеть или о прекращении пусковых операций, либо подано позже, чем за 8 часов до часа, в котором должно состояться включение в сеть, или позже чем через 2 часа с момента получения команды на включение, если временной интервал между получением команды и заданным временем включения составляет менее 10 часов, или позднее планового времени включения ЕГО.

$N_{\text{пуск_1,h}}^{j,\text{отст}}$ и $N_{\text{пуск_1,h}}^{j,\text{нп}}$ регистрируются с часа, на который в ПДГ запланировано включение в сеть или включение в сеть задано командой диспетчера, до наступления одного из следующих событий:

- времени фактического включения в сеть, но не менее 4 (четырёх) часов при регистрации $N_{\text{пуск_1,h}}^{j,\text{отст}}$ в случае наличия согласованного СО уведомления об отступлении от нормативного времени включения в сеть;
- первого часа суток, в отношении которых не позднее 10 часов 00 минут московского времени (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – хабаровского времени) суток X-2 в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, соответствующем диспетчерской заявке, заявлен ремонт (вынужденный простой) или готовность генерирующего оборудования к работе. При этом соответствующее уведомление о составе и параметрах генерирующего оборудования должно быть подано не ранее

уведомления об отступлении от нормативного времени включения в сеть или о прекращении пусковых операций.

Для ПГУ с любым количеством газовых турбин при плановых пусках генерирующего оборудования, учтенных на этапе формирования ПДГ или по команде диспетчера (за исключением команд на включение генерирующего оборудования в минимально возможный срок с целью предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима) регистрация соответствия нормативного времени включения в сеть осуществляется в отношении каждой ЕГО, в отношении которой в ПДГ запланировано включение в сеть или включение в сеть задано командой диспетчера.

2) При несоблюдении нормативного времени включения по команде диспетчера на включение генерирующего оборудования в минимально возможный срок с целью предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима:

$N_{\text{пуск_2,h}}^{j,\text{отст}}$ –установленная мощность ЕГО, в отношении которых отдана диспетчерская команда на включение в сеть в минимально возможный срок, и при этом участником в течение одного часа после отдачи команды, но не позднее нормативного времени включения в сеть ЕГО подано и согласовано СО оперативное уведомление и соответствующая диспетчерская заявка об отступлении от нормативного времени включения в сеть или о прекращении пусковых операций;

$N_{\text{пуск_2,h}}^{j,\text{нп}}$ –установленная мощность ЕГО, в отношении которых отдана диспетчерская команда на включение в сеть в минимально возможный срок, и при этом участником не подано (либо подано позже чем за один час после отдачи команды, либо подано позднее нормативного времени включения в сеть ЕГО) оперативное уведомление и соответствующая диспетчерская заявка об отступлении от нормативного времени включения в сеть или о прекращении пусковых операций.

$N_{\text{пуск_2,h}}^{j,\text{отст}}$ и $N_{\text{пуск_2,h}}^{j,\text{нп}}$ регистрируются с часа отдачи диспетчерской команды на включение в сеть в минимально возможный срок до наступления одного из следующих событий:

- времени фактического включения в сеть, но не менее 4 (четырёх) часов при регистрации $N_{\text{пуск_2,h}}^{j,\text{отст}}$ в случае наличия согласованного СО уведомления об отступлении от нормативного времени включения в сеть;
- первого часа суток, в отношении которых не позднее 10 часов 00 минут московского времени (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – хабаровского времени) суток X-2 в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, соответствующем диспетчерской заявке, заявлен ремонт (вынужденный простой) или готовность генерирующего оборудования к работе. При этом соответствующее уведомление о составе и параметрах генерирующего оборудования должно быть подано не ранее уведомления об отступлении от нормативного времени включения в сеть или о прекращении пусковых операций.

При фактическом включении в сеть генерирующего оборудования со временем, превышающим время согласованного отступления от нормативного времени включения в сеть, или подаче неотложной (аварийной) диспетчерской заявки на ремонт данного генерирующего оборудования, СО регистрирует $N_{\text{пуск_2,h}}^{j,\text{нп}}$ в том же порядке, как и при нарушении нормативного времени включения в сеть.

В случае невозможности согласования времени вынужденного отступления от нормативного времени включения в сеть генерирующего оборудования по режимным условиям и отдачи команды на включение иного генерирующего оборудования, СО регистрирует величину $N_{\text{пуск_2,h}}^{j,\text{нп}}$ в

том же порядке, как и при нарушении нормативного времени включения в сеть.

Нарушение нормативного времени включения генерирующего оборудования в сеть при невключении в сеть генерирующего оборудования при плановых пусках или пусках по команде диспетчера регистрируется, в том числе в случаях невключения генерирующего оборудования по причине невключения корпуса двухкорпусного блока из ремонта/резерва, в случае если второй корпус находился в ремонте/резерве.

Для ПГУ с любым количеством газовых турбин при пусках по команде диспетчера на включение генерирующего оборудования в минимально возможный срок с целью предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима регистрация соответствия нормативного времени включения в сеть ПГУ осуществляется по фактическому времени включения в сеть первой включенной ЕГО, входящей в состав ПГУ. При этом в случае несоблюдения нормативного времени включения в сеть в минимально возможный срок $N_{\text{пуск_2,h}}^{j,\text{омст}}$ и $N_{\text{пуск_2,h}}^{j,\text{нп}}$ регистрируются в объеме суммарной установленной мощности ЕГО, подлежащих включению.

В случае отдачи команды диспетчера на одновременное включение в сеть из резерва в минимально возможный срок с целью предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима более двух единиц генерирующего оборудования на одной электростанции, СО регистрирует соответствие (несоответствие) фактического времени включения в сеть генерирующего оборудования нормативному времени включения (синхронизации) в отношении двух единиц генерирующего оборудования данной электростанции с наименьшим фактическим временем включения в сеть. В отношении остальных единиц генерирующего оборудования данной электростанции, величины $N_{\text{пуск_2,h}}^{j,\text{нп}}$ и $N_{\text{пуск_2,h}}^{j,\text{омст}}$ в пределах нормативного времени включения не регистрируются, а начиная с часа, следующего за временем окончания норматива, до фактического времени включения, либо до времени подачи диспетчерской заявки и последующие 4 часа

регистрируется несоответствие состава оборудования ($N_{уст,h}^{j,изм}$), далее снижения мощности регистрируются в общем порядке.

В период регистрации показателей несоблюдения нормативного времени включения в сеть генерирующего оборудования СО не регистрирует в отношении соответствующего генерирующего оборудования снижения мощности $\Delta_{2_max,h}^{j1}$, $\Delta_{2_max,h}^{j2}$, $\Delta_{4_max,h}^j$, $\Delta_{max_вкл,h}^{j,изм}$, $N_{уст,h}^{j,изм}$.

При плановых пусках для проведения разрешенных специальных испытаний генерирующего оборудования, а также приемо-сдаточных испытаний после капитального ремонта, среднего ремонта или реконструкции, учтенных при актуализации состава оборудования на этапе формирования ПДГ, осуществляется регистрация несоблюдения состава оборудования в соответствии с п. 5.6.1 настоящего Порядка установления соответствия. Регистрация показателей несоблюдения нормативного времени включения в сеть генерирующего оборудования в таких случаях не осуществляется.

По итогам месяца СО актуализирует по каждому часу по каждой ГТП j величины $\Delta_{8,h}^{j1}$ и $\Delta_{8,h}^{j2}$:

$$\Delta_{8,h}^{j1} = N_{пуск_1,h}^{j,отст} + N_{пуск_2,h}^{j,отст} \quad (67);$$

$$\Delta_{8,h}^{j2} = N_{пуск_1,h}^{j,нп} + N_{пуск_2,h}^{j,нп} \quad (68).$$

5.10. Порядок определения скорости изменения нагрузки генерирующего оборудования при неоднократном участии в суточном регулировании

В соответствии с Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности [8.7] СО на основании данных, заявляемых участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут суток X-2 (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – не позднее 10 часов хабаровского времени суток X-1), в отношении каждой включенной блочной ЕГО g определяет для каждой ГТП j в каждом часе h

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

величину снижения заявленной участником ОРЭМ скорости набора/снижения нагрузки относительно номинальной скорости набора/снижения нагрузки ЕГО g ($\Delta^j_{9,h}$), зарегистрированной в отчетном месяце в *Реестре фактических параметров генерирующего оборудования* в порядке, определенном *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [8.9].

5.11. Порядок учета ограничений (снижений) мощности энергоблоков ПГУ и ГТУ, зависящих от температуры наружного воздуха

Определение ограничений (снижений) мощности энергоблоков ПГУ и ГТУ, зависящих от температуры наружного воздуха, осуществляется СО на основании данных, предоставленных участником оптового рынка в соответствии с *Техническими требованиями*.

При определении объемов снижений максимальной мощности, определяемых зависимостью ограничений (снижений) максимальной мощности блочных единиц генерирующего оборудования (ГТУ в составе ПГУ, ГТУ) от величины изменения температуры наружного воздуха, и отсутствии необходимых (промежуточных) данных СО осуществляет их дорасчет, используя метод линейной интерполяции ближайших предшествующего и последующего значений.

В случае если до начала месяца в отношении блочных единиц генерирующего оборудования (ГТУ в составе ПГУ, ГТУ) участник оптового рынка не согласовал с СО зависимость ограничений (снижений) максимальной мощности от величины изменения температуры наружного воздуха, регистрация снижений максимальной мощности включенных в работу энергоблоков ПГУ и ГТУ осуществляется в общем порядке в соответствии с настоящим *Порядком установления соответствия*.

При наличии согласованной до начала месяца с СО зависимости ограничений (снижений) максимальной мощности блочных единиц генерирующего оборудования (ГТУ в составе ПГУ, ГТУ) от величины изменения прогнозной температуры наружного воздуха, участник оптового рынка в составе уведомлений о составе и параметрах генерирующего

оборудования (и в уведомлениях РСВ, и в оперативных уведомлениях), подаваемых участниками оптового рынка в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* (Приложение № 4 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), должен заявлять значения температуры наружного воздуха, принятые при расчете параметров указанного генерирующего оборудования, и соответствующие им ограничения (снижения) максимальной мощности.

При этом в составе оперативных уведомлений могут быть заявлены дополнительные ограничения (снижения) максимальной мощности, не связанные с ремонтом основного и (или) вспомогательного оборудования и обусловленные изменением ограничений установленной мощности в связи с увеличением прогнозной температуры наружного воздуха, заявленной в составе оперативного уведомления, относительно прогнозной температуры наружного воздуха, заявленной в составе уведомления РСВ, более чем на 5 (пять) градусов по Цельсию. В таких случаях снижение максимальной мощности включенных в работу блочных единиц генерирующего оборудования энергоблоков ПГУ и ГТУ, заявленное в составе уведомления о составе и параметрах генерирующего оборудования в период с 16 часов 30 минут московского времени суток, предшествующих торговым (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – после 10 часов 00 минут хабаровского времени суток X-1), до часа (n-4), где n – операционный час регистрируется:

- как $\Delta J_{2_max,h}^2$ в объеме, не превышающем объем, определяемый зависимостью величины ограничений (снижений) максимальной мощности блочных единиц генерирующего оборудования (ГТУ в составе ПГУ, ГТУ) от величины изменения температуры наружного воздуха, заявленной до начала текущего месяца и согласованной СО. При этом величина изменения температуры наружного воздуха определяется как разность между минимальным значением из прогнозной температуры наружного воздуха, заявленной в составе

оперативного уведомления, и фактическим значением температуры наружного воздуха, переданным в составе согласованных с СО дополнительных неэлектрических параметров, передаваемых в соответствии с п. 2.2.2 приложения 3 к Регламенту допуска к торговой системе оптового рынка [8.12], и прогнозным значением температуры наружного воздуха, заявленным в составе уведомления РСВ;

- в общем порядке в соответствии с настоящим Порядком установления соответствия:
 - в объеме, превышающем объем, определенный зависимостью ограничений (снижений) максимальной мощности блочных единиц генерирующего оборудования (ГТУ в составе ПГУ, ГТУ) от величины изменения температуры наружного воздуха, заявленной до начала текущего месяца и согласованной СО;
 - при отсутствии в уведомлениях РСВ или оперативных уведомлениях значений температуры наружного воздуха, принятых при расчете параметров указанного генерирующего оборудования;
 - при фактическом увеличении температуры наружного воздуха, переданной в составе согласованных с СО дополнительных неэлектрических параметров, передаваемых в соответствии с п. 2.2.2 Приложения 3 к Регламенту допуска к торговой системе оптового рынка [8.12], относительно прогнозной температуры наружного воздуха, заявленной в составе уведомления РСВ, менее чем на 5 (пять) градусов по Цельсию;
 - при отсутствии в составе согласованных с СО дополнительных неэлектрических параметров СОТИАССО, передаваемых в соответствии с п. 2.2.2 Приложения 3 к Регламенту допуска к торговой системе оптового рынка [8.12] (Приложение № 1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка),

фактических значений температуры наружного воздуха;

- при наличии зарегистрированного в соответствии с п. 6 настоящего Порядка установления соответствия в отношении соответствующей ГТП генерации в течение любого из последних трех календарных месяцев признака технической неготовности СОТИАССО.

Для трёх- и более вальных ПГУ учет ограничений (снижений) мощности энергоблоков ПГУ, обусловленных снижением мощности ГТУ в составе ПГУ в связи с увеличением температуры наружного воздуха, осуществляется СО при условии неизменности состава включенного генерирующего оборудования ПГУ, заявленного в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования РСВ и оперативных уведомлениях.

6. Порядок определения выполнения технических требований к системе связи, обеспечивающей обмен данными с СО

В соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* [8.7] СО осуществляет контроль выполнения технических требований к системе обмена технологической информацией с автоматизированной системой СО (далее – СОТИАССО) по каждой ГТП генерации.

По итогам контроля выполнения технических требований к СОТИАССО СО по окончании каждого месяца по каждой j-й ГТП участников оптового рынка определяет величину $N_{тн}^j$:

$$N_{тн}^j = N_{ПО}^j \cdot k_{диск}^j \quad (72)$$

$k_{диск}^j$ – коэффициент =1, в случае, если СО в соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* [8.7] зарегистрировал признак технической неготовности СОТИАССО, в иных случаях $k_{диск}^j = 0$.

7. Особенности определения способности оборудования генерирующих объектов ДПМ ВИЭ (солнце/ветер), заключенным по результатам ОПВ, проведенных до 1 января 2021 года

7.1. Порядок определения выполнения требования о соблюдении совокупного срока ремонтов на данный год

Плановая величина максимальной мощности, готовой к несению нагрузки на каждый час суток h и по каждой ГТП генерации j квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии (солнце/ветер) (далее – объекты ВИЭ (солнце/ветер)), – $N_{max,h}^j(CO)$, определяется CO как значение установленной мощности, уменьшенное на величину согласованных плановых ремонтных снижений мощности ($\Delta_{1,h}^j(CO)$):

$$N_{max,h}^j(CO) = \max(0; \min\{N_{ПО,м}^j; N_{уст,м}^j\} - \Delta_{1,h}^j(CO)), \text{ МВт} \quad (72.1)$$

Регистрация согласованных плановых ремонтных снижений, относимых к $\Delta_{1,h}^j(CO)$, осуществляется CO в порядке, соответствующем установленному в п.п. 5.3.1. настоящего *Порядка установления соответствия*.

Если начиная с некоторого часа A отчетного месяца суммарный объем ремонтов, согласованных CO в отношении текущего года Y по ГТП объекта ВИЭ, начинает превышать суммарный плановый годовой объем снижений мощности ($\Delta_{пл,Y}^j$), CO в отношении ГТП j рассчитывает итоговое значение $\Delta_{1,3,h}^j$:

$$\text{если } h > A, \text{ то } \Delta_{1,3,h}^j = \max(0; \Delta_{1,h}^j), \text{ МВт}; \quad (72.2)$$

$$\text{если } h = A, \text{ то } \Delta_{1,3,h}^j = \max(0; \sum_{\tilde{h} \leq A} \Delta_{1,\tilde{h}}^j - \Delta_{пл}^j), \text{ МВт}. \quad (72.3)$$

Если суммарный объем ремонтов, согласованных CO в текущем году по ГТП объекта ВИЭ (солнце/ветер), не превышает плановый объем ремонтов, то $\Delta_{1,3,h}^j = 0$.

7.2. Порядок определения готовности к отключению генерирующего оборудования по команде СО

Диспетчер СО в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима имеет право отдать команду об отключении от сети генерирующего оборудования объектов ВИЭ (солнце/ветер). В таком случае оперативный персонал объекта ВИЭ (солнце/ветер) должен обеспечить отключение генерирующего оборудования от сети с полным прекращением выдачи мощности, начиная с момента времени, заданного командой СО, и до момента времени разрешенного возврата на плановый диспетчерский график.

В случае регистрации команд на отключение генерирующего оборудования объекта ВИЭ (солнце/ветер) СО через 1 минуту от времени отключения объекта ВИЭ (солнце/ветер), заданного командой СО, определяет соответствие фактического эксплуатационного состояния оборудования эксплуатационному состоянию, заданному СО (отключенному). В случае неотключения или несогласованного с СО включения в сеть генерирующего оборудования, зарегистрированного по данным СОТИАССО до момента времени разрешенного возврата на плановый диспетчерский график, СО регистрирует факт неисполнения команды диспетчера по соответствующей ГТП объекта ВИЭ (солнце/ветер).

При наличии зарегистрированных случаев неисполнения команды диспетчера СО на отключение генерирующего оборудования объекта ВИЭ (солнце/ветер) значение объема невыполнения требований $\Delta^j_{10,m}$ в расчетном месяце m рассчитывается:

$$\Delta^j_{10,m} = N^j_{ПО} \cdot K^j_{НК}, \text{ МВт.} \quad (72.4)$$

где $K^j_{НК}$ – количество зарегистрированных фактов неисполнения команды диспетчера по ГТП в месяце m .

8. Особенности определения готовности генерирующего оборудования

8.1. Порядок определения готовности генерирующего оборудования во время набора/сброса нагрузки в соответствии с заданным СО УДГ, в том числе, в периоды ввода (вывода) из ремонта (в ремонт)

Набор/сброс нагрузки в соответствии с заданным СО УДГ, в том числе, в согласованные с СО сроки вывода оборудования из ремонта или резерва (вывода в согласованный ремонт или резерв), не приводит к изменению фактически поставленного на оптовый рынок объема мощности.

По завершении капитального ремонта, среднего ремонта или реконструкции при проведении приемо-сдаточных испытаний генерирующего и котельного оборудования под нагрузкой в соответствии с плановыми диспетчерскими заявками (с момента включения в сеть или окончания разрешенного срока ремонта и в течение 48 часов, а по завершении реконструкции (модернизации), а также техперевооружения в течение 72 часов) для оборудования ГЭС и ТЭС и 72 часов для оборудования АЭС, если иная продолжительность не установлена специальным решением органов, осуществляющих надзор за эксплуатацией соответствующих типов электростанций) снижение максимальной мощности и увеличение минимальной мощности регистрируется в общем порядке на всем периоде проведения указанных испытаний, за исключением снижений мощности, регистрируемых в соответствии с п. 5.3 настоящего *Порядка установления соответствия*. В период проведения регулировок, наладок, балансировок и устранения выявленных дефектов в отношении генерирующего оборудования, включенного после капитального или среднего ремонта, с момента завершения приемо-сдаточных испытаний после капитального или среднего ремонта до момента окончания срока данного ремонта, предусмотренного месячным плановым графиком ремонтов, увеличение минимальной мощности относительно планового технологического минимума, заявленное в уведомлении о составе и параметрах оборудования, поданном участниками оптового рынка не позднее 10 часов 00 минут

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

московского времени суток X-2 (не позднее 10 часов 00 минут хабаровского времени суток X-1 для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) не регистрируется.

В случае продолжения капитального ремонта, среднего ремонта или реконструкции генерирующего и/или котельного оборудования после неуспешных испытаний регистрируется $\Delta_{1,h}^j(\text{CO})$ до момента окончания срока данного ремонта, предусмотренного месячным плановым графиком ремонтов и соответствующей плановой диспетчерской заявкой, за исключением периодов регистрации несоблюдения состава оборудования $N_{\text{уст},h}^{j,\text{изм}}$ при аварийном отключении данного оборудования в период проведения приемо-сдаточных испытаний или отказе от проведения приемо-сдаточных испытаний менее чем за 4 часа до ранее согласованного времени начала испытаний.

Участник оптового рынка имеет право подать оперативное уведомление о досрочном окончании ремонта (вынужденного простоя, испытаний генерирующего оборудования, при условии нахождения в течение всего периода проведения испытаний в отключенном состоянии) оборудования ранее предварительно согласованных сроков окончания ремонта и готовности указанного оборудования к работе. Указанное оборудование может быть переведено в холодный резерв в соответствии с *Положением о диспетчерских заявках* или включено в работу по запросу участника оптового рынка, согласованному диспетчером, или по команде диспетчера по режимным условиям.

В случае включения указанного оборудования в работу, снижение мощности регистрируется в общем порядке до момента включения генерирующего оборудования в сеть.

В случае согласованного перевода указанного оборудования из ремонта (вынужденного простоя) в холодный резерв (для ГЭС/ГАЭС – закрытия соответствующей диспетчерской заявки), снижение мощности

регистрируется в общем порядке (продолжается регистрация соответствующего снижения мощности ($\Delta_{1,h}^j(CO)$, $\Delta_{2_max.h}^{j1}$, $\Delta_{2_max.h}^{j2}$, $\Delta_{4_max.h}^j$, $N_{уст,h}^{j,изм}$) до наступления одного из следующих событий:

- времени включения генерирующего оборудования в сеть (для ГАЭС в генераторном или насосном режиме), зарегистрированного по данным СОТИАССО на конец часа;
- времени окончания испытаний генерирующего оборудования под нагрузкой в течение срока ремонта (при условии одновременного закрытия диспетчерских заявок на испытания и ремонт и открытия диспетчерской заявки на холодный резерв);
- окончания согласованного срока ремонта, заявленного участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах оборудования и соответствующей диспетчерской заявке;
- до часа h , на который указанное оборудование было заявлено участником оптового рынка как готовое к работе в уведомлении о составе и параметрах оборудования, поданном не позднее 10 часов 00 минут суток X-2. При этом указанное уведомление о составе и параметрах генерирующего оборудования должно быть подано не ранее уведомления о составе и параметрах оборудования, в котором данное оборудование было заявлено в ремонте (вынужденном простое).

Участник оптового рынка имеет право подать оперативное уведомление о досрочном завершении заявленного режима работы (ограничений) (в т.ч. связанного с выделением генерирующего оборудования на собственные нужды, в связи с проведением испытаний генерирующего оборудования с заявленным снижением включенной мощности, а также ремонтом котельного, вспомогательного или общестанционного оборудования) ранее предварительно согласованных сроков с закрытием соответствующей диспетчерской заявки.

В таком случае снижение мощности регистрируется в общем порядке (продолжается регистрация соответствующего снижения мощности ($\Delta_{1,h}^j$,

$\Delta_{2_max.h}^{j1}, \Delta_{2_max.h}^{j2}, \Delta_{4_max.h}^j, \Delta_{max_вкл,h}^{j,uzm}$) до наступления одного из следующих событий:

- времени фактического набора по ГТП заявленной максимальной мощности, зарегистрированного по данным СОТИАССО на конец часа – для неблочного генерирующего оборудования, а также для блочного генерирующего оборудования и гидрогенераторов ГЭС/ГАЭС, в случае если соответствующая диспетчерская заявка была связана с проведением испытаний генерирующего оборудования с заявленным снижением включенной мощности или проведением ремонта котельного, вспомогательного или общестанционного оборудования;
- времени фактического набора по ЕГО заявленной максимальной мощности, зарегистрированного по данным СОТИАССО на конец часа – для блочного генерирующего оборудования и гидрогенераторов ГЭС/ГАЭС, в случае если соответствующая диспетчерская заявка была подана в отношении данного генерирующего оборудования и не связана с ремонтом общестанционного оборудования;
- времени синхронизации генерирующего оборудования с энергосистемой (в случае если заявленный режим работы был обусловлен работой генерирующего оборудования на собственные нужды);
- окончания согласованного срока заявленного режима работы (ограничений), заявленного участником оптового рынка в диспетчерской заявке;
- до часа h , на который отсутствие указанного снижения было заявлено участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах оборудования, поданном не позднее 10 часов 00 минут суток $X-2$. При этом указанное уведомление о составе и параметрах генерирующего оборудования должно быть подано не ранее уведомления о составе и параметрах оборудования, в котором была указана работа данного оборудования с учетом заявленного режима работы (ограничений).

При этом в случае набора фактической нагрузки менее заявленной максимальной нагрузки продолжается регистрация соответствующего снижения мощности в объеме, не превышающем разность между заявленной максимальной нагрузкой и максимальной фактически достигнутой нагрузкой с часа набора соответствующей нагрузки до наступления одного из вышеперечисленных событий.

При выводе оборудования из ремонта с включением в сеть или переводом в ХР или окончания заявленного режима работы ранее предварительно согласованных сроков участник оптового рынка обязан подать соответствующее оперативное уведомление об увеличении максимальной мощности с часа закрытия заявки. При не подаче такого оперативного уведомления величина фактической максимальной мощности $N_{\max \text{ факт}, h}^j$ учитывается в соответствии с последним поданным уведомлением на данный час, и все снижение мощности регистрируется как $\Delta_{\max_вкл, h}^{j, \text{изм}}$.

8.2. Порядок определения готовности генерирующего оборудования при включении генерирующего оборудования в целях проверки наличия фактических резервов мощности

СО формирует Перечень ЕГО, подлежащих включению в ВСВГО для подтверждения резервов, в порядке, установленном *Регламентом проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* [8.15].

В целях проверки наличия фактических резервов мощности СО осуществляет:

- планирование включения (учет в работе) вошедших в Перечень ЕГО в рамках процедуры ВСВГО путем их назначения режимными генераторами в порядке, установленном *Регламентом проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования* [8.15]. При этом период проверки определяется периодом назначения ЕГО режимным генератором для целей проверки фактических резервов мощности;

- при необходимости выборочные включения ЕГО в соответствии с *Регламентом оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России* [8.16]. При этом период проверки определяется временем, заявленным участником оптового рынка посредством подачи оперативного уведомления, с учетом времени, необходимого для выхода ЕГО на диапазон регулирования после включения в сеть.

Включаемая для целей проверки наличия резервов мощности ЕГО считается прошедшей проверку при одновременном выполнении следующих условий:

- в период нахождения ЕГО в работе для целей подтверждения наличия резервов мощности $N_{\text{факт_срм,h}}^g$ на конец хотя бы одного из часовых интервалов, входящих в период проведения данной проверки, была не менее значения нижнего предела регулировочного диапазона, представленного участником оптового рынка КО в соответствии с *Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка* [8.13] в перечне паспортных технологических характеристик генерирующего оборудования по форме 12 (приложение 1 к данному Положению) и переданного КО в СО до начала месяца в согласованном формате;
- соблюдено нормативное время включения в сеть для целей проверки наличия резервов мощности ЕГО в соответствии с п.5.9 настоящего *Порядка установления соответствия*.

8.3. Порядок определения готовности генерирующего оборудования при проведении испытаний

8.3.1. Проведение плановых специальных испытаний на включенном оборудовании

В согласованные с СО сроки проведения плановых специальных испытаний значения снижений/увеличений мощности $\Delta_{n,h}^j$ в объемах,

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

предусмотренных согласованной с СО программой испытаний, принимаются равными нулю, при этом период плановых специальных испытаний не может превышать 120 часов. Иные отклонения регистрируются в общем порядке.

К плановым специальным испытаниям относятся:

- испытания сетевого, основного и вспомогательного оборудования, инициированные СО;
- испытания средств режимной и противоаварийной автоматики (Приложение 1 к настоящему *Порядку установления соответствия*), инициированные СО, а также проводимые участником непосредственно в рамках сертификационных испытаний соответствия оборудования требованиям стандартов НПРЧ и АВРЧМ, или проводимые участником для целей определения величины допустимого небаланса активной мощности при выделении генерирующего оборудования на изолированную нагрузку в рамках работ по созданию ЧДА;
- испытания релейной защиты.

Программа проведения плановых специальных испытаний, содержащая в т.ч. данные о длительности проведения испытаний и возможности аварийного отключения оборудования, должна быть представлена СО не позднее 14 рабочих дней до начала проведения испытаний. Оборудование по программе испытаний должно находиться в работе, а программа должна содержать указание на время, необходимое на прекращение испытаний.

На проведение испытаний участник оптового рынка в соответствии с *Положением о диспетчерских заявках* [5], должен подать в СО соответствующую заявку и уведомление о составе и параметрах генерирующего оборудования для целей ВСВГО не позднее 10 часов 00 минут суток X-2, для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – до 10 часов 00 минут хабаровского времени суток X-1. По окончании разрешенного

срока проведения испытаний снижение мощности регистрируется в общем порядке.

Отключения (в т.ч. аварийные) генерирующего оборудования в период проведения плановых специальных испытаний относятся к категории учтенных в программе испытаний при одновременном выполнении следующих условий:

- генерирующее оборудование после отключения фактически включено в сеть в период, не превышающий нормативного времени включения в сеть генерирующего оборудования, определенного СО в соответствии с *Техническими требованиями* и настоящим *Порядком установления соответствия*;
- в программе испытаний, согласованной СО, учтено отключение (возможность отключения) в период проведения испытаний;
- отключение генерирующего оборудования не связано с проведением ремонтных работ на основном и (или) вспомогательном оборудовании.

Максимальная мощность оборудования, готового к выработке электроэнергии, в период проведения плановых специальных испытаний, в т.ч. при отключениях генерирующего оборудования, относящихся к категории учтенных в программе испытаний, определяется СО на основании значений максимальной мощности включенного оборудования и величины холодного резерва, заявленных в составе уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования (при отключениях – заявленных в часе, предшествующем отключению), соответствующих диспетчерским заявкам.

Снижения, обусловленные отключением генерирующего оборудования, не относящимся к категории учтенных в программе испытаний, регистрируются в общем порядке с момента такого отключения.

8.3.2. Проведение испытаний генерирующего оборудования в период его ремонта

Проведение испытаний под нагрузкой генерирующего оборудования, находящегося в ремонте (вынужденном простое), без закрытия соответствующей заявки на ремонт (вынужденный простой) допускается в следующих случаях:

1. для испытаний длительностью, не превышающей 24 часа, без подачи уведомления о составе и параметрах генерирующего оборудования об изменении эксплуатационного состояния генерирующего оборудования при одновременном выполнении следующих условий:
 - диспетчерская заявка на проведение испытаний подана не позже, чем за 4 часа до часа планируемого начала проведения испытаний и согласована (разрешена) СО;
 - заявляемая длительность испытаний не превышает срок ремонта (вынужденного простоя) генерирующего оборудования, предусмотренный соответствующей разрешенной диспетчерской заявкой;
2. для испытаний длительностью, превышающей 24, при одновременном выполнении следующих условий:
 - диспетчерская заявка на проведение испытаний подана не позднее 8 часов 30 минут московского времени суток X-1 (не позднее 10 часов 00 минут хабаровского времени суток X-1 для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам) и согласована (разрешена) СО;
 - на весь период проведения таких испытаний участник оптового рынка заявляет в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном не позднее 8 часов 30 минут московского времени суток X-1 (не

позднее 10 часов 00 минут хабаровского времени суток X-1 для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам), включенное состояние испытываемого генерирующего оборудования. При этом режим работы (нагрузка) данного ЕГО в каждый час периода проведения испытаний должен быть задан равными значениями максимальной и минимальной мощности ($P_{\max}=P_{\min}$) с указанием признака вынужденного состояния ЕГО (признак «ВСост»);

- испытания учтены СО на этапе формирования ПДГ;
- заявляемая длительность испытаний не превышает срок ремонта (вынужденного простоя) генерирующего оборудования, предусмотренный соответствующей разрешенной диспетчерской заявкой.

В разрешенный в диспетчерской заявке период проведения испытаний, указанных в пп. 1 и 2 раздела 8.3.2 настоящего *Порядка установления соответствия*, продолжается регистрация соответствующих снижений мощности, при этом значение фактической максимальной мощности включенного оборудования, готового к выработке электрической энергии, не изменяется.

В случае невключения или отключения генерирующего оборудования в период проведения испытаний в отношении соответствующего генерирующего оборудования не регистрируются снижения мощности

$$N_{уст,h}^{j,изм}, \Delta_{\max_вкл,h}^{j,изм}, N_{пуск_1,h}^{j,отст}, N_{пуск_1,h}^{j,нп}$$

В случае фактического превышения длительности испытаний над длительностью, согласованной с СО, СО в часах такого превышения регистрирует величину $N_{уст,h}^{j,изм}$, равную установленной мощности включенного для проведения испытаний генерирующего оборудования.

При проведении испытаний вне разрешенного срока ремонта (вынужденного простоя) генерирующего оборудования снижения мощности регистрируются в общем порядке.

8.4. Порядок определения готовности генерирующего оборудования в период проведения ремонтов электросетевого оборудования

8.4.1. Порядок определения готовности генерирующего оборудования, находящегося в вынужденном простое

Максимальная мощность генерирующего оборудования, находящегося в вынужденном простое в связи с невозможностью его включения:

- по условиям пропускной способности сети (за исключением случаев, обусловленных пропускной способностью (состоянием) находящегося в эксплуатационном обслуживании электростанции электротехнического оборудования (системы (секции) шин, блочного трансформатора, генераторного выключателя и т.п.)) учитывается как мощность, готовая к выработке электроэнергии. При этом подлежащая учету величина максимальной мощности соответствующего генерирующего оборудования должна быть заявлена участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования;
- по условиям пропускной способности (состояния) находящегося в эксплуатационном обслуживании электростанции электротехнического оборудования (системы (секции) шин, блочного трансформатора, генераторного выключателя и т.п.) учитывается как мощность, не готовая к выработке электроэнергии. При этом участником оптового рынка максимальная мощность соответствующего генерирующего оборудования в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования должна быть заявлена равной нулю.

Определенная в соответствии с настоящим пунктом максимальная мощность генерирующего оборудования используется СО при регистрации показателей неготовности в общем порядке.

8.4.2. Порядок определения готовности генерирующего оборудования, находящегося в холодном резерве

Максимальная мощность генерирующего оборудования, находящегося в холодном резерве при одновременном проведении работ на находящемся в эксплуатационном обслуживании электростанции электротехническом оборудовании (системы (секции) шин, блочного трансформатора, генераторного выключателя и т.п.), влияющих на возможность включения генерирующего оборудования в сеть, при условии, что срок аварийной готовности, увеличенный на время, необходимое для проведения операций по включению соответствующего электротехнического оборудования в работу, не превышает определенное в соответствии с п. 5.9 настоящего *Порядка установления соответствия* нормативное время включения генерирующего оборудования в сеть по команде диспетчера СО на включение в минимально возможный срок с целью предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима при продолжительности простоя менее 8 часов, учитывается как мощность, готовая к выработке электроэнергии. При невыполнении указанного условия участником оптового рынка (электростанцией) должна быть оформлена в установленном порядке диспетчерская заявка на вынужденный простой соответствующего генерирующего оборудования с последующим определением СО максимальной мощности данного генерирующего оборудования в общем порядке.

8.5. Порядок определения готовности ежедневно включаемого мобильного генерирующего оборудования

В отношении мобильного генерирующего оборудования, для которого по результатам проведения расчетов ВСВГО предусмотрено ежедневное включение и отключение ЕГО, участник оптового рынка имеет право

направлять СО долгосрочные (на период не менее семи суток, но не более одного месяца) уведомления (официальные письма) на заявленный режим работы генерирующего оборудования по условиям минимизации расхода топлива и (или) моторесурса.

При снижении объема фактического производства электроэнергии в пределах заявленного режима работы от заданного плановым или уточненным диспетчерским графиком (с учетом запрошенного участником рынка и согласованного СО снижения) и одновременном выполнении условий:

- 1) в период действия указанных уведомлений о заявленном режиме работы;
- 2) по результатам расчета ВСВГО предусмотрено нахождение мобильного генерирующего оборудования во включенном состоянии не менее трех часов подряд (от часа включения в сеть до часа отключения от сети) в течение операционных суток;
- 3) в случае допустимости такого отклонения по режиму работы энергорайона;

допускается краткосрочный останов единиц генерирующего оборудования в холодный резерв, подлежащий учету без изменения включенной мощности, при этом величина $N_{уст,h}^{j,изм}$ не регистрируется.

8.6. Порядок определения фактических усредненных значений параметров по данным СОТИАССО

Для целей определения готовности генерирующего оборудования участников оптового рынка к несению нагрузки СО в случаях, предусмотренных Порядком установления соответствия, определяет по данным СОТИАССО фактические усредненные значения параметров (напряжение, активная мощность, реактивная мощность и т.д.), используемых для оценки.

Усредненное значение параметров определяется на основании данных СОТИАССО и равно:

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

$$W_{\text{ср},D} = \frac{\sum_{d=1}^k (W_d \cdot t_d)}{D},$$

где k – количество фактических значений параметров на диапазоне усреднения D ;

t_d – длительность действия значения параметра СОТИАССО d (величина ограниченная периодом усреднения D определяемая от момента поступления текущего значения d до момента поступления следующего значения $d+1$);

D – длительность временного диапазона усреднения параметра (час, минута).

8.7. Особенности учета экономии ресурса газовых турбин

Учет СО информации об экономии ресурса работы генерирующего оборудования (ЕГО или группы ЕГО, режим работы которых взаимосвязан), в состав которого входят газовые турбины, при выборе состава включенного генерирующего оборудования и определения фактически поставленных на оптовый рынок объемов мощности осуществляется в порядке и сроки, установленные *Регламентом выбора состава генерирующего оборудования* [8.15], *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* [8.2], *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* [8.7].

В целях формирования СО Перечня ЕГО (групп ЕГО, режим работы которых взаимосвязан), в отношении которых учитывается экономия ресурса работы, участники оптового рынка в сроки, установленные *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* [8.2], направляют в СО уведомления о необходимости экономии ресурса работы генерирующего оборудования (ЕГО или группы ЕГО, режим работы которых взаимосвязан), в состав которого входят газовые турбины, в течение последующих 12 месяцев, и о согласии на включение в перечень ЕГО, в отношении которых учитывается экономия ресурса работы, на предстоящий месяц, по форме Приложения 5 к настоящему Порядку.

9. Порядок определения фактически поставленных на оптовый рынок объемов мощности

СО определяет объемы недопоставки мощности и объемы фактически поставленной на оптовый рынок мощности в соответствии с алгоритмом, установленным *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* [8.7].

Список сокращений и обозначений

АВРЧМ	автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков мощности
АРЧМ	автоматическое регулирование частоты и мощности
АЭС	атомная электростанция
ГА	гидроагрегат
ГРАМ	система группового регулирования активной мощности
ГТП	группа точек поставки
ГТУ	газотурбинная установка
ГЭС	гидроэлектростанция
НПРЧ	нормированное первичное регулирование частоты
ОИК	оперативный информационный комплекс
ОПРЧ	общее первичное регулирование частоты
ПГУ	парогазовая установка
РГЕ	режимная генерирующая единица
ТЭС	тепловая электростанция

Список регламентирующих документов

1. Постановление Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172 «Правила оптового рынка электрической энергии и мощности».
2. Постановление Правительства Российской Федерации от 2007 30.01.2021 № 86 «Правила вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации».
3. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 04.10.2022 № 1070 «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (ПТЭ)».
4. Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка.
5. Положение о порядке оформления, подачи и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации.
6. Инструкция по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЕЭС России.
7. Регламент формирования в АО «СО ЕЭС» годовых и месячных ремонтов ЛЭП, оборудования и технического обслуживания устройств РЗА и СДТУ.
8. Договор о присоединении к торговой системе оптового рынка.
 - 8.1. Приложение № 3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент актуализации расчетной модели»;
 - 8.2. Приложение № 4 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент подачи уведомлений участниками оптового рынка»;
 - 8.3. Приложение № 5 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент подачи ценовых заявок участниками оптового рынка»;
 - 8.4. Приложение № 10 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы»;

- 8.5. Приложение № 11 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент коммерческого учета электроэнергии и мощности»;
- 8.6. Приложение № 12 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений»;
- 8.7. Приложение № 13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности»;
- 8.8. Приложение № 13.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке»;
- 8.9. Приложение № 19.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент аттестации генерирующего оборудования»;
- 8.10. Приложение № 19.3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент проведения конкурентных отборов мощности»;
- 8.11. Приложение № 19.7 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент отнесения генерирующих объектов к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме»;
- 8.12. Приложение № 1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент допуска к торговой системе оптового рынка»;
- 8.13. Приложение № 1.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Положение о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка»;
- 8.14. Приложение № 2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент внесения изменений в расчетную модель электроэнергетической системы»;
- 8.15. Приложение № 3.1 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент проведения расчетов выбора состава генерирующего оборудования».

8.16 Приложение № 9 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России».

9. Порядок отдачи и регистрации стандартных документируемых диспетчерских команд, распоряжений, разрешений и сообщений, используемых диспетчерским персоналом АО «СО ЕЭС» и его филиалов при управлении режимами работы объектов генерации участников оптового рынка и внешними перетоками.

10. Приказ Минэнерго России № 90 от 11.02.2019 «Об утверждении Правил проведения испытаний и определения общесистемных технических параметров и характеристик генерирующего оборудования».

Приложение 1
к Порядку установления соответствия
генерирующего оборудования участников
оптового рынка техническим требованиям

**Перечень противоаварийной и режимной автоматики, испытания
которой относятся к плановым специальным испытаниям
(в соответствии с классификацией по ГОСТ Р 55438-2013).**

Противоаварийная автоматика (ПА)

1. Автоматическое ограничение снижения частоты (АОСЧ), а именно:
 - АЧВР – автоматический частотный ввод резерва;
 - ЧДА – автоматическое выделение генерирующего оборудования электростанций на собственные нужды или сбалансированный энергорайон.
2. Автоматическое предотвращение нарушения устойчивости (АПНУ), а именно:
 - АРО СГО - автоматическая разгрузка при отключении линии электропередачи, сетевого и генерирующего оборудования;
 - АРПМ – автоматическая разгрузка при перегрузке по мощности;
 - АРКЗ - автоматическая разгрузка при коротких замыканиях.
3. Автоматическое ограничение повышения частоты (АОПЧ);
4. Автоматическое ограничение перегрузки оборудования (АОПО);
5. Автоматическая ликвидация асинхронного режима (АЛАР);
6. Автоматическое ограничение повышения напряжения (АОПН);
7. Автоматическое ограничение снижения напряжения (АОСН);
8. Устройство передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК).

Режимная автоматика (РА)

1. Автоматическое управление частотой и мощностью генерирующего оборудования (САУМ, САУ ГА в части функций регулирования частоты и мощности);
2. Автоматическое регулирование возбуждения (АРВ);
3. Автоматическое регулирование частоты и перетоков активной мощности (АРЧМ);
4. Автоматическое регулирование напряжения (АРН);
5. Групповой регулятор активной мощности (ГРАМ);
6. Групповой регулятор активной и реактивной мощности (ГРАРМ).

Приложение 2
к Порядку установления соответствия
генерирующего оборудования участников
оптового рынка техническим требованиям

**Порядок оформления результатов тестирования генерирующего
оборудования для целей аттестации**

1. Общие положения

1.1. Настоящий Порядок разработан в соответствии с *Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности* [1], *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [8.9] и *Правилами проведения испытаний* [10] и определяет процедуру оформления результатов тестирования (испытаний) генерирующего оборудования для целей аттестации на оптовом рынке (в т.ч. в форме проведения комплексных испытаний генерирующего оборудования или в форме тестирования для целей подтверждения максимальной располагаемой мощности в установленных *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [8.9] случаях).

1.2. Настоящий Порядок определяет:

- порядок взаимодействия Системного оператора (далее – СО) и участников оптового рынка при подготовке, проведении и оформлении результатов тестирования (испытаний) для целей аттестации генерирующего оборудования;
- порядок проверки соответствия и подтверждения СО представленных участником оптового рынка результатов тестирования (испытаний).

Основания проведения тестирования генерирующего оборудования для целей аттестации на оптовом рынке установлены *Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности* [1] и *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [8.9].

Требования к форме проведения тестирования генерирующего оборудования для целей его аттестации (в форме комплексных испытаний) установлены *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [8.9].

Требования к условиям, порядку проведения и определению результатов тестирования генерирующего оборудования для целей аттестации, а также перечень документов, предоставляемых участником оптового рынка в СО для целей аттестации генерирующего оборудования, установлены *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [8.9].

Требования к проведению и порядку оформления результатов тестирования в форме комплексных испытаний и определения общесистемных технических параметров и характеристик генерирующего оборудования установлены *Правилами проведения испытаний* [10].

2. Порядок взаимодействия с СО при подготовке и проведении испытаний генерирующего оборудования.

2.1. Тестирование генерирующего оборудования в форме комплексных испытаний должно проводиться в соответствии с согласованной с СО программой комплексных испытаний.

Требования к содержанию и оформлению программы комплексных испытаний, а также порядку и срокам ее согласования с СО устанавливаются *Правилами проведения испытаний* [10].

Требования к содержанию этапов комплексных испытаний генерирующего оборудования по определению общесистемных технических параметров генерирующего оборудования, включая установленную мощность, максимальную располагаемую мощность (верхний предел регулировочного диапазона по активной мощности), технологический минимум (нижний предел регулировочного диапазона по активной мощности), скорость набора (снижения) активной мощности в пределах регулировочного диапазона по активной мощности, устанавливаются *Правилами проведения испытаний* [10].

Программа тестирования должна в том числе содержать условия проведения тестирования, необходимые для работы с максимально

возможной мощностью генерирующего оборудования, и включать в себя в том числе:

- период времени, в рамках которого должно быть проведено тестирование;
- объект контроля – единица генерирующего оборудования, группа единиц генерирующего оборудования или электростанция в целом;
- требования к графику нагрузки электростанции и тестируемого оборудования.

Условия включения генерирующего оборудования электростанции, входящего в группу ЕГО, режим работы которых взаимосвязан, установлены *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [8.9].

При получении от собственника генерирующего оборудования программы тестирования СО должен рассмотреть и согласовать ее в течение 10 рабочих дней либо в тот же срок направить собственнику генерирующего оборудования обоснованные замечания и предложения к ней.

2.2. Для генерирующих объектов, строительство которых осуществлено в соответствии с решением Правительства РФ и (или) в отношении которого осуществляется поставка мощности на оптовый рынок по договорам, в которых предусмотрен контроль соответствия значений технических параметров генерирующего оборудования предельным (минимальным и (или) максимальным) значениям параметров (характеристик) генерирующего оборудования, указанным в соответствующих договорах и (или) решении Правительства РФ, перечень параметров, подлежащих установлению по результатам испытаний, либо по информации (уведомлению) поставщика, определяется *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [8.9]. В этом случае программа комплексных испытаний дополняется этапами (либо оформляется отдельными программами испытаний) по определению технических параметров, не относящихся к общесистемным и подлежащих установлению по результатам испытаний.

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

При тестировании генерирующего оборудования для подтверждения возможности перевода энергоблоков с основного вида топлива на резервный (аварийный) и обратно в программе испытаний должен быть указан временной интервал, в течение которого будет осуществлен перевод с основного вида топлива на резервный (аварийный) и обратно по каждому из энергоблоков.

В случаях, установленных *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [8.9.], в отношении генерирующих объектов, относящихся к одной электростанции, строительство которых осуществлено в соответствии с решением Правительства РФ, подтверждение по результатам тестирования возможности перевода энергоблоков с основного вида топлива на резервный (аварийный) и обратно осуществляется при проведении тестирования последнего относящегося к данной электростанции генерирующего объекта.

Тестирование обеспечения устойчивой работы генерирующего оборудования при эксплуатации исключительно для удовлетворения собственных нужд электростанции и (или) обеспечения участия системы регулирования генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты и (или) участия генерирующего оборудования в регулировании частоты (в т.ч. автоматическом регулировании частоты в астатическом режиме) в условиях работы в составе изолированно работающей энергосистемы (части энергосистемы) проводится в соответствии отдельной Программой испытаний, согласованной СО. В соответствующей программе испытаний должна быть указана продолжительность проведения соответствующих тестов.

В случаях, установленных *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [8.9.], в отношении генерирующих объектов, относящихся к одной электростанции, строительство которых осуществлено в соответствии с решением Правительства РФ, возможность участия в автоматическом регулировании частоты в условиях работы в составе изолированно работающей энергосистемы (части энергосистемы) должна

быть подтверждена не позднее двух месяцев с даты аттестации последнего относящегося к данной электростанции генерирующего объекта, строительство которого осуществлено в соответствии с решением Правительства РФ.

Программа испытаний по проверке обеспечения устойчивой работы генерирующего оборудования ТЭС в течение не менее 30 минут при его выделении на свои собственные нужды должна соответствовать требованиям «Методических рекомендаций по проверке обеспечения устойчивой работы генерирующего оборудования ТЭС в течение не менее 30 минут при его выделении на свои собственные нужды» (Приложение № 10 к *Техническим требованиям к генерирующему оборудованию участников оптового рынка* [4]).

При тестировании генерирующего оборудования для подтверждения выполнения требования по обеспечению участия системы регулирования генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты должно быть проверено качество работы системы автоматического регулирования частоты и мощности в установившемся режиме, реакция на изменения частоты, изменения плановых заданий в регулировочном диапазоне работы блока, точность и динамические показатели отработки задания в соответствии с Методическими рекомендациями по проверке готовности к первичному регулированию частоты для данного типа оборудования (Приложения 1-3 к *Техническим требованиям к генерирующему оборудованию участников оптового рынка* [4]).

2.3. Участник оптового рынка при наличии согласованной СО программы комплексных испытаний обязан подать в соответствующий ДЦ СО заявку на их проведение в порядке и сроки, установленные *Положением о порядке оформления, подачи и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации* [5].

2.4. Для целей учета в процедурах выбора состава включенного генерирующего оборудования (далее – ВСВГО) участник оптового рынка в

отношении действующей электростанции в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* [8.2] не позднее 10 часов 00 минут московского времени (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – хабаровского времени) суток X-4 подает в СО уведомление о составе и параметрах оборудования, включаемого в соответствии с программой комплексных испытаний.

В течение периода, на который программой комплексных испытаний предусмотрена обязательная работа другого действующего оборудования электростанции, участвующего в ВСВГО, в отношении каждой такой единицы оборудования данной электростанции должен указываться признак вынужденного состояния.

Для целей суточного планирования участник оптового рынка в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* [8.1] не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток X-2 (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – до 10 часов хабаровского времени суток X-1) подает в СО уведомление о составе и параметрах генерирующего оборудования, включаемого в соответствии с программой комплексных испытаний.

2.5. При проведении тестирования (испытаний) на действующей электростанции СО в течение операционных суток учитывает при формировании ПБР состав и параметры действующего оборудования в соответствии с утвержденной программой комплексных испытаний с учетом его фактического состояния на основании заявленных уведомлений о составе и параметрах оборудования.

В сутки X участник оптового рынка обеспечивает несение задаваемого в соответствии с программой комплексных испытаний либо программой тестирования графика нагрузки.

При подтверждении готовности генерирующего оборудования к выработке электрической энергии в период проведения тестирования

(испытаний) значения снижения и (или) увеличения мощности включенного тестируемого генерирующего оборудования в пределах изменения значений максимальной и минимальной мощности, установленных программой комплексных испытаний либо программой тестирования, при условии выполнения требований по подаче уведомлений о составе и параметрах оборудования, указанных в пункте 2.4 настоящего Порядка, принимаются равными нулю.

2.6. Тестирование генерирующего оборудования проводится в присутствии комиссии.

Непосредственно на электростанции комиссия осуществляет контроль за ходом выполнения программы комплексных испытаний, достоверностью фиксируемых параметров работы оборудования, а также за регистрацией, в случае необходимости, параметров, которые впоследствии должны использоваться как исходные данные для проведения последующих дорасчетов, осуществляемых участником оптового рынка генерирующего оборудования самостоятельно либо с привлечением независимых экспертных организаций.

Оценка выполнения программы комплексных испытаний выполняется СО на основании данных СОТИАССО.

2.7. Контроль и регистрация фактической мощности в ходе комплексных испытаний должны производиться по данным СОТИАССО, соответствующей требованиям, установленным приложением 3 к *Регламенту допуска к торговой системе оптового рынка [8.12]* (далее – *Технические требования к СОТИАССО*).

В случае несоответствия (не полного соответствия) СОТИАССО установленным Техническим требованиям к СОТИАССО подтверждение данных фактической располагаемой мощности и фактических параметров оборудования по данным СОТИАССО осуществляется только при наличии согласованного участником оптового рынка с СО плана (программы) мероприятий по развитию СОТИАССО данного объекта генерации до состояния полного соответствия Техническим требованиям к СОТИАССО.

При этом в случае не полного соответствия СОТИАССО требованиям к обмену телеинформацией автоматизированной системы диспетчерского управления в части передачи телеизмерений активной мощности объекта генерации, дополнительно Коммерческим оператором (далее – КО) должна быть предоставлена в СО информация о часовых величинах выработки электроэнергии объектом генерации за период проведения испытаний, переданной поставщиком мощности в базу КО от АИИС КУЭ, соответствие техническим требованиям ОРЭМ которой подтверждено Актом соответствия, оформленным АО «АТС». Данные АИИС КУ о часовых величинах выработки электроэнергии объектом генерации за период проведения испытаний предоставляются КО в СО по запросу, инициированному в адрес КО участником оптового рынка.

3. Оформление результатов тестирования (испытаний) генерирующего оборудования.

3.1. По результатам проведенных комплексных испытаний участник оптового рынка предоставляет в СО заявление об учете результатов тестирования (испытаний) генерирующего оборудования для целей аттестации (далее – заявление), оформленное по форме приложения 3 к настоящему Порядку, с приложением перечня документов, установленного *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [8.9], направляет в СО.

В заявлении должен быть указан исчерпывающий перечень параметров, определенных (подтвержденных) по результатам тестирования (испытаний), подлежащих и не подлежащих определению (подтверждению) по результатам аттестации: установленная мощность, предельный объем поставки мощности, а также параметры, определение которых являлось целью проведения испытаний в соответствии с программой комплексных испытаний и приведенные в акте результатов комплексных испытаний.

3.2. Участник оптового рынка обеспечивает направление в СО заявления, указанного в п. 3.1 настоящего Порядка с приложением пакета документов, предусмотренных разделом 4 Регламента аттестации

генерирующего оборудования, сопроводительным письмом, оформленным по форме приложения 3 к настоящему Порядку, не позднее 10 (десяти) рабочих дней до начала месяца, с которого ожидается изменение (подтверждение) параметров генерирующего оборудования.

3.3. Результаты комплексных испытаний оформляются в виде отчета о результатах комплексных испытаний, составляемого и утверждаемого собственником генерирующего оборудования, в порядке, установленном *Правилами проведения испытаний* [10] с приложением к отчету Акта результатов тестирования в целях подтверждения максимальной располагаемой мощности и/ по форме приложения № 1 к настоящему Порядку (далее – Акт) в случае включения генерирующего оборудования, входящего в группу ЕГО, режим работы которых взаимосвязан, не менее 8 часов подряд в соответствии с требованиями *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [8.9].

Результаты проведения тестирования в целях подтверждения заявленных ограничений установленной мощности оформляются Актом.

3.3.1. Акт должен быть составлен в 2 (двух) экземплярах.

3.3.2. В Акте указываются:

- дата и место проведения тестирования;
- наименование проверяемого участника оптового рынка с указанием генерирующего оборудования, подлежащего тестированию;
- указание на программу тестирования и диспетчерские заявки, на основании которых проводилось тестирование;
- результаты замеров фактической располагаемой мощности по данным СОТИАССО;
- определенные по результатам тестирования значения максимальной располагаемой мощности;
- подписи членов комиссии.

При отказе члена комиссии от подписания Акта к указанному документу прилагается особое мнение с аргументированным обоснованием отказа.

4. Внесение изменений в Реестр фактических параметров генерирующего оборудования и Реестр предельных объемов поставки мощности.

СО после получения указанных в разделе 4 *Регламента аттестации генерирующего оборудования* [8.9] документов в течение 10 (десяти) рабочих дней осуществляет проверку соответствия представленных участником оптового рынка данных данным, имеющимся у СО, в том числе полученными посредством СОТИАССО, и принимает решение о внесении результатов тестирования (комплексных испытаний) в *Реестр фактических параметров генерирующего оборудования* либо об отказе во внесении представленных участником оптового рынка данных с уведомлением его о причинах такого отказа, на основании проверки:

- соответствия представленных документов требованиям *Регламента аттестации генерирующего оборудования* [8.9] и настоящего Порядка;
- соответствия представленной участником оптового рынка информации о результатах тестирования данным, имеющимся у СО, в том числе полученным посредством СОТИАССО;
- корректности определения параметров генерирующего оборудования, полученных путем приведения результатов комплексных испытаний к нормальным (номинальным) условиям. Приведение результатов комплексных испытаний генерирующего оборудования ПТУ, ПГУ и ГТУ к нормальным условиям и номинальным основным параметрам для целей определения установленной мощности осуществляется в соответствии с *Правилами проведения испытаний* [10].

В случае предусмотренного требованиями договора, по которому участник оптового рынка осуществляет продажу мощности на оптовом рынке, и (или) решением Правительства РФ обязательного соответствия значений технических параметров генерирующего оборудования предельным (минимальным и (или) максимальным) значениям параметров (характеристик) генерирующего оборудования, указанным в соответствующем договоре и (или) решении Правительства РФ, в *Реестре*

фактических параметров указывается признак соответствия/несоответствия установленных по результатам испытаний фактических параметров договорным значениям и (или) значениям, указанным в решении Правительства РФ.

Признак соответствия технических параметров генерирующего оборудования договорным значениям и (или) значениям, указанным в решении Правительства РФ, устанавливается

а) в отношении технических параметров, подлежащих тестированию в соответствии с требованиями *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [8.9], - в случае, если полученные по результатам испытаний значения фактических параметров тестируемого оборудования не ухудшают договорные значения и (или) значения, указанные в решении Правительства РФ (при наличии в договорах и (или) Распоряжении Правительства РФ таких значений).

б) в отношении технических требований, выполнение которых в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [8.9] осуществляется на основании представленной поставщиком информации о соответствии генерирующего объекта техническим требованиям к генерирующим объектам, подлежащим строительству, установленным решением Правительства РФ, - если указанная информация представлена в СО по форме, установленной указанным Регламентом.

В противном случае устанавливается признак несоответствия технических параметров договорным значениям и (или) значениям, указанным в решении Правительства РФ.

В отношении генерирующих объектов, относящихся к одной электростанции, строительство которых осуществлено в соответствии с решением Правительства РФ, при неподтверждении одного или нескольких обязательных технических параметров, указанных в пдп. «а)» настоящего Порядка, контроль выполнения которых в случаях, установленных *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [8.9], должен был быть осуществлен при проведении испытаний (либо в течение

установленного *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [8.9] периода времени после аттестации) последнего относящегося к данной электростанции генерирующего объекта, в отношении ранее аттестованного на этой же электростанции генерирующего оборудования с первого числа месяца, следующего за месяцем, в котором установлено такое невыполнение, и до первого числа месяца, следующего за датой подтверждения указанного требования, устанавливается признак несоответствия технических параметров значениям, указанным в решении Правительства РФ, а предельный объем поставки мощности устанавливается равным нулю.

Признак соответствия месторасположения генерирующего оборудования устанавливается на основании документов, представленных участником оптового рынка в соответствии с порядком, установленным соответствующим договором и (или) решением Правительства РФ и (или) *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [8.9]. В противном случае устанавливается признак несоответствия месторасположения договорным значениям и (или) требованию решения Правительства РФ.

В случае если решением Правительства РФ установлено требование о том, что основное оборудование (котел, паровая и (или) газовая турбина, генератор, газопоршневой двигатель), входящее в состав энергоблоков генерирующего объекта, ранее не использовалось для производства электроэнергии на других генерирующих объектах (демонтированное оборудование) и произведено на территории Российской Федерации, подтверждение выполнения указанного требования осуществляется СО по результатам рассмотрения уведомления, представленного поставщиком мощности по форме, установленной *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [8.9], с приложением обосновывающих документов.

На основании данных Реестра фактических параметров СО в порядке и сроки, определенные *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [8.9], формирует *Реестр предельных объемов поставки*

мощности и Реестра фактических параметров генерирующего оборудования в персональном разделе участников оптового рынка на сайте СО «Оптовый рынок электроэнергии и мощности».

Приложение 3
к Порядку оформления результатов
тестирования генерирующего
оборудования для целей аттестации

**Типовые формы заявлений, подаваемых собственниками
генерирующего оборудования в АО «СО ЕЭС» по результатам его
тестирования (испытаний)**

Форма 1. Форма заявления об учете результатов тестирования (испытаний) генерирующего оборудования для целей аттестации (кроме ДПМ ВИЭ)

*Директору по развитию ЕЭС -
руководителю дирекции АО «СО ЕЭС»*

Заявление об учёте результатов тестирования в форме комплексных испытаний генерирующего оборудования для целей аттестации.

На основании результатов комплексных испытаний (диспетчерское наименование генерирующего оборудования, наименование электростанции), проведенных (дата проведения комплексных испытаний) в соответствии с утвержденной программой комплексных испытаний от (дата подписания программы комплексных испытаний) по диспетчерским заявкам (номера диспетчерских заявок), прошу:

- установить с (первое число соответствующего месяца) в отношении генерирующего оборудования (диспетчерское наименование генерирующего оборудования, код ГТПГ, наименование электростанции):

- величину установленной мощности;
- величину параметра (параметров) (максимальная располагаемая мощность, нижний предел регулировочного диапазона, скорость набора/снижения нагрузки, время пуска и набора нагрузки до максимальной мощности, возможность останова в резерв на ночное время, иные технические параметры, тип генерирующего оборудования);

- установить с (первое число соответствующего месяца) в отношении ГТПГ (код ГТПГ, наименование электростанции) величину предельного объема поставки мощности равную (величина мощности в МВт).*

Приложения:

(Перечень документов, прилагающихся к заявлению для целей аттестации генерирующего оборудования, определен Разделом 4 Регламента аттестации)

генерирующего оборудования (приложение № 19.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка))

** Заявляется величина предельного объема поставки мощности по ГТПГ электростанции в соответствии с требованиями п. 6.1.1. Регламента аттестации генерирующего оборудования (приложение № 19.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).*

Форма 3. Заявление о проведении аттестации генерирующего оборудования ДПМ ВИЭ

*Директору по развитию ЕЭС -
руководителю дирекции АО «СО ЕЭС»*

Заявление.

На основании данных о результатах квалификации генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ), и информации о часовой величине выработки электроэнергии, подлежащих представлению Коммерческим оператором оптового рынка (АО «АТС»), и документов, сформированных в соответствии с требованиями Регламента аттестации генерирующего оборудования (приложение № 19.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) и приложенных к настоящему заявлению, прошу установить с (первое число соответствующего месяца) в отношении генерирующего оборудования (диспетчерское наименование генерирующего оборудования, код ГТПГ, наименование электростанции):

- величину предельного объема поставки мощности;
- величину установленной мощности.

(указываются численные значения параметров для каждой ГТПГ в целом)

Приложения:

(Перечень документов, прилагающихся к заявлению для целей аттестации генерирующего оборудования, определен Разделом 4 Регламента аттестации генерирующего оборудования (приложение № 19.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка))

Форма 5. Форма заявления о проведении аттестации на основании изменений в Технических условиях на технологическое присоединение

*Директору по развитию ЕЭС -
руководителю дирекции АО «СО ЕЭС»*

Заявление об учете результатов комплексных испытаний на основании изменений в технических условиях на технологическое присоединение

На основании результатов комплексных испытаний (диспетчерское наименование генерирующего оборудования, наименование электростанции), проведенных (дата проведения комплексных испытаний) в соответствии с утвержденной программой комплексных испытаний от (дата подписания программы комплексных испытаний) по диспетчерским заявкам (номера диспетчерских заявок), и в связи с выполнением мероприятий, предусмотренных Техническими условиями на технологическое присоединение (диспетчерское наименование генерирующего оборудования, наименование электростанции) к электрическим сетям (наименование сетевой организации) от (дата), прошу установить с (первое число соответствующего месяца):

- в отношении (диспетчерское наименование генерирующего оборудования, код ГТПГ, наименование электростанции) величину предельного объема поставки мощности равную (величина мощности в МВт).

Приложения:

(отчет о результатах комплексных испытаний, программа комплексных испытаний, копии диспетчерских заявок на проведение комплексных испытаний, Договор об осуществлении технологического присоединения объектов по производству электрической энергии к электрическим сетям, Технические условия на технологическое присоединение объектов по производству электрической энергии к электрическим сетям, Акт выполнения технических условий).

В случае, если приложения к заявлению ранее официально направлялись в АО «СО ЕЭС», повторное представление соответствующих документов не требуется. В заявлении дополнительно указываются реквизиты письма, которым документы ранее были направлены в АО «СО ЕЭС».

Форма 6. Форма заявления о распределении ограничений на выдачу мощности, указанных в технических условиях на технологическое присоединение

*Директору по развитию ЕЭС -
руководителю дирекции АО «СО ЕЭС»*

Заявление о распределении ограничений на выдачу мощности, указанных в технических условиях на технологическое присоединение

Прошу при определении предельного объема поставки мощности в отношении (наименование электростанции) учитывать следующее распределение ограничений на выдачу мощности, указанных в Технических условиях на технологическое присоединение, между ГТП генерации электростанции:

Наименование ГТП генерации (код ГТП)	Ограничения на выдачу мощности, МВт
ГТП1 (GGGGGG01)	
...	
ГТП2 (GGGGGG0N)	
...	

Приложения:

(Технические условия на технологическое присоединение объектов по производству электрической энергии к электрическим сетям, Акт выполнения технических условий).

В случае, если приложения к заявлению ранее официально направлялись в АО «СО ЕЭС», повторное представление соответствующих документов не требуется. В заявлении дополнительно указываются реквизиты письма, которым документы ранее были направлены в АО «СО ЕЭС».

Приложение 3
к Порядку установления соответствия
генерирующего оборудования участников
оптового рынка техническим требованиям

Методика определения регулировочной мощности ГЭС

Регулировочная мощность ГЭС ($N_{ГЭС}^{рег}$, МВт) – это мощность, которую ГЭС (ГАЭС) может набрать неоднократно (не менее 2-х раз) в течение суток из остановленного состояния не более чем за 20 минут и удерживать в течение 40 последующих минут. Регулировочная мощность определяется для каждой ГТП ГЭС (ГАЭС), в том числе для ГЭС (ГАЭС), работающих по водотоку.

Под ГЭС (ГАЭС), работающей по водотоку, понимается гидроэлектростанция, у которой в соответствии с проектной документацией отсутствует регулирующее водохранилище (в т.ч. бассейн суточного регулирования), а также ГЭС (ГАЭС), регулировочные возможности водохранилища которых фактически не могут быть использованы из-за сложившейся водохозяйственной обстановки или исходя из технического состояния гидротехнических сооружений.

Под «малой водоточной ГЭС» понимается ГЭС, работающая по водотоку, с установленной мощностью менее 25 МВт, у которой в соответствии с проектной документацией отсутствует регулирующее водохранилище (в т.ч. бассейн суточного регулирования).

Для отнесения к малым водоточным ГЭС участник оптового рынка представляет в СО заверенную уполномоченным лицом участника оптового рынка выписку из проектной документации, подтверждающую отсутствие регулирующего водохранилища, в том числе бассейна суточного регулирования, а также расчет величины расхода воды через ГА ГЭС ($Q_{i,agr}^{расч\ нап.}$), соответствующего расчетному напору.

Регулировочная мощность j -той ГТП ГЭС (ГАЭС) заявляется участником оптового рынка в уведомлениях о составе и параметрах

генерирующего оборудования, поданных в СО не позднее 8 часов 00 минут московского времени суток X-1 (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – 3 часов 00 минут московского времени (10 часов хабаровского времени) суток X-1). Регулировочная мощность j -той ГТП ГЭС (ГАЭС) определяется для каждой гидроэлектростанции, являющейся участницей оптового рынка.

I. Регулировочная мощность ГЭС (ГАЭС), за исключением ГЭС (ГАЭС), работающих по водотоку, рассчитывается как минимум из среднесуточной располагаемой мощности ГЭС (ГАЭС) ($N_{ГЭС}^{расп}$, МВт), определенной с учетом собственных ограничений установленной мощности, максимальной нагрузки ГЭС (ГАЭС) в целом, определяемой наличием ограничений на выдачу мощности в сеть соответствующих наибольшей величине мощности, возможной к выдаче в сеть по схемно-режимным условиям в нормальной и ремонтной схемах ($N_{ГЭС}^{сст}$, МВт), и произведения скорости набора нагрузки ГЭС (ГАЭС) ($\nu_{ГЭС}^{нагр}$) на 20 минут:

$N_{ГЭС}^{рег} = \min\{N_{ГЭС}^{расп}, N_{ГЭС}^{сст} \cdot 20 \cdot \nu_{ГЭС}^{нагр}\}$. Среднесуточная располагаемая мощность ГЭС

(ГАЭС) ($N_{ГЭС}^{расп}$) равна среднеарифметическому значению располагаемой мощности ГЭС (ГАЭС) на каждый час суток, т.е. $N_{ГЭС}^{расп} = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{24} N_{ГЭС}^{расп,i}$.

Регулировочная мощность ГЭС (ГАЭС) определяется без учета суточных ограничений по режимам водопользования. К ограничениям на выдачу мощности в сеть относятся ограничения на выдачу мощности с шин ГЭС (ГАЭС) по условиям обеспечения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанции, обеспечения статической устойчивости и недопущения токовых перегрузок в сечении выдачи мощности электростанции (линии электропередачи, непосредственно отходящие от шин ГЭС (ГАЭС)), при этом влияние нагрузки других электростанций в соответствующем энергорайоне не учитывается.

Скорость набора нагрузки ГЭС (ГАЭС) определяется как:

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

$$v_{\text{нагр}}^{\text{ГЭС}} = \max \left(\frac{N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}}}{t_{\text{нагр}}^{\text{ГЭС}}}; \frac{N_{\text{max, k}}^{\text{ГЭС}_20 \text{ заявл}}}{20} \right), \text{ МВт/мин}$$

где:

$N_{\text{max, k}}^{\text{ГЭС}_20 \text{ заявл}}$ – заявленная участником рынка максимальная мощность, которая может быть многократно (не менее 2 раз) набрана в течение суток из остановленного состояния в течение 20 минут и поддерживаться в течение не менее 40 последующих минут в случае ступенчатого набора нагрузки ГЭС (ГАЭС) в соответствии с данными, предоставленными участником оптового рынка в СО в соответствии с *Техническими требованиями*;

$N_{\text{уст}}^{\text{ГЭС}}$ – установленная мощность ГЭС (ГАЭС);

$t_{\text{нагр}}^{\text{ГЭС}}$ – суммарное время набора нагрузки из остановленного состояния ГЭС (ГАЭС) до максимальной нагрузки всех гидрогенераторов, определяемое в соответствии со Сводной таблицей нормативных времен набора/сброса нагрузки по ГЭС (ГАЭС), являющихся ГОУ различных уровней СО, утвержденной Директором по управлению режимов ЕЭС – Главным диспетчером.

Регулировочная мощность j -той ГТП ГЭС ($N_{\text{ГТП}}^{j \text{ pec}}$, МВт) определяется исходя из двух условий:

- сумма регулировочных мощностей j -тых ГТП ГЭС (ГАЭС) ($N_{\text{ГТП}}^{j \text{ pec}}$) должна быть равна регулировочной мощности ГЭС (ГАЭС) ($N_{\text{ГЭС}}^{\text{pec}}$) в целом, то есть $N_{\text{ГЭС}}^{\text{pec}} = \sum_{\text{ГТП} \in \text{ГЭС}} N_{\text{ГТП}}^{j \text{ pec}}$.
- регулировочная мощность j -той ГТП ГЭС ($N_{\text{ГТП}}^{j \text{ pec}}$) не должна превышать среднесуточную располагаемую мощность j -той ГТП ГЭС (ГАЭС) ($N_{\text{ГТП}}^{j \text{ рас}}$, МВт), то есть $N_{\text{ГТП}}^{j \text{ pec}} \leq N_{\text{ГТП}}^{j \text{ рас}}$.

II. Регулировочная мощность ГТП ГЭС (ГАЭС), работающих по водотоку, рассчитывается как минимум из расчетной величины ($N_{\text{расч, k}}^{j, \text{ГЭС}}$) и максимальной нагрузки соответствующей ГТП j , зависящей от максимальной нагрузки ГЭС (ГАЭС) в целом, определяемой наличием ограничений на *Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям*

выдачу мощности в сеть по схемно-режимным условиям в нормальной и ремонтной схемах ($N_k^{j,ГЭС,сет}$):

$$N_{ГТП}^{j,рег} = \min \{N_{расч,k}^{j,ГЭС}; N_k^{j,ГЭС,сет}\}$$

$N_{расч,k}^{j,ГЭС}$ – максимальная расчетная мощность водоточных ГЭС (ГАЭС), определяемая для состава гидроагрегатов (далее – ГА), актуального на дату, на которую осуществляется расчет (вне зависимости от нахождения ГА в ремонтах), по формуле:

$$N_{расч,k}^{j,ГЭС} = \sum_{i \in j} N_{расч,k}^{i,агр} = \frac{9,81}{1000} * \sum_{i \in j} (\eta_{i,агр} * Q_{i,агр}^{max} * H_{i,агр}), \text{ (МВт)}$$

где:

$\eta_{агр}$ – коэффициент полезного действия ГА, равный 80%;

$H_{i,агр}$ – фактический среднесуточный напор за прошедшие сутки X-3. Для малых водоточных ГЭС – расчетный напор ($H_{i,агр,расч}$), обеспечивающий выдачу мощности ГЭС в полном объеме в соответствии с паспортными данными оборудования, представленными участником оптового рынка для целей аттестации генерирующего оборудования в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [8.9.], а при отсутствии указанных данных – фактический среднесуточный напор за прошедшие сутки X-3;

$Q_{i,агр}^{max}$ – максимально возможный расход воды через ГЭС (ГАЭС), соответствующий фактическому среднесуточному расходу воды через ГА ГЭС (ГАЭС) ($Q_{i,агр}^{ср.сут.факт}$) за прошедшие сутки X-3. Для малых водоточных ГЭС – расход воды через ГА ГЭС, соответствующий расчетному напору $H_{i,агр,расч}$, представленный участником рынка в СО в соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* [8.7], а при отсутствии данных расчетного напора $H_{i,агр,расч}$ – максимально возможный расход воды через ГЭС, соответствующий фактическому среднесуточному расходу воды через ГА ГЭС ($Q_{i,агр}^{ср.сут.факт}$) за прошедшие сутки X-3: $Q_{i,агр}^{max} = Q_{i,агр}^{ср.сут.факт}$.

Если ГЭС (ГАЭС) не предоставлена в СО информация по фактическому среднесуточному напору, то регулировочная мощность всех ГТП ГЭС (ГАЭС) принимается равной нулю. При невозможности определения максимально возможного расхода воды через ГА ГЭС (ГАЭС), влияющего на расчет регулировочной мощности, регулировочная мощность принимается равной нулю.

Точность исходных данных во всех расчетах следующая:

1. Напор с точностью до сотых долей метра;
2. Расход с точностью до десятых долей метров кубических в секунду.

Приложение 4

к Порядку установления соответствия
генерирующего оборудования участников
оптового рынка техническим требованиям

Типовая форма заявления, подаваемая собственниками генерирующего оборудования в АО «СО ЕЭС» для целей внесения изменений в регистрационную информацию о базовых и (или) актуальных границах диапазонов регулирования реактивной мощности генерирующего оборудования

Форма 1. Форма заявления о внесении изменений в регистрационную информацию о базовых границах диапазонов регулирования реактивной мощности генерирующего оборудования (максимально допустимой величины приема (при недопустимости приема – минимальной выдачи) и (или) максимально допустимой величины выдачи реактивной мощности))

*Члену Правления, директору по
энергетическим рынкам и внешним
связям АО «СО ЕЭС»*

Заявление о внесении изменений в регистрационную информацию о базовых границах диапазонов регулирования реактивной мощности генерирующего оборудования

Прошу внести изменения в регистрационную информацию о базовых границах диапазонов регулирования реактивной мощности генерирующего

оборудования (*диспетчерское наименование генерирующего оборудования, наименование электростанции*) в связи с

(ненужное исключить)

- выявлением несоответствия заявленных значений базовых диапазонов регулирования реактивной мощности генерирующего оборудования, введенного в эксплуатацию после 01.01.2006, паспортным характеристикам, актуальным на момент допуска к торговле электроэнергией (мощностью) на оптовом рынке с использованием данного генерирующего оборудования.

или

- изменением установленной мощности / увеличением номинальной активной мощности генератора / увеличением максимально допустимых величин приема (при недопустимости приема – уменьшением минимальной величины выдачи) реактивной мощности / увеличением максимально допустимых величин выдачи реактивной мощности (*ненужное исключить*) относительно значений, указанных в ранее представленных табличных значениях границ диапазона регулирования реактивной мощности генерирующего оборудования в зависимости от его активной мощности.

(указанное основание внесения изменений базовых границ диапазона регулирования указывается при заявлении значений активной мощности, отсутствующих в регистрационной информации, а также для значений активной мощности, в которых произошло расширение диапазона регулирования реактивной мощности (увеличилась максимально допустимая величина приема (при недопустимости приема – уменьшилась минимальная выдача) и (или) увеличилась максимально допустимая величина выдачи реактивной мощности генерирующего оборудования для соответствующей величины активной мощности)

или

- завершением мероприятий по вводу в работу генерирующего оборудования / замене генератора (*ненужное исключить*).

или

- уточнением диапазонов регулирования реактивной мощности в отношении генерирующего оборудования, впервые представленного на оптовом рынке, по результатам проведения тепловых испытаний / уточнения режимов работы генерирующего оборудования / по результатам настройки ограничителей минимального возбуждения (*ненужное исключить*).

Приложения:

1. Табличные значения границ базового диапазона регулирования реактивной мощности генерирующего оборудования в зависимости от его активной мощности.

2. Обосновывающие документы (перечень документов, прилагающихся к заявлению, определен п. 3.2 Регламента определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности (приложение № 13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка))

Приложение к
Заявлению о внесении изменений
в регистрационную информацию о
базовых границах диапазонов
регулирования реактивной
мощности генерирующего
оборудования

Значения границ базового диапазона регулирования реактивной мощности генерирующего оборудования в зависимости от его активной мощности

Наименование агрегата	Установленная мощность, МВт	Номинальная мощность, МВт	Параметры	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	P _{ном}	*
			P, МВт													
			Q _{мин баз} , Мвар													
			Q _{макс баз} , Мвар													

Форма 2. Форма заявления о внесении изменений в регистрационную информацию об актуальных границах диапазонов регулирования реактивной мощности генерирующего оборудования (максимально допустимой величины приема (при недопустимости приема – минимальной выдачи) и (или) максимально допустимой величины выдачи реактивной мощности))

Члену Правления, директору по
энергетическим рынкам и внешним
связям АО «СО ЕЭС»

Заявление о внесении изменений в регистрационную информацию об актуальных границах диапазонов регулирования реактивной мощности генерирующего оборудования

Прошу внести изменения в регистрационную информацию об актуальных границах диапазонов регулирования реактивной мощности генерирующего оборудования (*диспетчерское наименование генерирующего оборудования, наименование электростанции*) в связи с
(*ненужное исключить*)

- изменением установленной мощности / увеличением номинальной активной мощности генератора (*ненужное исключить*).

или

- выявлением отличий фактических значений диапазонов регулирования реактивной мощности генерирующего оборудования от значений базовых диапазонов регулирования реактивной мощности, носящих постоянный характер (длительностью 12 и более месяцев подряд).

Приложения:

1. Табличные значения границ актуального диапазона регулирования реактивной мощности генерирующего оборудования в зависимости от его активной мощности.
2. Обосновывающие документы (перечень документов, прилагающихся к заявлению, определен п. 3.2 Регламента определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности (приложение № 13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка))

Приложение к
Заявлению о внесении изменений
в регистрационную информацию
об актуальных границах
диапазонов регулирования
реактивной мощности
генерирующего оборудования

Значения границ актуального диапазона регулирования реактивной мощности генерирующего оборудования в зависимости от его активной мощности

Наименование агрегата	Установленная мощность, МВт	Номинальная мощность, МВт	Параметры	0%	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%	$P_{ном}$	*
			P , МВт													
			$Q_{мин акт}$, Мвар													
			$Q_{макс акт}$, Мвар													

Приложение 5

к Порядку установления соответствия
генерирующего оборудования участников
оптового рынка техническим требованиям

Типовая форма заявления о необходимости экономии ресурса работы генерирующего оборудования (ЕГО или группы ЕГО, режим работы которых взаимосвязан), в состав которого входят газовые турбины, в течение последующих 12 месяцев, и о согласии на включение в перечень ЕГО, в отношении которых учитывается экономия ресурса работы, на предстоящий месяц *

*Члену Правления, директору по
энергетическим рынкам и внешним
связям АО «СО ЕЭС»*

Заявление о необходимости экономии ресурса работы генерирующего оборудования (ЕГО или группы ЕГО, режим работы которых взаимосвязан), в состав которого входят газовые турбины, в течение последующих 12 месяцев, и о согласии на включение в перечень ЕГО, в отношении которых учитывается экономия ресурса работы, на предстоящий месяц

Прошу начиная с <указывается год и месяц > и в течение последующих 12 месяцев в порядке, предусмотренном Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности (Приложение № 13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), учесть необходимость экономии ресурса работы генерирующего оборудования (ЕГО или группы ЕГО, режим работы которых взаимосвязан), в состав которого входят газовые турбины, а именно:

<указываются наименования электростанции; диспетчерские наименования генерирующего оборудования; наименования ЕГО, входящих в состав ПГУ; код ЕГО, указанный в актуальном Акте ГЕМ >

Настоящим выражаю согласие на включение указанного генерирующего оборудования в установленном порядке в Перечень ЕГО, в отношении которых учитывается экономия ресурса работы в <указывается год и месяц >.

Примечание:

* – заявление направляется в АО «СО ЕЭС» в отношении каждого месяца, в котором необходима экономия ресурса работы генерирующего оборудования, в состав которого входят газовые турбины.

Приложение 6

к Порядку установления соответствия
генерирующего оборудования участников
оптового рынка техническим требованиям

Члену Правления, директору по
энергетическим рынкам и внешним
связям АО «СО ЕЭС»

Заявление о внесении изменений в реестр фактических параметров в отношении параметров и характеристик генерирующего оборудования

Прошу внести следующие изменения в реестр фактических параметров генерирующего оборудования, формируемый в соответствии с Регламентом аттестации генерирующего оборудования (Приложение №19.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка), в отношении (диспетчерское наименование генерирующего оборудования (наименование ЕГО), наименование электростанции):

- маркировка генерирующего оборудования: XXXXXXXX;
- давление острого пара (МПа): XXXXXXXX;
- отнесение генерирующего оборудования к блочному: XXXXXXXX;
- год выпуска турбины: XXXXXXXX;
- год ввода турбины в эксплуатацию: XXXXXXXX;
- год выпуска основных частей турбины: XXXXXXXX;
- работа генерирующего оборудования в составе парогазовой установки: XXXXXXXX;
- работа в качестве приключенной турбины: XXXXXXXX;
- взаимосвязанный режим работы: XXXXXXXX.

Примечания по заполнению:

1. В заявлении указывается перечень подлежащих актуализации параметров с приложением обосновывающих материалов.

Для генерирующего оборудования в составе ПГУ оформляется отдельное заявление для каждой турбины, входящей в состав ПГУ (для одновальных ПГУ, представленных отдельной ЕГО, оформляется одно заявление).

Для генерирующего оборудования ВЭС и СЭС оформляется одно заявление для каждой ЕГО в составе электростанции.

2. *Станционный номер генерирующего оборудования указывается в соответствии с актуальным утверждённым актом об общесистемных технических параметрах и характеристиках.
Станционные номера генерирующего оборудования ВЭС указываются через дефис от первого к последнему, для СЭС указывается прочерк «-».*
3. *Маркировка генерирующего оборудования указывается в соответствии с актуальным утверждённым актом об общесистемных технических параметрах и характеристиках.
Для ВЭС, в состав которых входит несколько типов генерирующего оборудования, приводится маркировка каждого типа с указанием, к каким станционным номерам она относится.
Для СЭС, в состав которых входит несколько типов генерирующего оборудования, приводится маркировка каждого типа с указанием количества соответствующих фотоэлектрических модулей.
Для одновальной ПГУ маркировки турбин, входящих в ее состав, указываются через запятую.*
4. *Давление острого пара указывается для паровых турбин в мегапаскалях (МПа) в соответствии с технической документацией изготовителя турбины или действующей нормативно-технической документацией по топливоиспользованию; для паровых турбин нескольких давлений параметр указывается для пара высокого давления; для типов генерирующего оборудования, отличных от паровых турбин, указывается прочерк «-».*
5. *Год выпуска турбины указывается в соответствии с технической документацией изготовителя турбины.
Для генерирующего оборудования ВЭС указывается год выпуска каждой ВЭУ через запятую от первого станционного номера к последнему.
Для генерирующего оборудования СЭС указывается год выпуска самого старого фотоэлектрического модуля.*
6. *Год выпуска основных частей турбины соответствует наиболее позднему из года выпуска цилиндра высокого давления и цилиндра среднего давления и указывается в случае его отличия от года выпуска турбины.*
7. *В случае комплексной замены старого генерирующего оборудования на новое, значение года ввода в эксплуатацию указывается в соответствии с Актом ввода в эксплуатацию паровой турбины (или соответствующей отметкой в формуляре (паспорте) паровой турбины с датой ввода в эксплуатацию), в иных случаях указывается значение, ранее зарегистрированное в Реестре фактических параметров генерирующего оборудования.*
8. *Признак работы турбины в качестве приключенной указывается в соответствии с принципиальной тепловой схемой электростанции; для типов генерирующего оборудования, отличных от паровых турбин, указывается прочерк «-».*
9. *Признак работы турбины в составе парогазовой установки указывается для паровых и газовых турбин, входящих в состав парогазовой установки, в соответствии с проектной документацией на строительство или*

реконструкцию генерирующего объекта, для иного генерирующего оборудования указывается прочерк «-».

10. Признак взаимосвязанного режима работы:

- указывается «Да», в отношении ЕГО неблочных частей ТЭС, а также в отношении блочного генерирующего оборудования, имеющего общегрупповые ограничения установленной мощности с иным генерирующим оборудованием электростанции (с перечислением иного генерирующего оборудования);
- указывается «Блок», в отношении ЕГО, входящих в состав одного энергоблока, в том числе энергоблока ПГУ, при отсутствии общегрупповых ограничений установленной мощности с иными ЕГО, не входящими в состав энергоблока;
- в иных случаях указывается «Нет».

Приложение 7

к Порядку установления соответствия
генерирующего оборудования участников
оптового рынка техническим требованиям

Члену Правления, директору по
энергетическим рынкам и внешним
связям АО «СО ЕЭС»

**Заявление о необходимости отнесения возникших отклонений на
внешнюю инициативу**

Прошу отнести отклонения объема потребления на внешнюю инициативу в периоды (указываются временные периоды ввода ограничений по московскому времени, для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – по хабаровскому времени) в отношении ГТП потребления (код ГТПП, наименование ГТПП) в связи со снижением объема потребления электроэнергии, обусловленным

(ненужное исключить)

- действием противоаварийной автоматики.

или

- вводом СО графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).

или

- отдачей команд на загрузку в целях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима на электростанции, осуществляющие поставку электрической энергии на розничных рынках.

Приложения:

В соответствии с п.2.2.5.2. Регламента определения объемов, инициатив и стоимости отклонений (приложение № 12 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) прикладываются следующие документы:

- *в случае действия противоаварийной автоматики:*
 - *копия акта расследования аварии (технологического нарушения), оформляемого в соответствии с Правилами расследования причин аварий в электроэнергетике, утвержденными постановлением Правительства РФ от 28.10.2009 № 846;*
 - *информация о времени начала ограничения и времени восстановления электроснабжения (подачи напряжения) с приложением подтверждающих документов (при отсутствии*

указанной информации в акте расследования аварии (технологического нарушения));

- *в случае ввода СО графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности):*
 - *копия письма сетевой организации о вводе ограничений либо информации о вводе ограничений непосредственно СО с указанием фактических временных периодов ввода ограничений (начала и окончания), подстанций и присоединений по точкам поставки, входящим в ГТП участника оптового рынка, по которым они вводились, а также величины отключенной нагрузки на указанных присоединениях;*
 - *документ (копия письма сетевой организации), подтверждающий факт получения от сетевой организации после 13:00 суток X-1 (для входящей в состав Дальневосточного федерального округа отдельной территории, ранее относившейся к неценовым зонам, – после 09:00 хабаровского времени суток X-1) информации о вводе ограничений.*

Приложение 8

к Порядку установления соответствия
генерирующего оборудования участников
оптового рынка техническим требованиям

**Типовая форма заявления, подаваемая собственниками
генерирующего оборудования в АО «СО ЕЭС» для целей формирования
уточненных диспетчерских графиков на основании прогнозного
(планируемого) значения активной нагрузки**

Форма 1. Форма заявления о формировании уточненных диспетчерских графиков на основании прогнозного (планируемого) значения активной нагрузки ГОУ СЭС/ВЭС

*Члену Правления, директору по
энергетическим рынкам и внешним
связям АО «СО ЕЭС»*

**Заявление о формировании уточненных диспетчерских графиков на
основании прогнозного (планируемого) значения активной нагрузки**

В соответствии с п. 5 Регламента оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России (Приложение № 9 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) прошу начиная с (*указывается год и месяц*) в отношении ГОУ (*указываются наименования ГОУ СЭС/ВЭС*) осуществлять формирование уточненных диспетчерских графиков на основании прогнозного (планируемого) значения активной нагрузки ГОУ, передаваемого посредством СОТИАССО.

Форма 2. Форма отзыва заявления о формировании уточненных диспетчерских графиков на основании прогнозного (планируемого) значения активной нагрузки ГОУ СЭС/ВЭС

*Члену Правления, директору по
энергетическим рынкам и внешним
связям АО «СО ЕЭС»*

**Заявление о формировании уточненных диспетчерских графиков на
общих основаниях**

В соответствии с п. 5 Регламента оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России (Приложение № 9 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) прошу начиная с (*указывается год и месяц*) в отношении ГОУ (*указываются наименования ГОУ СЭС/ВЭС*) осуществлять формирование уточненных диспетчерских графиков на общих основаниях без учета

*Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка
техническим требованиям*

прогнозного (планируемого) значения активной нагрузки ГОУ, передаваемого посредством СОТИАССО.

Приложение 9

к Порядку установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

Типовая форма заявления, подаваемая собственниками генерирующего оборудования в АО «СО ЕЭС» для целей формирования плановых диспетчерских графиков со сглаживанием в начале часовых интервалов

Форма 1. Форма заявления о формировании плановых диспетчерских графиков со сглаживанием в начале часовых интервалов

Члену Правления, директору по энергетическим рынкам и внешним связям АО «СО ЕЭС»

Заявление о формировании плановых диспетчерских графиков со сглаживанием в начале часовых интервалов

В соответствии с п. 3.3 Регламента оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России (Приложение № 9 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) прошу начиная с (указывается год и месяц) в отношении ГОУ (указываются наименования ГОУ СЭС/ВЭС) осуществлять формирование плановых диспетчерских графиков со сглаживанием в начале часовых интервалов.

Форма 2. Форма отзыва заявления о формировании плановых диспетчерских графиков со сглаживанием в начале часовых интервалов

Члену Правления, директору по энергетическим рынкам и внешним связям АО «СО ЕЭС»

Заявление о формировании плановых диспетчерских графиков на общих основаниях

В соответствии с п. 3.3 Регламента оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России (Приложение № 9 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) прошу начиная с (указывается год и месяц) в отношении ГОУ (указываются наименования ГОУ СЭС/ВЭС) осуществлять формирование

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

плановых диспетчерских графиков на общих основаниях без сглаживания в начале часовых интервалов.

Приложение 10

к Порядку установления соответствия
генерирующего оборудования участников
оптового рынка техническим требованиям

*Члену Правления, директору по
энергетическим рынкам и внешним
связям АО «СО ЕЭС»*

**Заявление об отсутствии необходимости вывода генерирующего
оборудования из работы для целей выполнения мероприятий по
модернизации**

В соответствии с п. 16.2 Регламента определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке (Приложение № 13.2 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) сообщаю об отсутствии необходимости вывода из работы (диспетчерское наименование генерирующего оборудования (наименование ЕГО), наименование электростанции) для целей выполнения мероприятий по модернизации в период с (месяц и год начала периода) по (месяц и год окончания периода) включительно.