УТВЕРЖДЕНО
Первым заместителем
Председателя Правления
ОАО «СО ЕЭС»

Н.Г. Шульгиновым

«31» июля 2012 г.

ПОРЯДОК

установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

(вступает в силу с 01 августа 2012 г.)

МОСКВА

2012

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

Оглавление

1. Область применения 4

2. Порядок контроля и критерии оценки участия электростанций в общем первичном регулировании частоты электрического тока 4

2.1 Регистрация типа участия в ОПРЧ 4
2.2. Критерии оценки участия электростанций в ОПРЧ 7
2.3. Порядок оценки участия электростанций в ОПРЧ 11
2.4. Технические условия обеспечения мониторинга участия в ОПРЧ 13
2.5. Требования к хранению данных 14

3. Порядок контроля и критерии оценки участия электростанций в предоставлении диапазона регулирования реактивной мощности 15

3.1 Регистрация показателя снижения диапазона регулирования реактивной мощности 16
3.2 Регистрация показателя фактического предоставления диапазона регулирования реактивной мощности 17

4. Порядок контроля и критерии оценки участия ГЭС во вторичном регулировании 18

4.1. Технические условия обеспечения мониторинга участия ГЭС в оперативном вторичном регулировании 23
4.2. Технические условия обеспечения мониторинга участия ГЭС в АВРЧМ 24
4.3. Оценка участия ГЭС во вторичном регулировании 25

5. Критерии и порядок оценки способности к выработке электроэнергии 27

5.1. Определение установленной мощности, технического минимума и предельного объема поставки 27
5.2. Определение располагаемой мощности, регистрация фактических ограничений и планового технологического минимума 28
5.2.1. Определение располагаемой мощности на территориях ценовых зон 28
5.2.2. Регистрация фактических ограничений на территориях ценовых зон оптового рынка 29
5.2.3. Определение снижений мощности, связанных с наличием фактических ограничений 38
5.2.4. Определение располагаемой мощности на территориях неценовых зон оптового рынка 39
5.2.5. Определение планового технологического минимума 40
5.3. Определение плановой максимальной и плановой минимальной мощности включенного генерирующего оборудования 40
5.3.1. Определение плановой максимальной мощности 40
5.3.2. Порядок определения итогового согласованного снижения располагаемой мощности 46
5.4. Определение максимальной мощности, готовой к несению нагрузки и минимальной мощности включенного генерирующего оборудования 47
5.4.1. Определение максимальной мощности, готовой к несению нагрузки 47
5.4.2. Определение минимальной мощности включенного генерирующего оборудования 52
5.4.3. Порядок определения итогового изменения максимальной мощности, готовой к несению нагрузки, и минимальной мощности включенного генерирующего оборудования 54
5.5. Порядок определения снижений мощности, связанных с подачей ценовых заявок для участия в конкурентном отборе на сутки вперед 54
5.6. Определение фактической максимальной мощности и фактической минимальной мощности включенного генерирующего оборудования 56
5.6.1. Порядок определения соответствия фактического эксплуатационного состояния (состава) оборудования эксплуатационному состоянию заданному 59
5.6.2. Порядок определения соответствия фактических параметров включенного оборудования заданным 62
5.7. Порядок определения снижений мощности в час фактической поставки 70
5.8. Порядок регистрации факта «неисполнение команды диспетчера» 71
5.9. Порядок определения соблюдения нормативного времени включения в сеть генерирующего оборудования 72

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

5.10. Порядок определения скорости изменения нагрузки генерирующего оборудования при неоднократном участии в суточном регулировании 75

6. Порядок определения выполнения технических требований к системе связи, обеспечивающей обмен данными с СО 76

7. Особенности определения готовности генерирующего оборудования 76

7.1. 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) 76
7.2. Порядок определения готовности генерирующего оборудования при осуществлении мониторинга фактического эксплуатационного состояния оборудования 80
7.3. Порядок определения готовности генерирующего оборудования во время проведения специальных испытаний на включенном оборудовании 82

8. Порядок определения фактически поставленных на оптовый рынок объемов мощности 82

8.1. Порядок определения объема недопоставки мощности генерирующего оборудования, определяемого участием в общем первичном регулировании частоты электрического тока 82
8.2. Порядок определения объема недопоставки мощности генерирующего оборудования, определяемого предоставлением диапазона регулирования реактивной мощности 83
8.3. Порядок расчета объема недопоставки мощности генерирующего оборудования, определяемого участием ГЭС во вторичном регулировании частоты электрического тока и перетоков активной электрической мощности 83
8.4. Порядок расчета объема недопоставки мощности генерирующего оборудования, определяемого способностью к выработке электроэнергии 84
8.5. Порядок расчета объема недопоставки мощности генерирующего оборудования, определяемого невыполнением требований к СОТИАССО 85
8.6. Порядок расчета объема фактически поставленной мощности генерирующего оборудования и коэффициента, определяющего готовность генерирующего оборудования к выработке электроэнергии 85
8.6.1. В отношении ГТП генерации, расположенных в ценовых зонах оптового рынка 85
8.6.2. В отношении электростанций участников оптового рынка, расположенных в неценовых зонах оптового рынка 88

Список регламентирующих документов 91

Приложение 1 93

Приложение 2 103

Приложение 3 131

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

1. Область применения

Настоящий Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям (далее *Порядок установления соответствия*) разработан и утвержден ОАО «СО ЕЭС» (далее СО) в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности (далее Правила оптового рынка) [1].

Порядок установления соответствия определяет порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка электроэнергии и мощности (далее оптового рынка) утвержденным ОАО «СО ЕЭС» Техническим требованиям к генерирующему оборудованию участников оптового рынка (далее *Технические требования*) [4].

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), СО и коммерческого оператора оптового рынка (далее – КО).

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

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.

2.1 Регистрация типа участия в ОПРЧ

На основе информации, представленной участниками оптового рынка в соответствии с пунктом 2.1 *Технических требований*, а в случае непредставления (неполного представления) указанной информации на основании имеющихся в распоряжении СО данных регистрируется по каждой единице генерирующего

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

оборудования участника оптового рынка тип участия генерирующего оборудования в ОПРЧ:

1. *«генерирующее оборудование*, *готовое к участию в ОПРЧ»*. Указанный тип регистрируется в отношении генерирующего оборудования по умолчанию. Для вновь вводимого (модернизируемого) оборудования тип участия «*генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ*» может быть зарегистрирован только по результатам испытаний, проведенных участником ОРЭ в соответствии с *Техническими требованиями*;
2. *«генерирующее оборудование, не имеющее технической возможности участия в ОПРЧ».* Указанный тип в отношении генерирующего оборудования может быть зарегистрирован в следующих случаях:
   2.1. в отношении генерирующего оборудования АЭС с типами реакторов РБМК и БН, введенными в промышленную эксплуатацию до 2000 года;
   2.2. до 01 января 2016 г. в отношении генерирующего оборудования АЭС с типами реакторов ВВЭР, введенными в промышленную эксплуатацию до 2009 года.
3. *«генерирующее оборудование, не готовое к участию в ОПРЧ»*. Указанный тип может быть зарегистрирован в отношении генерирующего оборудования, ранее имевшего тип «*генерирующее оборудование*, *готовое к участию в ОПРЧ*», в следующих случаях:
   3.1. если участник оптового рынка в установленном порядке заявил о неготовности, в том числе временной, к участию в ОПРЧ данного генерирующего оборудования;
   3.2. если неготовность была выявлена в результате выборочных проверок готовности электростанций к участию в ОПРЧ путем проведения испытаний, в т.ч. с привлечением специализированных организаций;
   3.3. для турбин типа «Р», «ПР», «ТР» и «ПТР» за исключением случаев, когда тип «*генерирующее оборудование*, *готовое к участию в ОПРЧ*» присвоено для такого типа турбин по результатам проведения в соответствии с *Техническими требованиями* проверок готовности генерирующего оборудования ТЭС/ГЭС к участию в ОПРЧ;

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

3.4. если при проведении количественной оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ для случаев значимых отклонений частоты электрического тока, превышающих ±0,2 Гц от номинальной, зарегистрировано 3 (три) случая неучастия (неудовлетворительного участия) в ОПРЧ за период актуальности типа «*генерирующее оборудование*, *готовое к участию в ОПРЧ*»;

3.5. если при проведении качественной оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ для случаев резких отклонений частоты в ЕЭС в пределах ±0,1 ÷ 0,2 Гц было выявлено систематическое (более 50 % случаев за год) неучастие в ОПРЧ данного оборудования (отсутствие требуемого изменения мощности при указанных отклонениях частоты).

Для генерирующего оборудования тип «*генерирующее оборудование, не готовое к участию в ОПРЧ*» может быть изменен на тип «*генерирующее оборудование*, *готовое к участию в ОПРЧ*» по результатам проведения в соответствии с *Техническими требованиями* проверок готовности генерирующего оборудования ТЭС/ГЭС к участию в ОПРЧ. Исключение составляют завершение согласованных периодов временной неготовности ГО к участию в ОПРЧ.

В согласованный с СО период проведения плановых регламентных ремонтных или профилактических работ на оборудовании, обеспечивающем участие электростанции (энергоблока, очереди) в ОПРЧ, для генерирующего оборудования сохраняется тип участия в ОПРЧ «*генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ*».

СО осуществляет регистрацию и формирует данные о случаях участия/неучастия (участия, не соответствующего *Техническим требованиям*) генерирующего оборудования в ОПРЧ на основании данных систем мониторинга участия в ОПРЧ генерирующего оборудования, действующих на основе оперативно-информационных комплексов (далее ОИК) или иных специализированных систем СО, в соответствии с *Техническими требованиями*, а также расследования случаев значимого изменения частоты электрического тока (превышающих ±0,2 Гц).

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

2.2. Критерии оценки участия электростанций в ОПРЧ

Фактическая величина выдаваемой энергоблоком, электростанцией первичной мощности определяется выражением:

$$P_{п} = P - P_{0}, \text{ МВт} \quad (1),$$

где P, МВт – текущая мощность энергоблока, электростанции при текущей частоте (f, Гц);

P_0 – плановая (исходная) мощность энергоблока, электростанции при номинальной частоте ($f_{ном}$);

$f_{ном}$ – номинальная частота 50,00 Гц.

Требуемая величина первичной мощности определяется выражением:

$$P_{тп} = -\frac{100}{S\%} \cdot \frac{P_{ном}}{f_{ном}} \cdot \Delta fp, \text{ МВт} \quad (2),$$

где S % - статизм автоматического регулятора скорости вращения (далее АРС) турбины (4÷6) %, нормируемый ПТЭ и/или техническими условиями эксплуатации турбины. Значение статизма принято положительным;

$P_{ном,}$ МВт – номинальная мощность энергоблока (сумма номинальных мощностей включенных в работу энергоблоков);

$\Delta f_{p,}$ Гц – фиксируемое системой первичного регулирования отклонение частоты от номинальной.

Принимается, что:

1. $\Delta f_p=0$ при отклонениях частоты не превышающих зону нечувствительности ($f_{нч,}$ Гц) системы регулирования;
2. $\Delta fp \neq 0$ при отклонениях частоты превышающих зону нечувствительности (по абсолютной величине менее текущего отклонения частоты $\Delta f=f–fном$ на величину зоны нечувствительности).

Статическая частотная характеристика энергоблока, электростанции при симметричном расположении зоны нечувствительности относительно уставки показана на рис 1.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

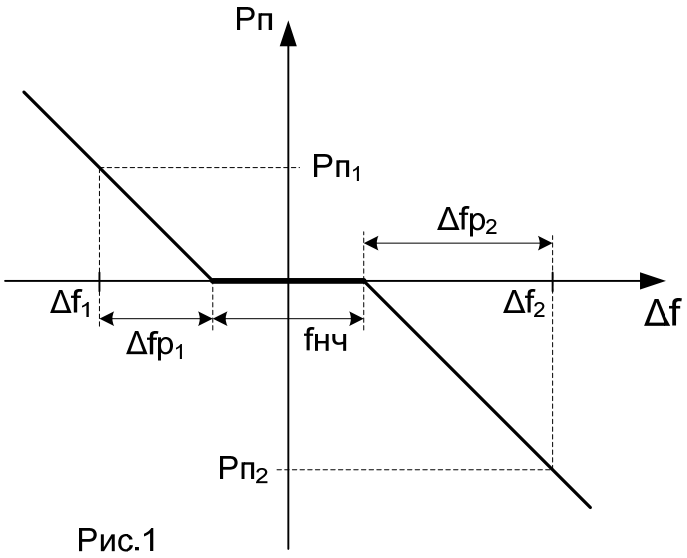

Рис.1

Для оценки требуемой величины первичной мощности в процентах от номинальной мощности турбины используется выражение:

$$P_{тп} = -\frac{200}{S\%} \cdot \Delta fp, \% \qquad (3).$$

Минус означает необходимость выдачи отрицательной (на разгрузку) первичной мощности при повышении частоты.

Нормируемая ПТЭ зона нечувствительности ($f_{нч}$) АРС турбины достигает 0,3% (0,15 Гц). Реальная зона нечувствительности зависит от многих факторов и может находиться в пределах 0÷0,15 Гц в каждом из направлений отклонения частоты.

В связи с этим при нахождении текущей частоты в интервале:

$$50{,}0 \pm f_{нч} = 50{,}0 \pm 0{,}15, \text{ Гц} \qquad (4),$$

фиксируемое АРС отклонение частоты может колебаться в пределах (по модулю):

$$|\Delta f_p| = 0 \div 0{,}15 \text{ Гц}. \qquad (5).$$

Значение выдаваемой энергоблоком первичной мощности (при статизме 5%) может колебаться в следующих пределах (по модулю):

$$\left| \frac{P_П}{P_{НОМ}} \% \right| = 0 \div (40 \cdot 0{,}15) = 0 \div 6\% \qquad (6).$$

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

Таким образом, контроль участия электростанций в ОПРЧ при нормальной частоте в ЕЭС (50 ± 0,05 Гц и кратковременно до ±0,20 Гц) не может дать объективную оценку соответствия нормативам по причине соизмеримости с допустимой зоной нечувствительности АРС турбин.

При отклонениях частоты до максимально допустимых значений (± 0,20 Гц) фиксируемое АРС турбин отклонение частоты может составить (по модулю):

$$|\Delta f_p| = 0{,}05 \div 0{,}20 \text{ Гц} \quad (7).$$

Выдаваемая энергоблоком первичная мощность может составить:

$$\left|\frac{P_{П}}{P_{НОМ}}\%\right| = (40 \cdot 0{,}05) \div (40 \cdot 0{,}20) = 2 \div 8\% \quad (8).$$

Такие изменения мощности энергоблоков могут быть зафиксированы при достаточно высокой точности телеизмерений.

При аварийных отклонениях частоты до ± 0,40 Гц в тех же условиях:

$$|\Delta f_p| = 0{,}25 \div 0{,}40 \text{ Гц}, \quad (9),$$

$$\left|\frac{P_{П}}{P_{НОМ}}\%\right| = (40 \cdot 0{,}25) \div (40 \cdot 0{,}40) = 10 \div 16\% \quad (10).$$

Таким образом, уверенная фиксация участия ГО электростанций в ОПРЧ возможна при отклонениях частоты более ± 0,20 Гц от номинальной.

При нормальных режимах работы энергосистемы (при резких отклонениях частоты на величину ±0,10 ÷ 0,20 Гц от номинальной) контроль носит качественный характер.

Количественная оценка участия энергоблоков и электростанций в ОПРЧ производится путем сопоставления текущей мощности энергоблока (электростанции) и частоты в периоды времени, когда отклонения частоты от номинальной составляли ±0,20 Гц и более. Оценка производится путем сравнения величин фактического и требуемого изменения мощности энергоблоков, электростанций при зафиксированном отклонении частоты.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

Оценка производится в отношении генерирующего оборудования, для которого зарегистрирован тип «*генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ*».

При мониторинге следует учитывать, что на электростанциях, участвующих в ОПРЧ, не размещается первичный резерв, в связи с чем, их участие в ОПРЧ дополнительно ограничено на загрузку при понижении и на разгрузку при повышении частоты, соответственно, при максимальной и минимальной плановой (исходной) мощности.

При сравнении величины фактической и требуемой первичной мощности электростанции, энергоблока при резких (скачкообразных) отклонениях частоты следует учитывать требования по динамике выдачи первичной мощности, указанные в *Технических требованиях* для ТЭС различного типа и ГЭС:

1. если при возникновении аварийной ситуации максимальное отклонение частоты, превышающее ±0,20 Гц, зафиксировано только в начальный момент времени, то расчетные величины отклонения частоты и фактической первичной мощности электростанций вычисляются по данным систем мониторинга как средние значения на интервале 10-20 сек. от начала аварии. При этом величина требуемой первичной мощности, определенная по формуле (2), принимается равной $0,5P_{п}$ и $0,7P_{п}$ для ТЭС и для ГЭС соответственно. Если последующее отклонение частоты превышает ±0,20 Гц, то величина требуемой первичной мощности, определенная по формуле (2), должна соответствовать динамическим характеристикам выдачи первичной мощности для ТЭС и для ГЭС, представленным в *Технических требованиях*;
2. если при возникновении аварийной ситуации максимальное отклонение частоты, превышающее ±0,20 Гц, зафиксировано через время 0,5 и более минут, то расчетные величины отклонения частоты и фактической первичной мощности электростанций вычисляются по данным систем мониторинга как средние значения на интервале $(t_{max}\text{-}10\text{сек})\leq t_{max}\leq(t_{max}+10$ сек.), где t_{max} – время максимального отклонения частоты в результате аварии. При этом величина требуемой первичной мощности, определенная по формуле (2), должна соответствовать динамическим характеристикам выдачи первичной мощности

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

для ТЭС и для ГЭС, представленным в *Технических требованиях*, для времени от начала аварии до t_{max};

3. величины исходной мощности энергоблоков, электростанций и исходной частоты принимаются как средние значения за последние 30 сек. перед аварийным отклонением частоты.

Оценка величины фактической первичной мощности электростанции, энергоблока должна производиться с учетом требуемой точности телеизмерений (не хуже 1% номинальной мощности электростанции, энергоблока).

До момента приведения в соответствие *Техническим требованиям* системы обмена телеинформацией участников оптового рынка, при наличии в СО телеизмерений только суммарной мощности электростанции, величина требуемой первичной мощности определяется как сумма требуемых первичных мощностей готовых к ОПРЧ энергоблоков, включенных на момент отклонения частоты.

При отсутствии телеинформации о режиме работы электростанций, энергоблоков по причине проведения ремонтных работ на устройствах телемеханики и связи по разрешенной заявке, оценка участия электростанций, энергоблоков в ОПРЧ при наступлении условий участия должна производиться по данным системы мониторинга электростанций.

2.3. Порядок оценки участия электростанций в ОПРЧ

По факту участия/неучастия (участия, не соответствующего *Техническим требованиям*) генерирующего оборудования в ОПРЧ СО устанавливает интегральный (за месяц) показатель участия генерирующего оборудования в ОПРЧ. Неучастие генерирующего оборудования в ОПРЧ фиксируется при отсутствии соответствующей реакции на указанные в п. 2.2. настоящего *Порядка установления соответствия* отклонения частоты.

Для генерирующего оборудования, имеющего тип «*генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ»,* показатель участия генерирующего оборудования в ОПРЧ устанавливается по следующему правилу:

- «1», если в течение месяца:

  а) не возникало условий участия генерирующего оборудования в ОПРЧ либо генерирующее оборудование было отключено;

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

б) не было зафиксировано неучастие (неудовлетворительное участие) генерирующего оборудования в ОПРЧ при возникновении условий участия;

в) невозможностью участия генерирующего оборудования в ОПРЧ из-за проведения ремонтных работ по заявке;

- «0» в остальных случаях.

Генерирующее оборудование, имеющее тип «*генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ»,* и для которого за отчетный месяц показатель фактического участия в ОПРЧ был установлен равным нулю (неудовлетворительное участие), сохраняют тип «*генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ»* до тех пор, пока не будет зафиксировано три случая неучастия (неудовлетворительного участия) генерирующего оборудования в ОПРЧ. В таком случае для генерирующего оборудования устанавливается тип «*генерирующее оборудование, не готовое к участию в ОПРЧ»,* до момента подтверждения готовности к участию в ОПРЧ.

Генерирующее оборудование, в отношении которого в течение отчетного месяца тип «*генерирующее оборудование, не готовое к участию в ОПРЧ»* был изменен на тип «*генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ»*, считается готовым к участию в ОПРЧ с первого числа отчетного месяца. При этом оценка участия такого генерирующего оборудования в ОПРЧ производится с момента его фактической готовности к участию в ОПРЧ, а интегральный показатель участия устанавливается за отчетный месяц.

Систематическое неучастие генерирующего оборудования в ОПРЧ (более 50% случаев в году) при резких отклонениях частоты в ЕЭС на величину ±0,1÷0,2 Гц от номинальной является основанием для проверки генерирующего оборудования на готовность к ОПРЧ, по результатам которой генерирующему оборудованию может быть установлен тип «*генерирующее оборудование, не готовое к участию в ОПРЧ»* или же сохранен тип «*генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ»*.

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

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

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

2.4. Технические условия обеспечения мониторинга участия в ОПРЧ

Для целей оперативного контроля на каждой электростанции должен быть организован текущий непрерывный мониторинг участия каждого энергоблока в ОПРЧ.

Измеряется:

- Текущая мощность каждого энергоблока P, МВт с точностью не хуже 1% номинальной мощности;
- Текущая частота f, Гц с точностью не хуже 0,01 Гц.

Определяется:

- Текущее отклонение частоты Δf, Гц от номинального значения

$$\Delta f = f - f_{ном}, \text{ Гц} \quad (11).$$

- Отклонение текущей мощности энергоблока P от планового значения P_0 (то есть текущая первичная мощность энергоблока $P_П$)

$$P_П = P - P_0, \text{ МВт} \quad (12).$$

Текущая первичная мощность энергоблока сравнивается с шаблоном, построенным в соответствии с рис.2.

Величина первичной мощности должна иметь требуемый знак и величину не менее необходимой по шаблону.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

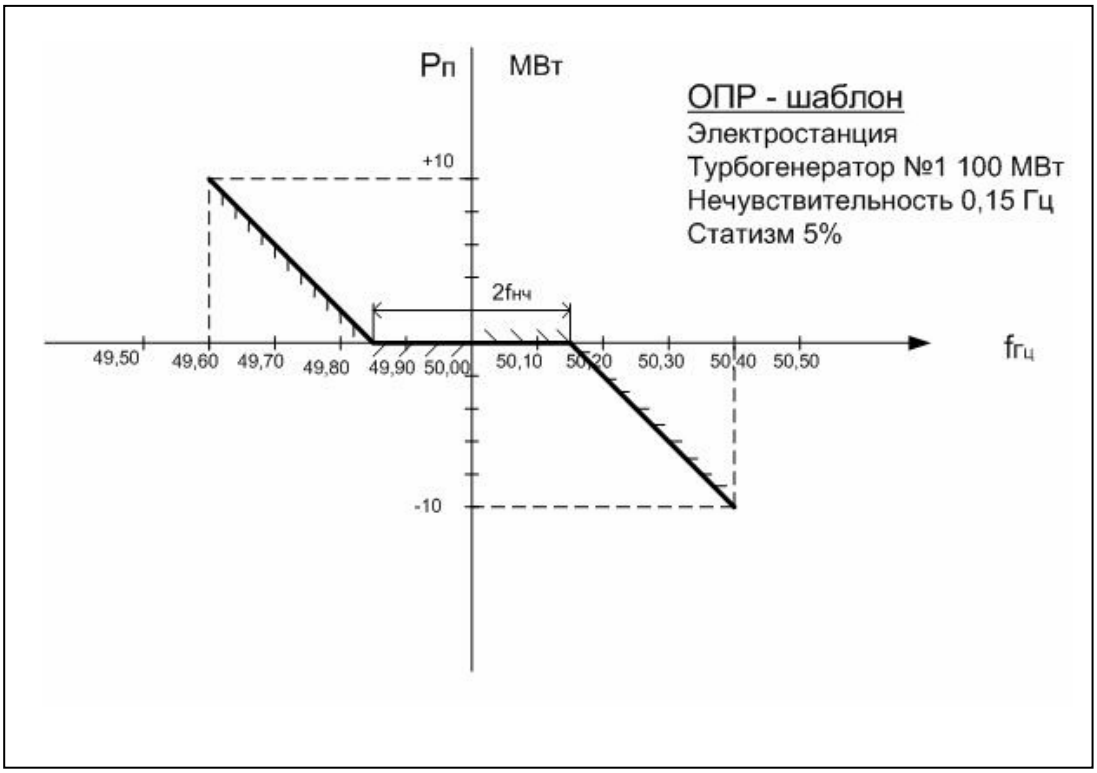

Рис 2 Шаблон мониторинга ОПРЧ на блоке.

При наличии АСУТП мониторинг должен быть автоматизирован, а информация мониторинга должна сохраняться не менее 1 месяца и представляться в табличном и графическом виде, позволяющем оценивать качество регулирования при отклонениях частоты. Данные мониторинга для случаев отклонения частоты ±0,20 Гц и более должны храниться в виде архивов не менее 1 года.

Данные мониторинга должны направляться по запросу в соответствующий диспетчерский центр СО.

СО и его филиалами должен быть организован текущий непрерывный мониторинг участия в ОПРЧ каждой электростанции, находящейся в соответствующей операционной зоне.

2.5. Требования к хранению данных

Измеряется и фиксируется в базе данных оперативно-информационных комплексов СО (далее ОИК):

- Текущая мощность электростанций и энергоблоков с максимально возможной точностью (не хуже 1% от номинальной) и с задержкой не более

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

10 секунд. (на основе прямых циклически работающих систем телеизмерения мощности).

- Текущая частота с точностью не хуже 0,002 Гц и цикличностью (задержкой) не более 10 секунд.

Зафиксированные в ОИК данные должны представляться в табличном и графическом виде с дискретностью по времени 5 – 10 секунд при объеме кадра мониторинга 30 – 40 минут.

Глубина архива данных мониторинга в ОИК должна составлять не менее одного месяца.

Данные мониторинга для случаев отклонения частоты ±0,20 Гц и более должны храниться в виде архивов не менее 3 лет.

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

Диапазон регулирования реактивной мощности каждой единицы генерирующего оборудования устанавливается Системным оператором в виде графических зависимостей допустимой реактивной мощности генерирующего оборудования от активной мощности, соответствующих табличных форм или расчетных выражений (аналитических зависимостей) на основании данных представленных участниками оптового рынка в соответствии с *Техническими требованиями*.

Диапазон регулирования реактивной мощности каждой единицы генерирующего оборудования при фиксированной величине активной мощности определяется при номинальном напряжении генератора и номинальных параметрах системы охлаждения и ограничен допустимыми минимальным и максимальным значениями реактивной мощности в соответствии со всеми представленными и скорректированными участниками оптового рынка данными.

Диапазон регулирования реактивной мощности ГТП определяется суммой диапазонов регулирования реактивной мощности находящегося в работе генерирующего оборудования, входящего в ГТП.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

Генерирующее оборудование участника оптового рынка должно находиться в постоянной готовности предоставления полного диапазона регулирования реактивной мощности в соответствии с представленными данными.

Предоставление диапазона регулирования реактивной мощности генерирующего оборудования участника оптового рынка характеризуется следующими показателями:

- $R^{j}_{диап,m}$ – показатель снижения диапазона регулирования реактивной мощности по j-й ГТП в отчетном месяце m;
- $R^{j}_{Q,m}$ – 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.

3.1 Регистрация показателя снижения диапазона регулирования реактивной мощности

В случае заявленного участником оптового рынка сокращения диапазона регулирования реактивной мощности относительно диапазона, определенного СО по состоянию на 01.01.2006, СО регистрирует показатель снижения диапазона регулирования реактивной мощности оборудования s участника оптового рынка ($R^{s}_{диап,m}$):

$$R^{s}_{диап,m} = \frac{Q^{s}_{диап,акт}}{Q^{s}_{диап,нач}} \qquad (13),$$

где $Q^{s}_{диап,нач}$, Мвар – значение диапазона регулирования реактивной мощности s-го оборудования ГТП по состоянию на 01.01.2006 или установленное после изменения номинальной активной мощности (в том числе при перемаркировке генерирующего оборудования).

$Q^{s}_{диап,акт}$, Мвар – актуальное значение средневзвешенного за расчетный период диапазона регулирования реактивной мощности s-го оборудования ГТП, определяемое соотношением:

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

$$Q^{s}_{диап,акт} = \frac{\sum_{i=1}^{k} (Q^{s}_{диап,акт,i} \times N_i)}{N_{мес}}, \quad (14),$$

где k – количество различных диапазонов регулирования реактивной мощности оборудования в отчетном месяце;

N_i - число суток работы оборудования с диапазоном регулирования реактивной мощности i в отчетном месяце;

$N_{мес}$ - число суток в отчетном месяце;

Значения $Q^{s}_{диап,акт}$ и $Q^{s}_{диап,нач}$ определяются при номинальной активной мощности генерирующего оборудования (агрегата).

Показатель снижения диапазона регулирования реактивной мощности по соответствующей ГТП j, включающей оборудование s, при этом определяется как:

$$R^{j}_{диап,m} = \frac{\sum_{s} Q^{s}_{диап,акт}}{\sum_{s} Q^{s}_{диап,нач}} \quad (15),$$

где N – общее количество генерирующего оборудования в ГТП j.

Для ГТП участника оптового рынка, в отношении которой отсутствуют требования СО в части предоставления диапазона регулирования реактивной мощности, $R^{j}_{диап,m}$ принимается равным 1.

3.2 Регистрация показателя фактического предоставления диапазона регулирования реактивной мощности

Регистрации подлежат команды на изменение режима работы по реактивной мощности генерирующего оборудования каждой ГТП j и полностью/частично неисполненные команды по каждой ГТП j.

Для каждой ГТП участников оптового рынка в отчетном месяце m СО определяет:

- $N^{j}_{Q,m}$ – общее количество отданных СО по j-ой ГТП поставщика в отчетном месяце m команд на предоставление диапазона реактивной мощности;

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

- $n_{Q,m}^{j}$ – количество полностью/частично неисполненных по j-ой ГТП поставщика в отчетном месяце m команд на предоставление диапазона реактивной мощности.

Неисполнение команды на изменение режима работы генерирующего оборудования по реактивной мощности может быть зарегистрировано, если по истечении времени, заданного диспетчером при регистрации команды:

- отклонение напряжения от заданного значения превышает ±2 кВ в условиях использования менее 90% имеющегося резерва по реактивной мощности;
- фактическое изменение реактивной мощности составило менее 90% от заданного значения.

Оценка предоставления диапазона регулирования реактивной мощности производится с использованием систем мониторинга, действующих на основе оперативно-информационных комплексов СО.

СО определяет показатель фактического предоставления диапазона регулирования реактивной мощности по каждой ГТП участника оптового рынка в расчетном месяце – m ($R_{Q,m}^{j}$) как отношение исполненных команд на изменение реактивной мощности к их общему числу за месяц:

$$R_{Q,m}^{j} = \frac{N_{Q,m}^{j} - n_{Q,m}^{j}}{N_{Q,m}^{j}} \qquad (16).$$

В случае если в отношении ГТП участника оптового рынка отсутствуют требования в части предоставления диапазона регулирования реактивной мощности или если участник оптового рынка снизил допустимый диапазон регулирования реактивной мощности в ГТП до нуля, то число отданных команд на изменение режима работы генерирующего оборудования по реактивной мощности в данной ГТП участника оптового рынка, а также число исполненных им команд принимается равным нулю. Значение показателя фактического предоставления диапазона регулирования реактивной мощности $R_{Q,m}^{j}$ принимается равным 1.

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

СО оценивает участие генерирующего оборудования ГЭС во вторичном регулировании частоты электрического тока и перетоков активной электрической

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

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.

Оценка участия генерирующего оборудования ГЭС в оперативном вторичном регулировании производится с использованием систем мониторинга, действующих на основе ОИК, и на основе информации о зафиксированных командах диспетчера соответствующего диспетчерского центра.

Оценка качества участия электростанций в автоматическом вторичном регулировании производится с использованием централизованных систем АРЧМ.

На основе заявок ГЭС для каждой ГТП СО устанавливает диапазон, в пределах которого возможно изменение нагрузки ГЭС по командам из диспетчерского центра СО, с учетом количества готовых к пуску/останову гидроагрегатов, складывающейся гидрологической обстановки, обеспечения требуемой выработки электроэнергии, требуемого уровня водохранилищ и т.д.

Диспетчером соответствующего диспетчерского центра, в операционной зоне которого находится ГЭС, определяется тип участия генерирующего оборудования ГЭС во вторичном регулировании (оперативное и/или автоматическое) и регистрируются команды на изменение активной мощности ГЭС оперативного вторичного регулирования.

Для оценки участия генерирующего оборудования ГЭС во вторичном регулировании СО контролирует своевременность и точность исполнения диспетчерских команд по управлению нагрузкой ГЭС вторичного регулирования.

Своевременность исполнения ГЭС команд централизованных систем АРЧМ или диспетчера соответствующего диспетчерского центра СО определяется путем сопоставления направления, скорости и величины изменения мощности электростанций в пределах заданного вторичного резерва со знаком и заданной командой величиной изменения мощности ГЭС.

Контроль участия генерирующего оборудования ГЭС в оперативном вторичном регулировании осуществляется в соответствии с *Техническими требованиями*.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

Критериями оценки соответствия генерирующего оборудования ГЭС *Техническим требованиям* при исполнении команды диспетчера по вторичному регулированию являются:

- соблюдение времени набора / сброса нагрузки;
- точность набора / сброса заданной величины активной мощности;
- точность поддержания заданной величины активной мощности.

Невыполнение команды оперативного вторичного регулирования регистрируется при нарушении любого из требований.

Регистрируется невыполнение команд диспетчера по изменению активной мощности ГЭС, изменяющих значение активной нагрузки по отношению к плановым графикам генерации, в том числе, планам балансирующего рынка (далее ПБР). Исполнение команд, задающих работу ГЭС по плановым графикам генерации, в том числе ПБР, и возвращающих на работу по плановым графикам, а также команд на максимум/минимум генерации контролируется не в рамках контроля исполнения команд оперативного вторичного регулирования.

Точность набора/сброса заданной величины активной мощности регистрируются по фактическому мгновенному значению на момент окончания заданного времени исполнения команды.

Точность поддержания заданной величины активной мощности определяется как отклонение среднего значения фактической нагрузки (рассчитанного по данным телеизмерений ОИК) от значения заданного уточненным диспетчерским графиком (далее УДГ) на всех прямых участках УДГ на каждом часовом интервале (диспетчерском часе). Кроме того точность поддержания заданной величины активной мощности контролируется на отсутствие флуктуаций. Контроль точности поддержания заданной величины активной мощности не осуществляется в периоды времени набора/сброса нагрузки, в том числе, если период набора/сброса нагрузки задан диспетчерской командой в течение часа и более.

При контроле точности набора/сброса нагрузки отклонения не должны превышать одновременно обоих граничных условий и ± 3% и ± 9 МВт от текущего задания на момент окончания выполнения команды.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

При контроле точности поддержания заданной величины активной мощности на каждом часовом интервале за исключением времени набора / сброса нагрузки:

- среднечасовые отклонения должны быть в пределах, не превышающих ± 3% от текущего задания;
- флуктуации не должны превышать одновременно обоих граничных условий и ± 5% и ± 15 МВт. То есть на каждый момент времени действует большее из двух ограничений.

В случае введения ограничений в пределах своей компетенции федеральными органами исполнительной власти Российской Федерации или органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации, уполномоченными водным или иным законодательством Российской Федерации регулировать водные режимы соответствующих водных объектов, а также иностранными государствами в пределах компетенции, установленной заключенными межправительственными соглашениями (далее - Регулятор водных режимов), участие ГЭС во вторичном регулировании регистрируется с учетом введенных ограничений.

В период работы оборудования ГАЭС в генераторном режиме, при напорах менее расчётного, точность поддержания заданной величины активной мощности не контролируется.

В случае возникновения неисправностей в ОИК ГЭС обязана представить СО документы, подтверждающие выполнение команд диспетчера соответствующего диспетчерского центра, за время отсутствия передачи данных в ОИК. В противном случае регистрируется невыполнение диспетчерских команд.

При представлении СО документов, подтверждающих выполнение станцией команд диспетчера за время неисправного состояния ОИК, регистрация невыполнения диспетчерских команд для ГЭС отменяется по всем исполненным командам за период времени, указанный в этих документах.

При наличии недопустимых отклонений от диспетчерского графика или от заданной диспетчерской командой величины нагрузки ГЭС, вследствие внезапно возникших технологических ограничений по вине ГЭС, регистрируется невыполнение диспетчерской команды.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

Невыполнение диспетчерской команды не регистрируется в случае, если отклонение нагрузки ГЭС от заданной величины произошло вследствие изменения режима в энергосистеме не по вине ГЭС (например: при аварийных отклонениях частоты и участии ГЭС в ОПРЧ, непрогнозируемых изменений водного режима) или при работе противоаварийной автоматики на загрузку/разгрузку ГЭС.

В случае если диспетчерская команда не могла быть исполнена, в том числе, по условиям эксплуатации ГЭС, участник оптового рынка обязан представить СО документы, подтверждающие невозможность выполнения такой команды диспетчера соответствующего диспетчерского центра. В противном случае регистрируется невыполнение диспетчерской команды.

Все ремонтно-наладочные работы на оборудовании, обеспечивающем участие ГЭС в АВРЧМ, должны быть оформлены заявками в СО и по подведомственности в его филиалы с указанием причины и сроков вывода-ввода. Контроль участия генерирующего оборудования ГЭС в АВРЧМ в согласованный с СО период проведения ремонтно-наладочных работ устройств автоматического вторичного регулирования не производится. При этом в указанный период осуществляется контроль неавтоматического (оперативного) вторичного регулирования.

Требование участия в АВРЧМ не распространяется на контррегулирующие ГЭС, к которым относятся ГЭС установленной мощностью более 200 МВт, имеющие водохранилище с полезным объемом краткосрочного регулирования, необходимым для перераспределения переменных расходов воды вышележащей ГЭС в равномерный расход воды в свой нижний бьеф в целях обеспечения участия вышележащей регулирующей высоконапорной ГЭС установленной мощностью 1000 МВт и более в покрытии суточной и/или недельной неравномерности графика нагрузки, с учетом выполнения требований неэнергетических водопользователей и условий неподтопления населенных пунктов.

Для ГЭС с установленной мощностью более 100 МВт неучастие в АВРЧМ не регистрируется:

1. до 31.12.2012 – в случае необходимости проведения технических мероприятий по приведению оборудования ГЭС в соответствие с установленными требованиями по обеспечению согласованной работы систем автоматического регулирования

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

частоты и перетоков мощности ЕЭС России и автоматики управления мощностью ГЭС:

1.1. в отношении ГЭС, по которым до 01.12.2010 в установленном порядке была подтверждена возможность участия их генерирующего оборудования в АВРЧМ, при условии:

1.1.1. согласования с СО в срок до 01.03.2011 плана-графика выполнения вышеуказанных технических мероприятий, предусматривающего их окончание в определенный по согласованию с СО срок, но не позднее 01.09.2012, и выполнения указанного плана-графика;

1.1.2. обеспечения возможности участия ГЭС в АВРЧМ до выполнения мероприятий указанного плана-графика с применением согласованных с СО действий оперативного персонала, направленных на исключение недопустимых отклонений технологических параметров состояния гидроагрегатов ГЭС.

1.2. в отношении иных ГЭС – при условии согласования с СО в срок до 01.03.2011 плана-графика выполнения вышеуказанных технических мероприятий, предусматривающего их окончание в определенный по согласованию с СО срок, но не позднее 01.09.2012, и выполнения указанного плана-графика.

2. начиная с 01.01.2013 – в отношении доли генерирующего оборудования ГЭС, по которому в установленном порядке подтверждена возможность его участия в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности и выполнены вышеуказанные технические мероприятия.

4.1. Технические условия обеспечения мониторинга участия ГЭС в оперативном вторичном регулировании

Измеряется и регистрируется в базе данных ОИК:

- Текущая мощность генерирующего оборудования ГЭС с максимально возможной точностью (не хуже 1% от номинальной) и с задержкой не более 10 секунд (на основе прямых циклически работающих систем телеизмерения мощности).

Зафиксированные в ОИК данные должны представляться в табличном и графическом виде с дискретностью по времени 5 – 10 секунд при объеме кадра мониторинга 30 – 40 минут.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

Глубина архива данных мониторинга в ОИК должна составлять не менее одного месяца.

Для зафиксированных случаев неисполнения диспетчерских команд архив мониторинга должен храниться не менее одного года.

4.2. Технические условия обеспечения мониторинга участия ГЭС в АВРЧМ

Измеряется и регистрируется в централизованных системах АРЧМ СО и его филиалов:

- Текущая частота с точностью ±0,001 Гц и периодичностью не более 1 секунды;
- Текущий внешний переток области регулирования с коррекцией по частоте с точностью не хуже 1% полного диапазона изменения перетока и периодичностью не более 2 секунд;
- Текущие перетоки по контролируемым связям и сечениям с точностью не хуже 1% полного диапазона изменения перетока и периодичностью не более 2 секунд;
- Текущая мощность участвующих в автоматическом вторичном регулировании электростанций с точностью не хуже 1 % и периодичностью не более 2 секунд;
- Текущее задание на внеплановое изменение мощности электростанций;
- Сигнал наличия/отсутствия регулировочного диапазона на загрузку/разгрузку электростанций;
- Сигнал наличия/отсутствия блокировки ЗВН (ГРАМ);
- Сигнал наличия/отсутствия неисправности устройства телемеханики на электростанции.

Зафиксированные данные должны быть представлены в графическом виде с дискретностью по времени 1 – 3 секунд при объеме кадра мониторинга 10 – 30 минут.

Глубина архива данных систем АРЧМ должна составлять не менее 1 месяца.

Данные мониторинга для случаев блокировки действия АРЧМ по вине электростанции вторичного регулирования – участника оптового рынка должны храниться в виде архивов не менее 3 лет.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

4.3. Оценка участия ГЭС во вторичном регулировании

Не позднее, чем за 6 часов до часа N фактической поставки участник оптового рынка имеет право заявить СО о кратковременной неготовности ГЭС, ГАЭС к участию во вторичном регулировании начиная с часа N с указанием продолжительности и причины неучастия (ремонт, замена оборудования, ограничения по режиму водопользования и т.д.). В случае, если указанная заявка согласована СО, в течение соответствующего периода контроль участия во вторичном регулировании не производится. В остальное время СО оценка участия генерирующего оборудования ГЭС во вторичном регулировании (как оперативном, так и в автоматическом) осуществляется СО на основании:

- данных телеметрии о фактическом выполнении диспетчерских команд на внеплановое изменение нагрузки электростанций вторичного регулирования, в т.ч. автоматических, включая время набора/сброса и фактический диапазон изменения нагрузки, а при отсутствии данных телеметрии данных, имеющихся в распоряжении СО;
- данных о случаях и периодах неработоспособности систем автоматического вторичного регулирования на ГЭС, задействованных по требованию СО в автоматическом вторичном регулировании;
- фактов и продолжительности выходов на ограничения по мощности в пределах заявленного диапазона автоматического вторичного регулирования, с учетом количества подключенных к системе АРЧМ гидроагрегатов ГЭС;
- фактов и продолжительности выходов на ограничения с учетом требований действующих инструкций по эксплуатации систем АРЧМ, определяющих допустимое время снятия указанных ограничений в пределах заявленного регулировочного диапазона ГЭС.

По итогам контроля участия ГЭС участника оптового рынка во вторичном регулировании СО определяет:

1. показатель фактического участия каждой ГТП ГЭС, ГАЭС в неавтоматическом вторичном регулировании в расчетном месяце – m ($R^{j}_{Q,m}$)

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

как отношение исполненных команд на изменение реактивной мощности к их общему числу за месяц:

$$R^{j}_{BP,m} = \frac{N^{j}_{BP,m} - n^{j}_{BP,m}}{N^{j}_{BP,m}} \quad (17),$$

где $N^{j}_{BP,m}$ – общее количество отданных СО по j-ой ГТП поставщика в отчетном месяце m команд оперативного вторичного регулирования;

$n^{j}_{BP,m}$ – количество полностью/частично неисполненных по j-ой ГТП поставщика в отчетном месяце m команд оперативного вторичного регулирования.

2. показатель фактического участия каждой ГТП ГЭС в АВРЧМ в расчетном месяце – m ($R^{j}_{ABP,m}$) как отношение периодов удовлетворительного участия в автоматическом вторичном регулировании к заданному периоду участия:

$$R^{j}_{ABP,m} = \frac{T^{j}_{ABP,m} - t^{j}_{ABP,m}}{T^{j}_{ABP,m}} \quad (18),$$

где $T^{j}_{ABP,m}$ – заданный СО период времени участия в АВРЧМ j-ой ГТП ГЭС в отчетном месяце m;

$t^{j}_{ABP,m}$ – период неудовлетворительного участия в АВРЧМ j-ой ГТП ГЭС в отчетном месяце m.

При этом:

- если к системе АРЧМ подключено оборудование нескольких ГТП одной ГЭС, то рассчитанный для ГЭС в целом показатель фактического участия регистрируется для всех вышеуказанных ГТП;
- если система АРЧМ работает только с включенными автоматическими ограничителями перетоков (АОП) при отключенном режиме регулирования частоты или перетока, показатель фактического участия в автоматическом вторичном регулировании определяется для периодов с момента срабатывания АОП до момента окончания их работы. В остальное время определяется показатель фактического участия в оперативном вторичном регулировании.

В случае если в расчетном периоде (месяце) ГЭС к участию в АВРЧМ не привлекалась, значение показателя $R^{j}_{ABP,m}$ устанавливается равным 1.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

В случае если в расчетном периоде (месяце) ГЭС, ГАЭС к участию в оперативном вторичном регулирования не привлекалась, значение показателя $R^j_{BP,m}$ устанавливается равным 1.

Для ГЭС установленной мощностью 100 МВт и более, не готовых к участию в АВРЧМ, СО определяет $R^j_{BP,m}$, а $R^j_{ABP,m}$ устанавливает равным 0.

Для ГЭС, участвующих в АВРЧМ в периоды работы систем АРЧМ в режиме регулирования частоты или перетока мощности, СО определяет $R^j_{ABP,m}$, а $R^j_{BP,m}$ устанавливается равным 1.

Для ГЭС при работе систем АРЧМ только в режиме АОП, СО определяет $R^j_{BP,m}$ и $R^j_{ABP,m}$ в зависимости от наличия периодов срабатывания АОП.

В периоды невозможности участия ГЭС в автоматическом вторичном регулировании из-за проведения ремонтных или регламентных работ на оборудовании систем АРЧМ по разрешенной СО заявке определяется $R^{пост}_{BP\,j,m}$, а $R^{пост}_{ABP\,j,m}$ устанавливается равным 1.

Для иных типов электростанций (не являющихся ГЭС, ГАЭС) коэффициенты ($R^j_{BP,m}$ и $R^j_{ABP,m}$) устанавливаются равными 1.

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 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 – $N^{j}_{уст}$ и в целом по электростанции s – $N^{s}_{уст}$, используемые для расчетов, осуществляется СО на основании данных об установленной мощности генерирующего оборудования, зарегистрированных СО в Реестре предельных объемов поставки мощности, в

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [8.9.]. При этом:

$$N^{\text{s}}_{\text{уст}} = \sum_{\text{j}} N^{j}_{уст} \tag{19}$$

Определение величины предельного объема поставки мощности в месяце m по каждой ГТП j – $N^{j}_{ПО,m}$ и в целом по электростанции s – $N^{s}_{ПО,m}$, 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:

$$N^{\text{s}}_{\text{ПО,m}} = \sum_{\text{j}} N^{j}_{ПО,m} \tag{20}$$

Определение величины технического минимума блочного генерирующего оборудования – $N^{\text{ГО}}_{\text{тех_мин}}$ 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 $N^{j}_{расп,\text{h}}$ и $N^{s}_{расп,\text{h}}$. Для определения величины располагаемой мощности СО применяет ограничения установленной мощности по единицам генерирующего оборудования, ГТП генерации j и электростанции s в целом, актуальные для каждого часа h суток k месяца m

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

$N^{j}_{\text{огр},h}$ ($N^{\text{s}}_{\text{огр,h}}$) и соответствующую среднемесячную величину ограничений $N^{\text{j}}_{\text{огр,m}}$ ($N^{\text{s}}_{\text{огр,m}}$) 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.

$$N^{j}_{расп,\text{h}} = \text{N}^{\text{j}}_{\text{уст}} - N^{j}_{\text{огр},h}, \qquad (21)$$

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

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

$$N^{\text{s}}_{\text{расп,h}} = \sum_{\text{j}} N^{j}_{расп,\text{h}} \qquad (22)$$

5.2.2. Регистрация фактических ограничений на территориях ценовых зон оптового рынка

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

1. В отношении генерирующего оборудования электростанции, не относящейся к ГЭС или электростанциям, использующим отходы промышленного производства:

1.1. установленная мощность и состав оборудования которых не менялась относительно соответствующего месяца предшествующего года:

- в случае если среднемесячная величина заявленных ограничений по электростанции s в месяце m ($N^{\text{s}}_{\text{огр,m}} = \sum_{j \in s} N^{\text{j}}_{\text{огр,m}}$) больше или равна значению, ранее зарегистрированному СО в отношении соответствующего месяца предшествующего года ($N^{s}_{\text{огр_баз,m}}$), в том числе

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

при наличии заявленного участником оптового рынка технически возможного превышения над установленной (номинальной) мощностью по ГТП в случаях, указанных в п.5.2.1 настоящего Порядка, СО в отношении каждой ГТП j электростанции s в месяце m регистрирует величину заявленных участником оптового рынка ограничений:

$$N^{j}_{\text{огр,m}}(CO) = N^{\text{j}}_{\text{огр,m}} \qquad (23)$$

- для электростанций s, в состав которых входят:
  - только неблочные ГЕМ,
  - блочные ГЕМ, при наличии зарегистрированных в установленном порядке общегрупповых ограничений установленной мощности, распространяющих свое действие на генерирующее оборудование указанных ГЕМ,

в случае если среднемесячная величина заявленных ограничений по электростанции s в месяце m ($N^{\text{s}}_{\text{огр,m}} = \sum_{j \in s} N^{\text{j}}_{\text{огр,m}}$) меньше значения, зарегистрированного СО в отношении соответствующего месяца предшествующего года ($N^{s}_{\text{огр_баз,m}}$), СО в отношении каждой ГТП j электростанции s в месяце m регистрирует величину заявленных участником оптового рынка ограничений при условии подтверждения по данным коммерческого учета электроэнергии, переданным КО, факта выработки электроэнергии электростанцией s, с мощностью не менее величины установленной мощности электростанции s за вычетом величины заявленных суммарных ограничений по электростанции s не менее 24 часов в течение месяца m или не менее 8 последовательных часов при проведении испытаний в данном месяце m.

$N^{j}_{\text{огр,m}}(CO) = N^{\text{j}}_{\text{огр,m}}$ в отношении каждой ГТП j электростанции s,

если $N^{\text{факт,s}}_{\text{огр,m}} \le N^{\text{s}}_{\text{огр,m}}$ (24.1)

иначе в отношении каждой ГТП j электростанции s

$$N^{j}_{\text{огр,m}}(CO) = \text{N}^{\text{j}}_{\text{огр_баз,m}} \qquad (25.1)$$

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

где $N^{\text{факт,s}}_{\text{огр,m}} = N^{s}_{\text{уст}} - \max\{\sum_{h \in H_{\text{исп}}} \frac{N^{s}_{\text{факт},h}}{H_{\text{исп}}}; \sum_{h \in H_{\max}} \frac{N^{s}_{\text{факт},h}}{H_{\max}}\}$ (26.1)

$H_{\max}$ — число часов в месяце m, в течение которых $N^{s}{}_{факт,h} \geq N^{\text{s}}_{\text{уст}} - N^{\text{s}}_{\text{огр,m}}$ (суммарно не менее 24 часов);

$H_{\text{исп}}$ — интервал времени продолжительностью не менее 8 часов подряд в период проведения испытаний генерирующего оборудования электростанции s, проводимых в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [8.9.] и *Порядком проведения тестирования генерирующего оборудования для целей аттестации* (Приложение 2), в течение которых

$N^{s}{}_{факт,h} \geq N^{\text{s}}_{\text{уст}} - N^{\text{s}}_{\text{огр,m}}$. (27.1),

где

$N^{\text{s}}{}_{факт,h} = \sum_{\text{j}} N^{\text{j}}_{\text{факт,h}}$ (28),

где $N^{\text{j}}{}_{факт,h}$ — мощность, соответствующая фактическому производству электроэнергии ГТП j электростанции s участника оптового рынка, отнесенная к часу фактической поставки;

$N^{\text{факт,j}}_{\text{огр,m}} = N^{\text{j}}_{\text{уст}} - \text{N}^{\text{j}}_{\text{факт,m}}$ (29)

$N^{\text{j}}{}_{факт,m} = \sum_{h \in H_{\text{исп}}} \frac{N^{j}_{\text{факт},h}}{H_{\text{исп}}}$, если $\sum_{h \in H_{\text{исп}}} \frac{N^{s}_{\text{факт},h}}{H_{\text{исп}}} > \sum_{h \in H_{\max}} \frac{N^{s}_{\text{факт},h}}{H_{\max}}$, иначе (30)

$N^{\text{j}}{}_{факт,m} = \sum_{h \in H_{\max}} \frac{N^{j}_{\text{факт},h}}{H_{\max}}$ (31)

- для электростанций s, в состав которых входят блочные ГЕМ, в случае отсутствия зарегистрированных ограничений установленной мощности, распространяющих свое действие на генерирующее оборудование указанных ГЕМ, если среднемесячная величина заявленных ограничений по ГТП j , в состав которой входят только блочные ГЕМ, на которые не распространяются общегрупповые ограничения, электростанции s в месяце m ($N^{\text{j}}_{\text{огр,m}}$) меньше значения, зарегистрированного СО в отношении соответствующего месяца предшествующего года ($N^{j}_{\text{огр_баз,m}}$),

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

в том числе при наличии заявленного участником оптового рынка превышения над установленной (номинальной) мощностью по ГТП в случаях, указанных в п. 3.4.2.1 настоящего Регламента, СО в отношении ГТП *j*, в состав которой входят только блочные ГЕМ, электростанции *s* в месяце *m* регистрирует величину заявленных участником оптового рынка ограничений при условии подтверждения по данным коммерческого учета электроэнергии, переданным КО, факта выработки электроэнергии оборудованием ГТП *j* электростанции *s*, с мощностью не менее величины установленной мощности ГТП *j* электростанции *s* за вычетом величины заявленных суммарных ограничений по ГТП *j* электростанции *s* не менее 24 часов в течение месяца *m* или не менее 8 последовательных часов при проведении испытаний в данном месяце *m*.

$N^{j}_{\text{огр,m}}(CO) = N^{\text{j}}_{\text{огр,m}}$ в отношении ГТП *j* электростанции *s*,

если

$$N^{\text{факт,j}}_{\text{огр,m}} \le N^{\text{j}}_{\text{огр,m}} \qquad (24.2)$$

иначе в отношении ГТП *j* электростанции *s*

$$N^{j}_{\text{огр,m}}(CO) = \text{N}^{\text{j}}_{\text{огр_баз,m}} \qquad (25.2)$$

где

$$N^{\text{факт,j}}_{\text{огр,m}} = N^{j}_{\text{уст}} - \max\{\sum_{h \in H_{\text{исп}}} \frac{N^{j}_{\text{факт},h}}{H_{\text{исп}}}; \sum_{h \in H_{\max}} \frac{N^{j}_{\text{факт},h}}{H_{\max}}\} \qquad (26.2)$$

$H_{\max}$ — число часов в месяце *m*, в течение которых $N^{j}{}_{факт,h} \ge N^{\text{j}}_{\text{уст}} - N^{\text{j}}_{\text{огр,m}}$ (суммарно не менее 24 часов);

$H_{\text{исп}}$ — интервал времени продолжительностью не менее 8 часов подряд в период проведения испытаний генерирующего оборудования ГТП *j* электростанции *s*, проводимых в соответствии с *Порядком установления соответствия*, в течение которых

$$N^{j}{}_{факт,h} \ge N^{\text{j}}_{\text{уст}} - N^{\text{j}}_{\text{огр,m}} \ . \qquad (27.2)$$

$N^{\text{j}}{}_{факт,h}$ — мощность, соответствующая фактическому производству электроэнергии ГТП *j* электростанции *s* участника оптового рынка, отнесенная к часу фактической поставки.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

- для электростанций *s*, в состав которых входят блочные и неблочные ГЕМ, в случае отсутствия зарегистрированных в установленном порядке общегрупповых ограничений установленной мощности, распространяющих свое действие на генерирующее оборудование указанных ГЕМ, если среднемесячная суммарная величина заявленных ограничений по всем ГТП j, в состав которых входят неблочные ГЕМ, в месяце m ($N^{\text{неблоч,s}}_{\text{огр,m}} = \sum_{j \in s, NU} N^{\text{j}}_{\text{огр,m}}$) (где NU – множество ГТП j, в состав которых входят неблочные ГЕМ) меньше значения, зарегистрированного СО в отношении соответствующего месяца предшествующего года ($N^{\text{неблоч},s}_{\text{огр_баз, m}}$), в том числе при наличии заявленного участником превышения над установленной (номинальной) мощностью по ГТП в случаях, указанных в п. 3.4.2.1 настоящего Регламента, СО в отношении каждой ГТП j, в состав которой входят неблочные ГЕМ, электростанции s в месяце m регистрирует величину заявленных участником ограничений при условии подтверждения по данным коммерческого учета электроэнергии, переданным КО факта выработки электроэнергии всеми ГТП $j \in NU$, с мощностью не менее суммарной величины установленной мощности всех ГТП $j \in NU$ за вычетом величины заявленных суммарных ограничений по ГТП $j \in NU$ не менее 24 часов в течение месяца m или не менее 8 последовательных часов при проведении испытаний в данном месяце m.

$N^{j}_{\text{огр, m}}(CO) = N^{\text{j}}_{\text{огр, m}}$ в отношении каждой ГТП j, в состав которой входят неблочные ГЕМ, электростанции s,

если

$$\sum_{j \in s, NU} N^{\text{факт,j}}_{\text{огр,m}} \le \sum_{j \in s, NU} N^{\text{j}}_{\text{огр,m}} \qquad (24.3)$$

иначе в отношении каждой ГТП j, в состав которой входят неблочные ГЕМ, электростанции s

$$N^{j}_{\text{огр, m}}(CO) = \text{N}^{\text{j}}_{\text{огр_баз, m}} \qquad (25.3)$$

где

$$\sum_{j \in s, NU} N^{\text{факт,j}}_{\text{огр,m}} = \sum_{j \in s, NU} N^{j}_{\text{уст}} - \max\{ \sum_{h \in H_{\text{исп}}} \frac{\sum_{j \in s, NU} N^{j}_{\text{факт},h}}{H_{\text{исп}}}; \sum_{h \in H_{\max}} \frac{\sum_{j \in s, NU} N^{j}_{\text{факт},h}}{H_{\max}} \} \qquad (26.3)$$

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

$\sum_{j \in s,NU} N^{j}{}_{факт,h} \geq \sum_{j \in s,NU} N^{\text{j}}_{\text{уст}} - \sum_{j \in s,NU} N^{\text{j}}_{\text{огр,m}}$

$H_{\max}$ — число часов в месяце m, в течение которых (суммарно не менее 24 часов);

$H_{\text{исп}}$ — интервал времени продолжительностью не менее 8 часов подряд в период проведения испытаний генерирующего оборудования электростанции s, проводимых в соответствии с Порядком установления соответствия, в течение которых

$$\sum_{j \in s,NU} N^{j}{}_{факт,h} \geq \sum_{j \in s,NU} N^{\text{j}}_{\text{уст}} - \sum_{j \in s,NU} N^{\text{j}}_{\text{огр,m}} \quad . \qquad (27.3)$$

$N^{\text{j}}{}_{факт,h}$ — мощность, соответствующая фактическому производству электроэнергии ГТП j электростанции s участника ОРЭ, отнесенная к часу фактической поставки;

$$N^{\text{факт, j}}_{\text{огр, m}} = N^{\text{j}}_{\text{уст}} - \text{N}^{\text{j}}_{\text{факт, m}} \qquad (28.2)$$

$N^{\text{j}}{}_{факт,m} = \sum_{h \in H_{\text{исп}}} \frac{N^{j}_{\text{факт},h}}{H_{\text{исп}}}$, если $\sum_{h \in H_{\text{исп}}} \frac{\sum_{j \in s,NU} N^{j}_{\text{факт},h}}{H_{\text{исп}}} > \sum_{h \in H_{\max}} \frac{\sum_{j \in s,NU} N^{j}_{\text{факт},h}}{H_{\max}}$, иначе

$$N^{\text{j}}{}_{факт,m} = \sum_{h \in H_{\max}} \frac{N^{j}_{\text{факт},h}}{H_{\max}} \qquad (29.2)$$

Если в одном из месяцев сезонного периода в отношении генерирующего оборудования электростанции были проведены испытания в соответствии с Регламентом аттестации генерирующего оборудования [8.9.], Техническими требованиями и настоящим Порядком установления соответствия, по результатам которых подтверждены заявленные до начала месяца ограничения в месяце m в качестве значений «базовых» ограничений по ГТП j ($N^{j}_{\text{огр_баз,m}}$) и электростанции s в целом ($N^{s}_{\text{огр_баз,m}}$) принимаются подтвержденные результатами испытаний величины ограничений для всех месяцев сезонного периода, начиная с месяца, в котором проведены испытания (для прошедших месяцев сезонного периода «базовые» ограничения изменяются только со следующего года).

При этом если в соответствии с Регламентом аттестации генерирующего оборудования [8/9] и Порядком проведения тестирования генерирующего оборудования для целей аттестации (Приложение 2), тестированию подлежал не полный состав оборудования электростанции, в качестве значения $N^{s}_{\text{огр_баз,m}}$ по электростанции s принимается суммарная величина ограничений, подтвержденная результатами испытаний по ГТП, генерирующее оборудование которых

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

участвовало в проведении испытаний, увеличенная на суммарную величину базовых ограничений ГТП электростанции, генерирующее оборудование которых не участвовало в испытаниях.

При этом календарный год состоит из следующих сезонных периодов:

- зимнего, включающего 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;
- межсезонного, включающего в себя: для первой ценовой зоны – апрель, октябрь, для второй ценовой зоны – май, сентябрь;

летнего, включающего в себя: для первой ценовой зоны – с мая по сентябрь, для второй ценовой зоны – с июня по август.

1.2. В случае изменения установленной мощности и (или) состава оборудования электростанции, не относящейся к ГЭС, или электростанциям, использующим отходы промышленного производства, относительно соответствующего месяца предшествующего года, СО регистрирует величины ограничений $N^{j}_{\text{огр,m}}(CO)$, равные заявленным до начала месяца ограничениям ($N^{\text{j}}_{\text{огр,m}}$), при условии их подтверждения результатами тестирования соответствующего оборудования, проводимого в соответствии с Регламентом аттестации генерирующего оборудования [8.9.] и Порядком проведения тестирования генерирующего оборудования для целей аттестации (Приложение 2). При не проведении тестирования или не подтверждении результатами тестирования в месяце m заявленных до начала месяца ограничений ($N^{\text{j}}_{\text{огр,m}}$) СО регистрирует величины ограничений $N^{j}_{\text{огр,m}}(CO)$ в порядке, установленном в пдп. «1» п.5.2.2 настоящего Порядка, при этом в качестве значения $N^{s}_{\text{огр_баз,m}}$, принимаются:

- в случае увеличения установленной мощности:

  - если в одном из месяцев сезонного периода были проведены испытания генерирующего оборудования электростанции *s* (включая испытания вновь введенного (модернизированного) оборудования для целей его аттестации) в соответствии с

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

Регламентом аттестации генерирующего оборудования [8.9], *Техническими требованиями* и настоящим *Порядком установления соответствия*, – значения ограничений, заявленные до начала месяца и подтвержденные по результатам такого тестирования для всех месяцев сезонного периода, начиная с месяца, в котором проведены испытания (в случае проведения испытаний для целей аттестации вводимого (модернизируемого) генерирующего оборудования значения ограничений, зарегистрированные по результатам тестирования, учитываются, начиная с месяца аттестации). Для прошедших месяцев сезонного периода «базовые» ограничения изменяются только со следующего года). При этом если в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [8.9] и *Порядком проведения тестирования генерирующего оборудования для целей аттестации* (Приложение 2*),* тестированию подлежал не полный состав оборудования электростанции, в последующих месяцах сезонного периода в качестве базовых ограничений $N^{s}_{\text{огр_баз,m}}$ по электростанции *s* принимается суммарная величина ограничений, подтвержденных при проведении вышеуказанных испытаний, по всем ГТП, генерирующее оборудование которых принимало участие в испытаниях, увеличенная на суммарную величину базовых ограничений всех ГТП электростанции, генерирующее оборудование которых не участвовало в испытаниях, зарегистрированных в соответствующем месяце предшествующего года;

- если ни в одном из прошедших месяцев сезонного периода не были проведены испытания или значения ограничений, заявленные до начала месяца, не подтверждены по результатам тестирования – значения ограничений, зарегистрированные СО в отношении данной электростанции *s* в соответствующем месяце предшествующего года, увеличенные

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

- для блочных ГЕМ – на величину ограничений, зарегистрированных в отношении вводимого (модернизируемого) оборудования при проведении тестирования для целей его аттестации;
- для неблочных ГЕМ – на величину установленной мощности вводимого оборудования (прироста установленной мощности модернизируемого оборудования).

- в случае снижения установленной мощности электростанции - значения ограничений, зарегистрированные СО в отношении данной электростанции s в соответствующем месяце предшествующего года, уменьшенные на величину ограничений, приходящихся на выводимое из эксплуатации генерирующее оборудование.

2. В отношении j-й ГТП электростанции s, использующей отходы промышленного производства, СО регистрирует среднемесячную величину ограничений установленной мощности $N^{j}_{\text{огр,m}}(CO)$, рассчитанную по окончании месяца m как разница между минимумом из предельного объема поставки и установленной мощности и мощностью, соответствующей почасовому значению выработки, рассчитанному как среднее значение 8 (восьми) максимальных почасовых значений выработки электроэнергии в каждых сутках данного месяца.

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

k — количество суток в месяце m;

$h_{\max}$ — период, соответствующий 8 часам в сутках k, в течение которых зарегистрированы максимальные почасовые значения выработки электроэнергии по ГТП j.

3. Для ГЭС в отношении каждой ГТП j и электростанции s в целом СО регистрирует среднемесячные величины ограничений установленной мощности $N^{j}_{\text{огр,m}}(CO)$ и $N^{s}_{огр,m}(CO)$, рассчитанные в следующем порядке:

$$N^{j}_{огр,m}(CO) = \frac{\max\{0; \sum_{k} (\min\{\text{N}^{\text{j}}_{\text{ПО,m}}; \text{N}^{\text{j}}_{\text{уст,m}}\} - \text{N}^{\text{j}^{\text{ГЭС,per}}}_{\text{max,k}})\}}{\text{k}} \qquad (33)$$

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

$$N^{s}_{огр,m}(CO) = \sum_{j} N^{j}_{огр,m}(CO) \qquad (34)$$

где k — количество суток в соответствующем расчетном месяце m;

$N^{j^{ГЭС,рег}}_{max,k}$ — регулировочная мощность ГЭС, в соответствии с Методикой определения максимальной мощности ГЭС (Приложение № 3 к настоящему *Порядку установления соответствия*).

5.2.3. 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, $\Delta^{j}_{0,m}{}^{1}$ и $\Delta^{j}_{0,m}{}^{2}$:

Если $N^{j}_{PM,m} < N^{KOM,j}_{m}$, то

$$\Delta^{j}_{0,m}{}^{2} = \max\{0; \min[N^{KOM,j}_{m}; N^{j}_{ПО,m}; N^{j}_{уст,m}] - N^{j}_{PM,m}\}, \text{ иначе } \Delta^{j}_{0,m}{}^{2} = 0 \qquad (35)$$

$$\Delta^{j}_{0,m}{}^{1} = \max\{0; \min\{N^{j}_{ПО,m}; N^{j}_{уст,m}\} - N^{j}_{PM,m} - \Delta^{j}_{0,m}{}^{2}\}, \qquad (36)$$

где

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

$N^{KOM,j}_{m}$ — 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* (Приложение № 19.3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).

$N^{j}_{PM,m}$ — объем располагаемой мощности, определенной СО по итогам месяца:

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

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

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

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. $\Delta^{j1}_{0,m}=0$ и $\Delta^{j2}_{0,m}=0$.

5.2.4. Определение располагаемой мощности на территориях неценовых зон оптового рынка

СО согласовывает величину располагаемой мощности генерирующего оборудования, отнесенного к j-той ГТП $N^{j}_{расп,h}(CO)$ 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.

$$N^{j}_{расп,h}(CO) = \max(0; N^{j}_{уст} - N^{j}_{огр,h}(CO)), \text{ МВт} \qquad (37)$$

Согласование величины ограничений активной мощности $N^{j}_{огр,h}(CO)$ по j-той ГТП и электростанции в целом осуществляется СО на основании документов и в порядке, определенном *Техническими требованиями*.

В случае перемаркировки генерирующего оборудования неблочных ГЕМ со снижением установленной мощности вследствие наличия недостатка паропроизводительности котельного оборудования для полного состава генерирующего оборудования при уменьшении состава включенного оборудования максимальная нагрузка оставшихся в работе агрегатов в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования определяется с учетом появляющегося запаса по паропроизводительности котлоагрегатов вледствие вывода из работы генерирующего оборудования вплоть до величины установленной мощности единицы генерирующего оборудования до перемаркировки.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

5.2.5. Определение планового технологического минимума

СО определяет величину планового технологического минимума блочного генерирующего оборудования $N^{j}_{\min,h}(CO)$, 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 – $N^{j}_{\max,h}(CO)$, определяется СО как значение располагаемой мощности, уменьшенное на величину согласованного изменения располагаемой мощности:

$$N^{j}_{\max,h}(CO) = \max(0; N^{j}_{расп,h} - \Delta^{j}_{1,h}(CO)), \text{ МВт} \quad (38),$$

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

$$\Delta^{j}_{1,h}(CO) = N^{j}_{уст.рем,h}(CO) - N^{j}_{огр,h}(CO) + N^{j}_{ремк/а,h} + N^{j}_{ремв/о,h}, \text{ МВт} \quad (39),$$

где $N^{j}_{уст.рем,h}(CO)$ – установленная мощность выводимого в ремонт оборудования, относящегося к данной ГТП генерации *j* в час *h*;

$N^{j}_{огр,h}(CO)$ – ограничения мощности, влияющие на располагаемую мощность выводимого в ремонт оборудования, относящегося к данной ГТП генерации *j* в час *h* (в случае отсутствия ремонтов задается величиной, равной нулю);

$N^{j}_{рем.к/о,h}$ – дополнительное снижение мощности генерирующего оборудования, относящегося к данной ГТП генерации *j* в час *h*, обусловленное выводом в ремонт котельного оборудования;

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

$N^{j}_{рем.в/о,h}$ – дополнительное снижение мощности генерирующего оборудования, относящегося к данной ГТП генерации *j* в час *h*, обусловленное выводом в ремонт вспомогательного оборудования.

Регистрация согласованного изменения располагаемой мощности, относимого к $\Delta^{j}_{1,h}(CO)$, осуществляется СО при:

- снижении располагаемой мощности по разрешенным плановым диспетчерским заявкам, поданным в соответствии с месячным графиком ремонтов, утвержденным СО до начала отчетного месяца в порядке, предусмотренном *Техническими требованиями;*
- снижении мощности по разрешенным неплановым и/или неотложным диспетчерским заявкам на проведение ремонта или на заявленный режим работы, связанный с проведением ремонта или испытаний генерирующего оборудования, 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 аварийных ремонтов и их продлений. Указанное снижение мощности должно быть заявлено в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданном участниками оптового рынка не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток Х-2, для второй неценовой зоны не позднее 10 часов хабаровского времени суток Х-1 (в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* [8.2.]);
- снижении мощности по разрешенным неплановым диспетчерским заявкам в случае, если заявленное снижение мощности было предусмотрено месячным (годовым) графиком ремонтов, но по инициативе СО был изменен срок вывода в ремонт соответствующего оборудования;

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

- снижении мощности по разрешенным неплановым и/или неотложным диспетчерским заявкам на проведение ремонта или на заявленный режим работы, связанный с проведением ремонта или испытаний генерирующего оборудования, участвующего в нормированном первичном регулировании частоты (далее НПРЧ) и (или) в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков 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 Указанное снижение мощности относится к согласованному снижению мощности при соблюдении следующих условий:
  - генерирующее оборудование включено в актуальный реестр энергоблоков, участвующих в НПРЧ и (или) АВРЧМ в течение всего периода;
  - в отношении генерирующего оборудования своевременно оформлена единовременная диспетчерская заявка на участие в НПРЧ и (или) АВРЧМ и на момент его останова отсутствует заявка на вынужденное неучастие в НПРЧ и (или) АВРЧМ (за исключением случаев нахождения в плановом согласованном ремонте второго корпуса двухкорпусного блока);
  - с начала месяца до момента фактического останова на соответствующем генерирующем оборудовании в рамках суточного планирования 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 16 часов 30 минут московского времени суток Х-2, для второй неценовой зоны не позднее 10 часов хабаровского времени суток Х-1 (в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* [8.2.]);
- снижении располагаемой мощности по разрешенным неплановым и/или неотложным диспетчерским заявкам для контроля состояния, проведения

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

регулировок, наладок, балансировок и устранения выявленных дефектов в отношении генерирующего оборудования, включенного после капитального или среднего ремонта, в период с момента завершения приемо-сдаточных испытаний после капитального или среднего ремонта до момента окончания срока данного ремонта, предусмотренного месячным плановым графиком ремонтов.

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, в месячном графике ремонтов;
- заявленная величина снижения мощности не превышает значения, указанного в месячном графике ремонтов;
- диспетчерская заявка соответствует уведомлению о составе и параметрах оборудования поданному в СО.

При несоответствии указанным требованиям:

- при наличии разрешенной плановой диспетчерской заявки и отсутствии соответствующего уведомления о составе и параметрах оборудования поданного в СО не позднее 16 часов 30 минут суток Х-2, для второй неценовой зоны до 10 часов суток Х-1, $N_{уст,h}^{j,изм}$ и $\Delta^{j}{}_{4_\max,h}$

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

регистрируются в общем порядке вне зависимости от включения величины указанного снижения мощности в месячный график ремонтов. По окончании регистрации $\Delta^{j}_{4_\max,h}$, заявленное снижение мощности должно быть зарегистрировано как $\Delta^{j}_{1,h}(CO)$;

- в случае если величина снижения мощности, указанная в диспетчерской заявке превышает значение, принятое при формировании месячного графика ремонтов, $\Delta^{j}_{1,h}(CO)$ регистрируется в отношении снижения, указанного в графике, величина превышения должна быть отнесена к $\Delta^{j1}_{2_\max,h}$, в случае если уведомление о составе и параметрах оборудования в отношении данного ремонта было подано не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток Y-4, или к $\Delta^{j2}_{2_\max,h}$, в случае если уведомление о составе и параметрах оборудования в отношении данного ремонта было подано не позднее 16 часов 30 минут суток X-2, для второй неценовой зоны до 10 часов суток X-1;
- в случае если период ремонта, указанный в диспетчерской заявке, превышает период, принятый при формировании месячного графика ремонтов, $\Delta^{j}_{1,h}(CO)$ регистрируется в период, предусмотренный графиком, в остальное время снижение мощности должно быть отнесено к $\Delta^{j1}_{2_\max,h}$, в случае если уведомление о составе и параметрах оборудования в отношении данного ремонта было подано не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток Y-4, или к $\Delta^{j2}_{2_\max,h}$, в случае если уведомление о составе и параметрах оборудования в отношении данного ремонта было подано не позднее 16 часов 30 минут суток X-2, для второй неценовой зоны до 10 часов суток X-1;
- в случае если время либо начала, либо окончания ремонта, указанное в неплановой диспетчерской заявке на ремонт оборудования, находится в пределах ограничивающих один период выходных и праздничных дней, то $\Delta^{j}_{1,h}(CO)$ регистрируется в часы, входящие в указанный

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

период, в остальные часы снижение мощности должно быть отнесено к $\Delta^{j1}_{2_max,h}$, в случае если уведомление о составе и параметрах оборудования в отношении данного ремонта было подано не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток Y-4, или к $\Delta^{j2}_{2_max,h}$, в случае если уведомление о составе и параметрах оборудования в отношении данного ремонта было подано не позднее 16 часов 30 минут суток X-2, для второй неценовой зоны до 10 часов суток X-1;

- в случае если время начала и окончания ремонта, указанное в неплановой или неотложной диспетчерской заявке на ремонт оборудования, находится вне пределов, ограничивающих период выходных и праздничных дней, $\Delta^{j}_{1,h}(CO)$ не регистрируется, а снижение мощности должно быть отнесено к $\Delta^{j1}_{2_max,h}$, в случае если уведомление о составе и параметрах оборудования в отношении данного ремонта было подано не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток Y-4, или к $\Delta^{j2}_{2_max,h}$, в случае если уведомление о составе и параметрах оборудования в отношении данного ремонта было подано не позднее 16 часов 30 минут суток X-2, для второй неценовой зоны до 10 часов суток X-1. Если общая продолжительность непланового ремонта (независимо от количества и вида оформленных диспетчерских заявок) включает в себя более одного периода выходных дней, то $\Delta^{j}_{1,h}(CO)$ не регистрируется, а снижение мощности за весь период квалифицируется в общем порядке.

Для ГЭС на период проведения неотложных краткосрочных (4 часа и менее) работ (чистка решеток, подводящих каналов, шуга, замена срезных пальцев, а в период до 31.12.2013 года также замена неисправных датчиков системы виброконтроля высоконапорных ГЭС и т.п.) по разрешенным неотложным диспетчерским заявкам или невозможности выполнения планового диспетчерского графика генерации по причине недостатка водных ресурсов (4 часа и менее) снижение располагаемой мощности не регистрируется в объемах, вызванных

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

указанными причинами и относимых к холодному резерву. Если период проведения данных работ более 4 часов – снижение располагаемой мощности за весь период регистрируется 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 не регистрируется в объемах, вызванных указанными причинами и относимых к холодному резерву.

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.

Квалификация снижения мощности по разрешенным неплановым диспетчерским заявкам, предусмотренного месячным (годовым) графиком ремонтов, и/или заявленное в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования поданных не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток Y-4 в соответствии и *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* [8.2.], не изменяется в случае, если по инициативе СО был изменен ранее согласованный срок вывода в ремонт соответствующего оборудования.

5.3.2. Порядок определения итогового согласованного снижения располагаемой мощности

Участник оптового рынка не позднее 01 декабря года, предшествующего отчетному, по каждому месяцу периода ремонтов, соответствующих утвержденному СО годовому графику ремонтов, представляет в СО для согласования значения планового объема ремонтов $\Delta_{пл}^{j}$, обусловленные проведением плановых ремонтных работ на оборудовании (плановых ремонтов). В случае наличия несогласованных с СО объемов снижения мощности,

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

обусловленных проведением плановых ремонтных работ на оборудовании, значение $\Delta^{j}_{пл}$ принимается равным нулю.

Если, начиная с некоторого часа A текущего месяца, $\sum_{h=0}^{A}\Delta^{j}_{1,h}(CO) > \Delta^{j}_{пл}$ т.е. суммарный объем ремонтов согласованных СО в текущем году по ГТП j участника оптового рынка начинает превышать плановый объем ремонтов j-й ГТП, согласованный СО до начала года, СО определяет итоговое значение согласованного снижения располагаемой мощности $\Delta^{j}_{1,\,h}$:

Если h>A , то $\Delta^{j}_{1,h} = \max(0; \Delta^{j}_{1,h}(CO))$, (40)

если h=A, то $\Delta^{j}_{1,h} = \max\left(0; \sum_{h=0}^{A}\Delta^{j}_{1,h}(CO) - \Delta^{j}_{пл}\right)$. (41)

В случае если суммарный объем ремонтов согласованных СО в текущем году по ГТП участника оптового рынка не превышает плановый объем ремонтов, то $\Delta^{j}_{1,h} = 0$.

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 $N^{j}_{\max(Y-4),h}$ на основании уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования поданных не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток Y-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*).

$$N^{j}_{\max(Y-4),h} = \max(0; N^{j}_{\max,h}(CO) - \Delta^{j}{}^{1}_{2_\max.h}) \quad (42),$$

где $\Delta^{j}{}^{1}_{2_\max.h}$ – снижение максимальной мощности, связанное с ремонтом основного или вспомогательного оборудования, рассчитанное на основании заявленного участником оптового рынка значения, поданного в уведомлении о

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

составе и параметрах оборудования не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток Y-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 $N^{j}_{\max(X-2),h}$ на основании уведомления о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданного участником оптового рынка не позднее 16 часов 30 минут суток X-2, для второй неценовой зоны – до 10 часов суток X-1, и разрешенных СО неплановых или неотложных диспетчерских заявок на снижение мощности.

$$N^{j}_{\max(X-2),h} = \max(0; \min(N^{j}_{\max,h}(CO); N^{j}_{\max(Y-4),h}) - \Delta^{j}{}^{2}_{2_\max.h}) \qquad (43),$$

$$\Delta^{j}{}^{2}_{2_\max.h} = \max(0; \Delta^{j}{}_{2_\max,h}(рем) + \Delta^{j}{}_{2_\max,h}(откл) + \Delta^{j}{}_{2_инт,h}) \qquad (44),$$

где $\Delta^{j}{}_{2,h,инт}$ – дополнительное снижение плановой максимальной мощности, связанное с интегральными ограничениями на выработку электроэнергии, определяемое в соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* [8.7.], в отношении ГТП j, для которых в установленном порядке зарегистрирован признак «электростанция, использующая для производства электроэнергии газ, интегральный расход которого за сутки ограничен, и не имеющая хранилищ топлива».

$$\Delta^{j}{}_{2_инт,h} = \frac{1}{H} \max\{ 0; \frac{H + h_{пик}}{2H} \cdot \sum_{h \in H} N^{j}{}_{вкл,h}(CO) - N^{j}{}_{инт} \} \qquad (45);$$

где $N^{j}_{инт}$ – указанное в уведомлении интегральное ограничение на выработку электроэнергии за период H (H – количество часов в периоде) по данной ГТП j, связанное с топливообеспечением, $h_{пик}$ – количество пиковых часов в периоде H.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

(для H =10 в отношении периода 0–9 час h=2, для H=14 в отношении периода с 10 по 23 час h=6, для H=24 в отношении суток в целом h=8);

$N^{j}_{вкл,h}(CO)$ — максимальная мощность включенного оборудования, учтенная СО в актуализированной расчетной модели на операционные сутки X.

$\Delta^{j}{}_{2_\max,h}(рем)$ – снижение мощности по разрешенной неплановой диспетчерской заявке, которое регистрируется при:

- снижении мощности вследствие вывода в ремонт оборудования по разрешенной неплановой или неотложной диспетчерской заявке, поданной участником оптового рынка не позднее 16 часов 30 минут суток X-2, для второй неценовой зоны – до 10 часов хабаровского времени суток X-1 (вне зависимости от времени разрешения данной заявки СО) при условии, если снижение мощности учтено в уведомлении субъекта о составе и параметрах оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут суток X-2, для второй неценовой зоны – до 10 часов хабаровского времени суток X-1;
- снижении мощности вследствие не вывода оборудования из ремонта в срок, определенный диспетчерской заявкой, снижение мощности по которой зарегистрировано как $\Delta^{j}_{1,h}(CO)$ при условии подачи не позднее 16 часов 30 минут суток X-2, для второй неценовой зоны – до 10 часов хабаровского времени суток X-1, заявки на продление ремонта;
- снижении мощности вследствие непланового продолжения ремонта по окончании регистрации $\Delta^{j}{}_{4_\max,h}$ (с 1 часа суток X, в отношении которых не позднее 16 часов 30 минут суток X-2, для второй неценовой зоны – до 10 часов хабаровского времени суток X-1, подана диспетчерская заявка на продление ремонта до момента окончания ремонта или включения данного ремонта в месячный график ремонтов) вне зависимости от решения по квалификации ремонта. Снижение мощности вследствие непланового 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

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

$\Delta^{j}{}_{4_\max,h}$ ремонт данной единицы генерирующего оборудования предусмотрен месячным плановым графиком ремонта и оформлен плановой заявкой, а также при проведении неотложных ремонтов на оборудовании участвующем в НПРЧ и/или АВРЧМ).

$\Delta^{j}{}_{2_\max,h}(откл)$ – снижение мощности, рассчитанное на основании заявленного участником оптового рынка максимума и не связанное с изменением состояния оборудования, в т.ч. обусловленное отсутствием топлива, а также снижение мощности при изменении 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..

Квалификация снижений максимальной мощности, связанных с ремонтом основного или вспомогательного оборудования относимых к $\Delta^{j}{}^{1}_{2_\max,h}$ и $\Delta^{j}{}_{2_\max,h}(рем)$, не изменяется в случае, если соответствующая неплановая 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 и диспетчерских заявок участника оптового рынка, полученных в период с 16 часов 30 минут суток X-2, для второй неценовой зоны – с 10 часов суток X-1, до часа (n-4) суток X, регистрирует соответствующую величину снижения максимальной мощности $\Delta^{j}{}_{4_\max,h}$ и определяет величину максимальной мощности, зафиксированную на час (n-4) суток X – $N^{j}_{\max_(n-4),h}$.

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

$$N^{j}_{max_(n-4),h} = \max(0; \min(N^{j}_{\max,h}(CO); N^{j}_{\max(X-2),h}) - \Delta^{j}{}_{4_\max,h}) \qquad (46).$$

Снижение мощности, относимое на величину $\Delta^{j}{}_{4_\max,h}$, регистрируется при:

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

- снижении мощности вследствие вывода в ремонт оборудования по разрешенной неплановой или неотложной диспетчерской заявке, поданной участником оптового рынка в период с 16 часов 30 минут суток X-2, для второй неценовой зоны – до 10 часов суток X-1, до часа (n-4) суток X (вне зависимости от времени разрешения данной заявки СО);
- снижении мощности вследствие не вывода оборудования из ремонта в срок, определенный диспетчерской заявкой, при условии подачи до часа (n-4) суток X (вне зависимости от времени разрешения данной заявки СО), диспетчерской заявки или оперативного уведомления на продление ремонта);
- снижении мощности вследствие непланового продолжения непланового ремонта по окончании регистрации $N_{уст,h}^{j,изм}$ (по истечении 4 полных часов с часа подачи диспетчерской заявки или оперативного уведомления на проведение аварийного (неотложного) ремонта до первого часа суток, в отношении которых не позднее 16 часов 30 минут суток X-2, для второй неценовой зоны – до 10 часов 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 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.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

5.4.2. Определение минимальной мощности включенного генерирующего оборудования

В соответствии с *Техническими требованиями* СО определяет величину минимальной мощности включенного блочного генерирующего оборудования, отнесенного к ГТП j участника оптового рынка $N^{j}_{\min(Y-4),h}$ на основании уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданных не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток Y-4 в соответствии с *Регламентом подачи уведомлений участниками оптового рынка* [8.2.].

$$N^{j}_{\min(Y-4),h} = N^{j}_{\min,h}(CO) + \Delta^{j}{}^{1}_{2_\min.h} \qquad (47),$$

где $\Delta^{j}{}^{1}_{2_\min.h}$ – 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.

В соответствии с *Техническими требованиями* СО определяет величину минимальной мощности включенного блочного генерирующего оборудования, отнесенного к ГТП участника оптового рынка $N^{j}_{\min(X-2),h}$, на основании уведомления о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданного участником оптового рынка не позднее 16 часов 30 минут суток X-2, для второй неценовой зоны – не позднее 10 часов суток X-1, и разрешенных СО внеплановых или неотложных диспетчерских заявок.

$$N^{j}_{\min(\text{X-2}),h} = N^{j}_{\min(Y-4),h} + \Delta^{j}{}^{2}_{2_\min.h} \qquad (49),$$

где $\Delta^{j}{}^{2}_{2_\min.h}$ – приращение минимальной мощности включенного блочного генерирующего оборудования по разрешенной неплановой или неотложной диспетчерской заявке, определенное как увеличение технологического минимума, заявленного участником оптового рынка в период с 16 часов 30 минут московского времени суток Y-4 не позднее 16 часов 30 минут суток X-2, для второй неценовой зоны – не позднее 10 часов суток X-1, относительно планового технологического

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

минимума, согласованного СО в отношении включенного блочного генерирующего оборудования, заявленного участником оптового рынка в работу в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования.

При изменении состава оборудования, заявленного участником оптового рынка в сутки X-2 относительно состава, заявленного участником оптового рынка в стуки Y-4, $\Delta^{j}{}_{2_\min.h}^{2}$ регистрируется только в случае увеличения технологического минимума, заявленного участником оптового рынка в уведомлении в период с 16 часов 30 минут московского времени суток Y-4 и не позднее 16 часов 30 минут суток X-2, для второй неценовой зоны – не позднее 10 часов суток X-1, относительно планового технологического минимума, согласованного СО в отношении дополнительно включенного генерирующего оборудования.

В случае изменения состава или параметров оборудования, ожидаемого в операционный час n, СО на основании оперативных уведомлений и диспетчерских заявок участника оптового рынка, полученных в период с 16 часов 30 минут суток X-2, для второй неценовой зоны – с 10 часов суток X-1, до часа (n-4) суток X, регистрирует соответствующую величину приращения минимальной мощности $\Delta^{j}{}_{4_\min,h}$ и определяет величину минимальной мощности включенного генерирующего оборудования, на час (n-4) суток X – $N^{j}_{\min_(n-4),h}$. Оперативные уведомления, предусмотренные в настоящем *Порядке установления соответствия*, учитываются СО только при условии их соответствия п. 6.5 *Технических требований*.

$$N^{j}_{\min_(n-4),h} = N^{j}_{\min(X-2),h} + \Delta^{j}{}_{4_\min,h} \qquad (50).$$

При изменении состава оборудования, 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 второй неценовой зоны – с 10 часов суток X-1, до часа (n-4) суток X, относительно планового технологического минимума, согласованного СО в отношении дополнительно включенного генерирующего оборудования.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

При изменении состава включенного оборудования увеличения мощности $\Delta^{j}_{2_\min.h}$, $\Delta^{j}_{2_\min.h}$ и $\Delta^{j}_{4_\min h}$ не регистрируются при соблюдении суммарной величины согласованных плановых технологических минимумов блочных ГЕМ, осуществляющих отпуск тепла, и согласованных плановых технологических минимумов остальных блочных ГЕМ.

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

На период испытаний генерирующего оборудования, включенных в плановый месячный график ремонтов, увеличение технологического минимума оборудования не регистрируется в объемах, согласованных СО до начала месяца.

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

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

$$\Delta^{j}_{2,h} = \Delta^{j}_{2_\max,h} + \Delta^{j}_{2_\min,h} \quad (51)$$

$$\Delta^{j}_{4,h} = \Delta^{j}_{4_\max,h} + \Delta^{j}_{4_\min,h} \quad (52)$$

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

В торговые сутки до 13 часов 00 минут участник оптового рынка подаёт КО ценовые заявки для участия в конкурентном отборе в отношении каждой ГТП в соответствии с *Регламентом подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* [8.3.]. КО передает СО поданные участниками оптового рынка в отношении каждой ГТП ценовые заявки, на основании которых СО определяет $\Delta^{j}_{3,h}$, до 14-00

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

по московскому времени суток Х-1 в соответствии с *Регламентом проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы* [8.5.] .

Для случая, указанного в подпункте «а» и «б» подпункта 2 п. 3.2.2 *Регламента подачи ценовых заявок Участниками оптового рынка* [8.3.],

$$\Delta^{j}_{3,\mathrm{h}} = 0. \qquad (53)$$

В случае подачи участником оптового рынка интегральной заявки, в соответствии с подпунктом 2 п. 3.1 (за исключением случаев указанных в подпункте «б» подпункта 2 п. 3.2.2) *Регламента подачи ценовых заявок участниками оптового рынка* [8.3.], поданной в отношении ГТП, не имеющей статус монотопливной, на период с числом часов Н, величина $\Delta^{j}_{3,\mathrm{h}}$, в отношении часа, попадающего в интервал Н, рассчитывается как

$$\Delta^{j}_{3,\mathrm{h}} = \frac{\max\left\{\left(\sum_{h\in H} N^{j}_{вкл,h}(CO) - \sum_{h\in H} N^{j,заявка}_{\max,h}\right);0\right\}}{H} \qquad (54),$$

Для случая интегральной заявки, поданной в отношении ГТП, в отношении которой в реестре субъектов оптового рынка, допущенных к торговой системе оптового рынка, предоставленном КО в СО до начала расчетного месяца, установлен статус монотопливной (за исключением случаев указанных в подпункте «б» подпункта 2 п. 3.2.2 *Регламента подачи ценовых заявок Участниками оптового рынка* [8.3.]):

$$\Delta^{j}_{3,\mathrm{h}} = \frac{\max\left\{\min\left(N^{j}_{инт};\sum_{h\in H} N^{j}_{вкл,h}(CO)\right) - \sum_{h\in H} N^{j,заявка}_{\max,h};0\right\}}{H} \qquad (54.1)$$

Во всех остальных случаях:

$$\Delta^{j}_{3,\mathrm{h}} = \max\left\{0;\left(N^{j}_{вкл,h}(CO) - N^{j,заявка}_{\max,h}\right)\right\}, \qquad (55)$$

где $N^{j,заявка}_{мах,\mathrm{h}}$ — максимальное значение количества в основных парах «цена – количество» в часовой подзаявке на час h;

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

$N^{j}_{вкл,\mathrm{h}}(CO)$ — максимальная мощность включенного оборудования, учтенная в актуализированной расчетной модели на операционные сутки X.

Величина $\Delta^{j}_{3,\mathrm{h}}$ определяется только в отношении ГТП первой и второй ценовых зон и не определяется по ГТП генерации ГЭС.

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 $N^{j}_{\min_факт,h}$.

$$N^{j}_{\max\ факт,h} = \max(N^{j}_{вкл_факт,h}; N^{j}_{нагр,h}) + N^{j}_{хр,h} \qquad (56),$$

$$N^{j}_{\min факт,h} = \min(N^{j}_{факт_\min,h}; N^{j}_{нагр,h}) \qquad (57),$$

где $N^{j}_{вкл_факт,h}$ – максимальная располагаемая мощность генерирующего оборудования включенного в сеть по команде диспетчера, с учетом поданных участником оптового рынка диспетчерских заявок в соответствии с *Положением о диспетчерских заявках*) и величины фактических ограничений (несогласованных сезонных ограничений, ограничений по топливу, по температуре теплосети и т.п.);

$N^{j}_{хр,h}$ – установленная мощность оборудования, находящегося в холодном резерве, сниженная на величину фактических ограничений и оформленная диспетчерской заявкой в установленном СО порядке;

$N^{j}_{нагр,h}$ – зарегистрированная нагрузка ГТП.

$N^{j}_{факт_\min,h}$ – минимальная мощность включенного генерирующего оборудования, относящегося к данной ГТП, с учетом поданных участником оптового рынка диспетчерских заявок в соответствии с *Положением о диспетчерских заявках*).

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

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 (типа «Р» и пр.) и ГТУ в составе ГТУ-ТЭЦ, режим работы которых полностью зависит от наличия теплового потребителя, располагаемая мощность такого генерирующего оборудования, выводимого в резерв, согласованный ремонт и консервацию, принимается равными нулю, если иное не подтверждено специализированными расчетами, заключающимися в перераспределении паровой нагрузки между оставшимися турбинами с соответствующим пересчетом ограничений мощности по каждой из них.

При включении/отключении оборудования из (в) холодного резерва включенная мощность оборудования $N^{j}_{вкл_факт,h}$ определяется с учетом графика разворота/останова оборудования, представленного электростанцией, при этом оставшаяся располагаемая мощность оборудования остается в холодном резерве.

При включении/отключении оборудования из (в) ремонта с момента времени закрытия заявки включенная мощность оборудования $N^{j}_{вкл_факт,h}$ определяется с учетом графика разворота/останова оборудования, представленного электростанцией, при этом оставшаяся располагаемая мощность оборудования переводится в холодный резерв.

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) переводится в холодный резерв.

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 переводится в холодный резерв до полного останова ПГУ и открытия диспетчерской заявки на её ремонт.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

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) переводится в холодный резерв. При этом при не включении второго корпуса по техническим причинам, 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, переводится в холодный резерв до включения всей ПГУ.

В случае изменения режима работы генерирующего оборудования на режим синхронного компенсатора мощность такого оборудования переводится в холодный резерв.

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

При заявлении участником оптового рынка о выводе в резерв генерирующего оборудования по причине отсутствия топлива, при определении фактической максимальной мощности соответствующая величина холодным резервом не является и в расчете не учитывается.

При заявлении участником оптового рынка о выводе в резерв генерирующего оборудования, имеющего дефекты (снижения мощности), не позволяющие на момент останова нести номинальную нагрузку, при определении

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

фактической максимальной мощности указанная величина холодным резервом не является и в расчете не учитывается.

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

В час фактической поставки СО определяет соответствие фактического эксплуатационного состояния (состава) оборудования эксплуатационному состоянию заданному СО (в том числе в отношении ГАЭС в насосном режиме). В случае выявления несоблюдения заданного эксплуатационного состояния оборудования, СО регистрирует величину $N_{уст,h}^{j,изм}$ 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 при:

- снижении мощности вследствие вывода в ремонт оборудования (в т.ч. корпуса двухкорпусного блока, в случае если второй корпус уже находился в ремонте или газовой турбины ПГУ с любым количеством газовых турбин, в случае если оставшиеся газовые турбины данной ПГУ уже находились в ремонте) по неотложной (аварийной) диспетчерской заявке или оперативному уведомлению, поданному участником оптового рынка позже, чем за 4 часа до часа фактической поставки (между часом фактического отключения оборудования и часом регистрации заявки участника оптового рынка менее 4 часов), вне зависимости от выходных и праздничных дней;
- снижении мощности вследствие отключения оборудования (в т.ч. корпуса двухкорпусного блока, в случае если второй корпус уже находился в ремонте или газовой турбины ПГУ с любым количеством газовых турбин, в случае если оставшиеся газовые турбины данной ПГУ уже находились в ремонте) по факту (с часа, в котором

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

произошло отключение оборудования, до часа подачи неотложной (аварийной) диспетчерской заявки или оперативного уведомления 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;

- не включении генерирующего оборудования из холодного резерва с часа:
  - окончания периода разрешенной заявки;
  - заявленного до 16 часов 30 минут суток Х-2 в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования;
  - заданного командой диспетчера на включение в сеть;

  до часа подачи аварийной заявки или оперативного уведомления и в течение последующих 4 часов или до часа включения в сеть вне зависимости от выходных и праздничных дней;
- не включении генерирующего оборудования из ремонта с часа:
  - окончания разрешенного срока ремонта;
  - заявленного до 16 часов 30 минут суток Х-2 в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования
  - заданного командой диспетчера на включение в сеть,
  - заявленного в оперативном уведомлении о досрочном завершении ремонта;

  до часа подачи аварийной заявки или оперативного уведомления и в течение последующих 4 часов или до часа включения в сеть вне зависимости от выходных и праздничных дней;
- не включении корпуса двухкорпусного блока из ремонта/резерва, в случае если второй корпус уже находился в ремонте, с часа
  - окончания разрешенного срока ремонта или окончания периода разрешенной заявки;
  - заявленного до 16 часов 30 минут суток Х-2 в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования;
  - заданного командой диспетчера на включение в сеть,
  - заявленного в оперативном уведомлении о досрочном завершении ремонта/резерва;

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

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

- не включении из ремонта/резерва газовой турбины ПГУ с любым количеством газовых турбин, в случае если оставшиеся газовые турбины данной ПГУ уже находились в ремонте, с часа:
  - окончания разрешенного срока ремонта или окончания периода разрешенной заявки;
  - заявленного до 16 часов 30 минут суток Х-2 в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования;
  - заданного командой диспетчера на включение в сеть,
  - заявленного в оперативном уведомлении о досрочном завершении ремонта/резерва;

  до часа подачи аварийной заявки или оперативного уведомления и в течение последующих 4 часов или до часа включения в сеть вне зависимости от выходных и праздничных дней;
- включении/ не 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 открытия поданной диспетчерской заявки, или часа получения оперативного уведомления от участника оптового рынка, но не менее 4 часов с момента получения заявки или уведомления;
- не включении 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 аварийной заявки или оперативного уведомления и в течение последующих 4 часов или до часа включения в сеть вне зависимости от выходных и праздничных дней.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

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, готовой к несению нагрузки, 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.

$$\Delta_{\max_вкл,h}^{j,изм} = \max(0; \min(N_{\max,h}^{j}(СО), N_{\max_(N-4),h}^{j}) - (N_{\max_факт,h}^{j} + N_{расп,h}^{j,изм})) \quad (60),$$

где $N_{расп,h}^{j,изм}$ – располагаемая мощность оборудования, состояние которого не соответствует заданному СО, а факт такого несоответствия учтен при определении $N_{уст,h}^{j,изм}$.

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

1. В случае снижения максимальной мощности, не связанного с отключением генерирующего оборудования, в соответствии с неотложной (аварийной) заявкой или оперативным уведомлением, поданным участником оптового рынка позже, чем за 4 часа до часа фактической поставки, в том числе в связи:

   1.1. с отключением котельного, вспомогательного или общестанционного оборудования;

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

1.2. с отключением корпуса двухкорпусного блока, (в случае если второй корпус находится в работе или резерве);

1.3. с отключением газотурбинной установки ПГУ (в случае если хотя бы одна газотурбинная установка находится в работе или резерве);

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 неотложной (аварийной) заявки или оперативного уведомления вне зависимости от выходных и праздничных дней.

2. В случае снижения максимальной мощности, связанного с не включением котельного или вспомогательного оборудования или корпуса двухкорпусного блока (если при этом второй корпус находится в работе или резерве) или газотурбинной установки ПГУ (если, при этом, хотя бы одна газотурбинная установка находится в работе или резерве) из ремонта/резерва. Снижение мощности регистрируется с часа:

2.1. окончания разрешенного срока ремонта/резерва по заявке;

2.2. заявленного до 16 часов 30 минут суток Х-2 в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования;

2.3. заданного командой диспетчера на включение;

2.4. заявленного в оперативном уведомлении о досрочном завершении ремонта/резерва;

и до часа подачи аварийной заявки и в течение последующих 4 часов.

3. В случае снижения максимальной мощности ГЭС, связанном с недостатком водных ресурсов, с часа, в котором зарегистрировано снижение максимальной мощности на основании поданного участником оптового рынка оперативного уведомления, до часа

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

подачи неотложной (аварийной) заявки и в течение последующих 4 часов;

4. В случае заданной в соответствии с плановым диспетчерским графиком или по команде диспетчера работы генерирующего оборудования с максимальной нагрузкой и фактическом снижении максимальной мощности включенного оборудования на величину превышающую 2% от заявленной максимальной включенной мощности, но не менее чем на 1 МВт, зарегистрированном на конец часа в течение более 4 часов подряд и подтвержденном по данным СОТИАССО, и не связанном с отключением генерирующего оборудования. Регистрация соответствующей величины снижения максимальной мощности осуществляется по всем часам, в которых зафиксировано снижение мощности, до часа подачи неотложной (аварийной) заявки или оперативного уведомления и в течение последующих 4 часов), вне зависимости от выходных и праздничных дней, либо до фактического набора нагрузки включенного оборудования до величины, отличной менее чем на 2% от заявленной максимальной включенной мощности, зарегистрированного на конец часа.

5. В случае отказа от загрузки до величины заданной командой диспетчера в пределах заявленного диапазона регулирования, в том числе командой на работу в соответствии с плановым диспетчерским графиком. Регистрация снижения максимальной мощности осуществляется в следующем порядке:

   5.1. при заявленной участником оптового рынка в соответсвующем оперативном уведомлении невозможности загрузки регистрация соответствующей величины снижения мощности производится до конца суток или до часа подачи уведомления или неотложной (аварийной) заявки и в течение последующих 4 часов. При этом $N^{j}_{вкл_факт,h}$ и $N^{j}_{\max_факт,h}$ соответственно должны быть снижены до

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

величины возможной (заявленной участником оптового рынка) загрузки;

5.2. при отсутствии оперативного уведомления или неотложной (аварийной) заявки участника оптового рынка об изменении величины максимальной включенной мощности (фактическом отказе дежурного персонала электростанции сообщить причину ненадлежащего выполнения команды) регистрация соответствующей величины производится до конца суток, начиная с указанного в команде времени начала выполнения команды (с текущего часа – в случае невыполнения команды «работать по плановому диспетчерскому графику») и до конца суток или до момента подачи оперативного уведомления или неотложной (аварийной) заявки, но не менее чем на 4 часа. При этом $N^{j}_{вкл_факт,h}$ и $N^{j}_{\max_факт,h}$ соответственно должны быть снижены до величины фактической нагрузки. После подачи оперативного уведомления (диспетчерской заявки) значение фактической включённой мощности $N^{j}_{вкл_факт,h}$ корректируется до величины, заявленной участником оптового рынка.

6. В случае неоднократного (второй раз подряд в течение семи дней или третий раз суммарно в течение календарного месяца) отказа участника оптового рынка от загрузки в пределах заявленного диапазона регулирования до величины определенной командой диспетчера, в том числе командой на работу в соответствии с плановым диспетчерским графиком, регистрация соответствующей величины осуществляется в объеме последнего зарегистрированного снижения максимальной мощности по всем часам либо до конца месяца, либо до момента фактической загрузки генерирующего оборудования по данным СОТИАССО (при том же составе оборудования электростанции). В случаях изменения состава оборудования по инициативе СО и невозможности по режимным условиям задать состав оборудования заявляемый участником оптового рынка, допускается подтверждение

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

максимальной мощности на включенном составе оборудования. Отказ участника оптового рынка от загрузки может выражаться в отказе дежурного персонала электростанции сообщить причину ненадлежащего выполнения команды (причина не установлена), в подаче уведомления или кратковременной (на период менее 48 часов) неотложной (аварийной) заявки на снижение максимальной мощности или в недопустимом отклонении нагрузки, соответствующей фактическому производству электроэнергии, от планового диспетчерского графика, зарегистрированному на конец часа и подтвержденному по данным СОТИАССО. В случае частичной загрузки, подтвержденной по данным СОТИАССО, величина снижения мощности корректируются до максимального достигнутого на конец часа фактического значения. Для ТЭС с поперечными связями загрузка до максимальной мощности должна проводится одновременно по всем ГТП входящим в состав электростанции). При этом $N^{j}_{вкл_факт,h}$ и $N^{j}_{\max_факт,h}$, относимые к включенному на момент регистрации отклонения оборудованию, при последующем изменении состава оборудования, не корректируются.

В случае прекращения регистрации снижения максимальной мощности при фактической загрузке генерирующего оборудования по данным СОТИАССО, при последующих отказах участника оптового рынка от от загрузки в пределах заявленного диапазона регулирования до величины определенной командой диспетчера, процедура регистрации снижения максимальной мощности повторяется.

$\Delta^{j,изм}_{\min_вкл,h}$ 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 оборудования, исходя из состава фактически включенного блочного генерирующего оборудования в час поставки, вне зависимости от того, заявлял участник оптового рынка приращение минимума либо нет.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

$$\Delta^{j,изм}_{\min_вкл,h} = \max(0; N^{j}_{\min_факт,h} - N^{j}_{\min(n-4),h}) \quad (61)$$

$\Delta^{j,изм}_{\min_вкл,h}$ регистрируется СО в следующих случаях.

1. В случае увеличения минимальной мощности включенного оборудования, в соответствии с неотложной (аварийной) заявкой или оперативным уведомлением, поданным участником оптового рынка позже, чем за 4 часа до часа фактической поставки, – от часа, в котором зарегистрировано увеличение мощности, до часа, в котором истекают 4 часа с момента подачи заявки или оперативного уведомления вне зависимости от выходных и праздничных дней;
2. В случае заданной в соответствии с плановым диспетчерским графиком или по команде диспетчера работы генерирующего оборудования с минимальной нагрузкой и фактическом увеличении минимальной мощности включенного оборудования, на величину, превышающую 2% от заявленной максимальной включенной мощности, но не менее чем на 1 МВт, зарегистрированном на конец часа в течение более 4 часов подряд и подтвержденном по данным СОТИАССО. Регистрация соответствующей величины увеличения минимальной мощности осуществляется по всем по всем часам, в которых зафиксировано увеличение минимальной мощности, до часа подачи неотложной (аварийной) заявки или оперативного уведомления и в течение последующих 4 часов), вне зависимости от выходных и праздничных дней.
3. В случае отказа от разгрузки до величины заданной командой диспетчера в пределах заявленного диапазона регулирования, в том числе командой на работу в соответствии с плановым диспетчерским графиком, регистрация величины увеличения минимальной мощности осуществляется в следующем порядке:
   3.1. при заявленной участником оптового рынка в соответствующем оперативном уведомлении невозможности разгрузки регистрация соответствующей величины увеличения минимальной мощности производится до конца суток или до

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

часа подачи неотложной (аварийной) заявки и в течение последующих 4 часов. При этом $N^{j}_{m\text{in}_факт,h}$ соответственно должен быть увеличен до величины возможной (заявленной участником оптового рынка) разгрузки;

3.2. при отсутствии оперативного уведомления или неотложной (аварийной) заявки участника оптового рынка об изменении величины минимальной включенной мощности и отказе дежурного персонала электростанции сообщить причину ненадлежащего выполнения команды (причина не установлена) регистрация соответствующей величины производится до конца суток, начиная с момента времени начала выполнения команды (с текущего часа – в случае невыполнения команды «работать по плановому диспетчерскому графику») и до конца суток или до момента подачи оперативного уведомления или неотложной (аварийной) заявки, но не менее чем на 4 часа. При этом $N^{j}_{m\text{in}_факт,h}$ соответственно должна быть скорректирована до величины фактической нагрузки. После подачи оперативного уведомления (диспетчерской заявки) значение минимальной включённой мощности $N^{j}_{m\text{in}_факт,h}$ корректируется до величины, заявленной участником оптового рынка;

4. В случае неоднократного (второй раз подряд в течение семи дней или третий раз суммарно в течение календарного месяца) отказе участника оптового рынка от разгрузки в пределах заявленного диапазона регулирования до величины определенной командой диспетчера, в том числе командой на работу в соответствии с плановым диспетчерским графиком, регистрация соответствующей величины осуществляется в объеме последнего зарегистрированного увеличения минимальной мощности по всем часам либо до конца месяца, либо до момента фактической разгрузки генерирующего оборудования по данным СОТИАССО (при том же составе оборудования электростанции). В случаях изменения состава оборудования по инициативе СО и

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

невозможности по режимным условиям задать состав оборудования заявляемый участником оптового рынка, допускается подтверждение минимальной мощности на включенном составе оборудования. Отказ участника оптового рынка от разгрузки может выражаться в отказе дежурного персонала электростанции сообщить причину ненадлежащего выполнения команды (причина не установлена), в подаче уведомления или кратковременной (на период менее 48 часов) неотложной (аварийной) заявки на увеличение минимальной мощности или в недопустимом отклонении нагрузки, соответствующей фактическому производству электроэнергии, от планового диспетчерского графика, зарегистрированному на конец часа и подтвержденном по данным СОТИАССО. В случае частичной разгрузки, подтвержденной по данным СОТИАССО, величина увеличения мощности корректируются до минимального достигнутого на конец часа фактического значения. При этом $N^{j}_{m\text{in}_факт,h}$, относимые к включенному на момент регистрации отклонения оборудованию, при последующем изменении состава оборудования, не корректируются.

По окончании регистрации величины снижения максимальной (увеличения минимальной) мощности включенного оборудования в связи с неоднократным отказом участника от загрузки (разгрузки) в пределах заявленного диапазона регулирования, последующие отказы участника оптового рынка от загрузки (разгрузки) в пределах заявленного диапазона регулирования до величины определенной командой диспетчера регистрируются заново.

Электронное или устное оперативное уведомление диспетчеру соответствующего диспетчерского центра, зарегистрированное специализированными средствами, содержащее диспетчерское наименование оборудования, время сообщения, время отключения оборудования и период, в течение которого указанное оборудование будет находиться в ремонте, может быть учтено при определении величин $N^{j,изм}_{уст,h}$, $\Delta^{j,изм}_{\text{max}_вкл,\text{h}}$ и $\Delta^{j,изм}_{\text{min}_вкл,\text{h}}$ в соответствии с *Техническими требованиями*.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

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

5.7. Порядок определения снижений мощности в час фактической поставки

СО рассчитывает величину отклонения фактической поставки электроэнергии по каждой ГТП на основании данных АИИС КУ о фактическом производстве электроэнергии в каждой ГТП генерации, представленных КО не позднее 7 числа месяца, следующего за расчетным, в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* [8.6.].

В случае если отклонение объема фактического производства электроэнергии от уточненного диспетчерского графика (УДГ) вниз в час фактической поставки превышает 5 % установленной мощности отнесенной к данной ГТП и 15 МВт·ч, СО рассчитывает показатель $\Delta^{j}{}^{-}_{5,h}$:

$$\Delta^{j-}_{5,h} = \max\{0; N^{j}_{УДГ,h} - N^{j}{}_{факт,h}\} \quad (62)$$

$$\Delta^{j}{}^{+}_{5,h} = 0$$

где $N^{j}{}_{УДГ,h}$ — мощность соответствующая уточненному диспетчерскому графику (далее УДГ) ГОУ, к которому принадлежит ГТП *j*, отнесенная к часу фактической поставки.

В случае если отклонение объема фактического производства электроэнергии от уточненного диспетчерского графика (УДГ) вверх в час фактической поставки превышает 5% установленной мощности к данной ГТП и 15 МВт·ч, СО рассчитывает показатель $\Delta^{j}{}^{+}_{5,h}$

$$\Delta^{j+}_{5,\mathrm{h}} = \max\{0; N^{j}_{факт,h} - N^{j}{}_{УДГ,h}\} \quad (63)$$

$$\Delta^{j-}_{5,\mathrm{h}} = 0$$

При определении $N^{j}{}_{факт,h}$ ГАЭС учитывается суммарный объем выработки (потребления) электрической энергии в ГТП генерации и ГТП потребления ГАЭС.

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

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

$\Delta^{j^+}_{5,\mathrm{h}} = 0$ и $\Delta^{j^-}_{5,\mathrm{h}} = 0$.

По итогам месяца

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

$$\Delta^{j}_{5,h} = \max\{\Delta^{j^-}_{5,h}; \Delta^{j,изм}_{\max_вкл,\mathrm{h}}\} + \max\{\Delta^{j^+}_{5,h}; \Delta^{j,изм}_{\min_вкл,\mathrm{h}}\} \quad (64)$$

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

$$\Delta^{j}_{6,h} = N^{j,изм}_{уст,\mathrm{h}} \quad (65)$$

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

5.8. Порядок регистрации факта «неисполнение команды диспетчера»

Если при контроле фактического режима поставки (по данным телеметрии) 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.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

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*. 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 наличия отклонений поставки электроэнергии, превышающие 2% 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:

$$\Delta^{j}{}_{7,m} = N^{j}_{уст} \cdot K^{j}{}_{НК} \qquad (66),$$

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

В случае включения в сеть генерирующего оборудования по команде диспетчера в минимально возможный срок с целью предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима СО регистрирует в отношении единиц генерирующего оборудования соответствие фактического времени включения в сеть генерирующего оборудования нормативному времени включения

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

(синхронизации), а в случае отсутствия установленного нормативного времени включения – согласованному времени включения.

При фактическом включении в сеть генерирующего оборудования со временем, превышающим время нормативного включения в сеть, СО регистрирует величину $N_{пуск,h}^{j,нп}$, равную установленной мощности генерирующего оборудования, по всем часам, начиная с часа отдачи команды на включение в сеть генерирующего оборудования в минимально возможный срок до часа фактического включения (синхронизации).

В случае подачи диспетчерской заявки на аварийный ремонт данного генерирующего оборудования СО регистрирует величину $N_{пуск,h}^{j,нп}$ по всем часам, начиная с часа отдачи команды на включение в сеть до часа подачи диспетчерской заявки на аварийный ремонт и в течение последующих 4-х часов. По окончании регистрации $N_{пуск,h}^{j,нп}$, снижение мощности регистрируется в общем порядке.

В случае подачи участником оптового рынка, в течение одного часа после получения соответствующей команды, оперативного уведомления о вынужденных отступлениях от нормативного времени включения в сеть генерирующего оборудования СО регистрирует величину $N_{пуск,h}^{j,отст}$, равную установленной мощности оборудования, для которого СО согласовано отступление от нормативного времени включения в сеть генерирующего оборудования, по всем часам, начиная с часа отдачи команды на включение в сеть до времени фактического включения в пределах согласованного времени отступления.

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

При фактическом включении в сеть генерирующего оборудования со временем, не превышающим нормативное время включения в сеть, $N_{пуск,h}^{j,нп}$ и $N_{пуск,h}^{j,отст}$ не регистрируются вне зависимости от предварительно согласованного отступления от нормативного времени включения в сеть.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

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 $N^{j,нп}_{пуск,h}$, равную установленной мощности оборудования, для которого СО не согласовано отступление от нормативного (или согласованного СО) времени включения в сеть, за период равный нормативному (или согласованному СО) времени включения.

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 $N^{j,нп}_{пуск,h}$ и $N^{j,отст}_{пуск,h}$ 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 ($N^{j,изм}_{уст,h}$), далее снижения мощности регистрируются в общем порядке.

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

$$\Delta^{j1}_{8,h} = N^{j,отст}_{пуск,\mathrm{h}} \qquad (67);$$

$$\Delta^{j2}_{8,h} = N^{j,нп}_{пуск,\mathrm{h}} \qquad (68).$$

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

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

Определение номинальных значений скорости набора $V^{g}_{ном_вверх}$ и скорости сброса $V^{g}_{ном_вниз}$ нагрузки единиц генерирующего оборудования, отнесенных к блочным ГЕМ, 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.

В соответствии с *Техническими требованиями* СО определяет максимально допустимую скорость набора/сброса нагрузки единиц включенного генерирующего оборудования, входящего в ГТП и отнесенного к блочным g-тым ГЕМ ($V^{g}_{вверх,h}/V^{g}_{вниз,h}$) и величину снижения указанной скорости по отношению к номинальной скорости набора/сброса нагрузки в отношении включенных в работу соответствующих единиц генерирующего оборудования ($V^{g}_{ном_вверх}/V^{g}_{ном_вниз}$) на основании уведомления о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданного участником оптового рынка не позднее 16 часов 30 минут суток Х-2, для второй неценовой зоны – до 10 часов суток Х-1.

$$\Delta^{j}{}_{\mathrm{V(+),h}} = 60 \cdot \sum_{g \in \text{ГТП}} \max\left(0; V^{g}_{ном_вверх} - V^{g}_{вверх,\mathrm{h}}\right) \tag{69}$$

$$\Delta^{j}{}_{\mathrm{V(-),h}} = 60 \cdot \sum_{g \in \text{ГТП}} \max\left(0; V^{g}_{ном_вниз} - V^{g}_{вниз,\mathrm{h}}\right) \tag{70}$$

$$\Delta^{j}{}_{9,\mathrm{h}} = \Delta^{j}{}_{\mathrm{V(+),h}} + \Delta^{j}{}_{\mathrm{V(-),h}}, \tag{71}$$

где $\Delta^{j}{}_{9,\mathrm{h}}$ приведенная величина отклонения скорости изменения нагрузки генерирующего оборудования ГТП при неоднократном участии в суточном регулировании от номинальных значений.

Величина $\Delta^{j}{}_{9,\mathrm{h}}$ определяется только в те часы, когда генерирующее оборудование находилось в работе.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

Для генерирующего оборудования, работающего в вынужденных режимах, согласованных СО, приведенные значения $\Delta^{j}_{9,h}$ принимаются равными нулю.

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

СО в соответствии с *Регламентом оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России* [8.4.] осуществляет контроль выполнения технических требований к системе обмена технологической информацией с автоматизированной системой СО (далее – СОТИАССО) по каждой ГТП генерации.

По итогам месяца СО определяет величину $N^{j}{}_{тн}$:

$$N^{j}{}_{тн} = N^{j}_{уст} \cdot k^{j}{}_{диск} \qquad (72)$$

$k^{j}{}_{диск}$ — коэффициент =1, в случае, если СО в соответствии с *Регламентом оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России* [8.4.] зарегистрировал признак технической неготовности СОТИАССО, в иных случаях $k^{j}{}_{диск}$=0.

7. Особенности определения готовности генерирующего оборудования

7.1. 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 или среднего ремонта 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,

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

осуществляющих надзор за эксплуатацией соответствующих типов электростанций) снижение мощности регистрируется в общем порядке на всем периоде проведения указанных испытаний, за исключением снижений мощности, регистрируемых в соответствии с п. 5.3 настоящего Порядка.

В случае продолжения капитального или среднего ремонта генерирующего и/или котельного оборудования после неуспешных приемо-сдаточных испытаний, снижение мощности регистрируется в общем порядке. Исключение составляют случаи регистрации несоблюдения состава оборудования $N_{уст,h}^{j,изм}$ при аварийном отключении данного оборудования в период проведения приемо-сдаточных испытаний с дальнейшей регистрацией $\Delta_{1,h}^{j}(CO)$ до момента окончания срока данного ремонта, предусмотренного месячным плановым графиком ремонтов.

Участник оптового рынка имеет право подать оперативное уведомление о готовности оборудования к работе (досрочном окончании ремонта оборудования, вне зависимости от квалификации ремонта) ранее предварительно согласованных сроков окончания ремонта. 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 (для котельного оборудования до момента подключения к паропроводу/турбине).

В случае согласованного перевода указанного оборудования из ремонта в холодный резерв по инициативе участника оптового рынка, снижение мощности регистрируется в общем порядке (продолжается регистрация соответствующего снижения мощности $(\Delta_{1,h}^{j}(CO), \Delta^{j}{}_{2_\max.h}^{1}, \Delta^{j}{}_{2_\max.h}^{2}, \Delta_{4_\max.h}^{j}, N_{уст,h}^{j,изм})$ до наступления одного из следующих событий:

- времени согласованного с СО включения генерирующего оборудования в сеть (для котельного оборудования до момента подключения к паропроводу/турбине);

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

- окончания согласованного срока ремонта, заявленного участником оптового рынка в диспетчерской заявке;
- до 00 часов суток, на которые указанное оборудование было заявлено участником оптового рынка в работу в уведомлении о составе и параметрах оборудования, поданном не позднее 16 часов 30 минут суток Х-2.

В случае перевода указанного оборудования из ремонта в холодный резерв по команде СО, снижение мощности не регистрируется после закрытия ремонтной заявки.

Участник оптового рынка имеет право подать оперативное уведомление о досрочном завершении заявленного режима работы (в т.ч. в связи с проведением испытаний генерирующего оборудования с заявленным снижением включенной мощности) ранее предварительно согласованных сроков.

В таком случае снижение мощности регистрируется в общем порядке (продолжается регистрация соответствующего снижения мощности ($\Delta^{j}_{1.h}$, $\Delta^{j}{}^{1}_{2_\max.h}$, $\Delta^{j}{}^{2}_{2_\max.h}$, $\Delta^{j}_{4_\max.h}$, $N^{j,изм}_{уст,h}$) до наступления одного из следующих событий:

- времени набора заявленной максимальной нагрузки;
- окончания согласованного срока заявленного режима работы, заявленного участником оптового рынка в диспетчерской заявке;
- до 24:00 часов текущих суток.

При этом, в случае набора фактической нагрузки менее заявленной максимальной нагрузки снижение мощности регистрируется в общем порядке в объеме, не превышающем разность между заявленной максимальной нагрузкой и фактически достигнутой нагрузкой с соответствующего часа до наступления одного из вышеперечисленных событий

В случае не включения генерирующего оборудования из ремонта с часа, заявленного участником оптового рынка в уведомлении о составе и параметрах оборудования не позднее 16 часов 30 минут суток (Х-2) или оперативном уведомлении о досрочном завершении ремонта, СО регистрирует несоблюдение состава оборудования до момента подачи соответствующей аварийной

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

(неотложной) заявки и далее в общем порядке в соответствии с п. 5.6. настоящего Порядка.

При выводе оборудования из ремонта или окончания заявленного режима работы ранее предварительно согласованных сроков участник оптового рынка обязан подать соответствующее оперативное уведомление об увеличении максимальной мощности $N^{j}_{\max(n-4)}$ с часа закрытия заявки. При не подаче такого оперативного уведомления величина фактической максимальной мощности $N^{j}_{\max факт,h}$ учитывается в соответствии с последним поданным уведомлением на данный час, и все снижение мощности регистрируется как $\Delta^{j,изм}_{\max_вкл,\mathrm{h}}$.

Участник оптового рынка в соответствии с *Положением о диспетчерских заявках* имеет право подать до часа (n-4) суток Х диспетчерскую заявку на проведение испытаний на генерирующем оборудовании, находящемся в ремонте, не подавая оперативного уведомления об изменении $N^{j}_{вкл}$. Длительность указанных испытаний может составлять не более 12 часов для генерирующего оборудования, находящегося в плановом или неплановом ремонтах, и не более 6 часов для генерирующего оборудования, находящегося в неотложном или аварийном ремонтах. Срок проведения указанных испытаний ограничивается разрешенным сроком планового (непланового, неотложного, аварийного) ремонта. При проведении таких испытаний увеличение включенной мощности не регистрируется и зарегистрированное снижение мощности изменению не подлежит. В случае если по окончании таких испытаний оборудование остается в работе, диспетчерские заявки на ремонт и проведение испытаний подлежат закрытию временем окончания испытаний в соответствии с порядком, установленным СО. Регистрация снижения мощности такого оборудования, возникшего после закрытия указанных заявок, производится согласно положениям настоящего пункта, п. 5.4 и п. 5.7 настоящего *Порядка установления соответствия*.

В отношении оборудования, находящегося в капитальном (среднем) ремонте, при наличии предписания соответствующего органа Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор), а также в

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

отношении оборудования, находящегося в реконструкции и модернизации, участник оптового рынка имеет право на проведение испытаний с включением в сеть длительностью более 12 часов.

Программа проведения указанных испытаний, содержащая в т.ч. данные о длительности проведения испытаний, о графиках нагрузки и о 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 для прекращения испытаний.

Участник оптового рынка в соответствии с *Положением о диспетчерских заявках* подает в СО соответствующую диспетчерскую заявку на весь период испытаний.

Участник оптового рынка на весь период испытаний заявляет в уведомлении о составе и параметрах оборудования работу испытываемого оборудования заданным графиком с нагрузкой в соответствии с программой проведения испытаний.

7.2. Порядок определения готовности генерирующего оборудования при осуществлении мониторинга фактического эксплуатационного состояния оборудования

СО осуществляет мониторинг эксплуатационного состояния оборудования в соответствии с *Методическими указаниями по проведению мониторинга фактического эксплуатационного состояния оборудования тепловых электростанций, заявленного в резерв* (Приложение 1).

В случае выявления при проведении СО мониторинга фактического эксплуатационного состояния оборудования, заявленного в резерв, несоответствия эксплуатационного состояния такого оборудования его заявленному эксплуатационному состоянию, СО регистрирует несоблюдение состава ($N_{уст,h}^{j,изм}$) и/или параметров оборудования (снижение максимальной предоставляемой мощности, вызванное указанными причинами – $\Delta_{\max_вкл,h}^{j,изм}$) состоянию, заданному СО, в соответствии с п.5.7 настоящего *Порядка установления соответствия.*

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

СО регистрирует несоблюдение состава и/или параметров оборудования на весь период зарегистрированного несоответствия:

- начиная с наиболее позднего из следующих событий:
  - с часа начала несоответствия эксплуатационного состояния, указанной в акте проверки соответствия эксплуатационного состояния генерирующего оборудования,

  а при невозможности определить час начала несоответствия эксплуатационного состояния:
  - с начала отчетного месяца;
  - с часа отключения оборудования от сети в резерв.
- до наиболее раннего из следующих событий:
  - с часа фактического включения оборудования в сеть;
  - подачи в установленном порядке диспетчерской заявки на вывод указанного оборудования ремонт;
  - с часа устранения несоответствия эксплуатационного состояния, указанной в акте проверки соответствия эксплуатационного состояния генерирующего оборудования.

При отказе в допуске представителей СО на генерирующий объект (электростанцию) для осуществления инспектирования оборудования в рамках мониторинга фактического эксплуатационного состояния генерирующего оборудования или создании препятствий при проведении инспектирования оборудования в рамках мониторинга фактического эксплуатационного состояния генерирующего оборудования, СО регистрирует несоблюдение состава оборудования состоянию, заданному СО ($N_{уст,h}^{j,изм}$), в отношении всего генерирующего оборудования данного объекта, заявленного в резерв, в течение периода, на который указанное генерирующее оборудование было заявлено в резерв в текущем календарном месяце.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

7.3. Порядок определения готовности генерирующего оборудования во время проведения специальных испытаний на включенном оборудовании

В согласованные с СО сроки проведения плановых специальных испытаний значения снижений/увеличений мощности $\Delta_{n,h}^{j}$ в объемах, предусмотренных согласованной с СО программой испытаний, принимаются равными нулю. 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;
- 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 не позднее 16 часов 30 минут суток Х-2, для второй неценовой зоны – до 10 часов суток Х-1. По окончании разрешенного срока проведения испытаний снижение мощности регистрируется в общем порядке.

8. Порядок определения фактически поставленных на оптовый рынок объемов мощности

8.1. Порядок определения объема недопоставки мощности генерирующего оборудования, определяемого участием в общем первичном регулировании частоты электрического тока

СО рассчитывает объем недопоставки мощности, определяемый участием в ОПРЧ соответствующей j ГТП участника оптового рынка в расчетном месяце m:

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

$$\Delta N_{ОПРЧ\ m}^{пост,j} = k_{ОПРЧ_1} \cdot N_{НГ,m}^{j} + k_{ОПРЧ_2} N_{ПГ,m}^{j} \quad (73)$$

где $k_{ОПРЧ_1}$ и $k_{ОПРЧ_2}$ – коэффициенты, определяющие недопоставку мощности при невыполнении требований по участию в общем первичном регулировании частоты, определяемые Правилами оптового рынка или приказом Минэнерго России.

8.2. Порядок определения объема недопоставки мощности генерирующего оборудования, определяемого предоставлением диапазона регулирования реактивной мощности

Для каждого участника оптового рынка в отношении каждой j-й ГТП СО на основании показателей фактического предоставления диапазона регулирования реактивной мощности и снижения диапазона регулирования реактивной мощности рассчитывает объем недопоставки мощности, определяемый предоставлением диапазона регулирования реактивной мощности:

$$\Delta N_{Q\ m}^{пост,j} = \min\{N_{ПО,m}^{j}; N_{уст,m}^{j}\} \cdot \mathrm{k_P}(2 - R_{диап,m}^{j} - R_{Q,m}^{j}), \quad (74)$$

где k_P — коэффициент, определяемый Правилами оптового рынка или приказом Минэнерго России.

8.3. Порядок расчета объема недопоставки мощности генерирующего оборудования, определяемого участием ГЭС во вторичном регулировании частоты электрического тока и перетоков активной электрической мощности

Для каждого участника оптового рынка в отношении каждой j-й ГТП на основании данных об участии во вторичном регулировании СО рассчитывает объемы недопоставки мощности, определяемые участием оборудования во вторичном регулировании в расчетном месяце $\Delta N_{BP\ m}^{пост,j}$ и $\Delta N_{\mathrm{A}BP\ m}^{пост,j}$.

Объем недопоставки мощности, определяемый участием оборудования во вторичном регулировании в расчетном месяце $\Delta N_{BP\ m}^{пост,j}$, равна:

$$\Delta N_{BP\ m}^{пост,j} = \min\{N_{\mathrm{ПО,m}}^{j}; N_{\mathrm{уст,m}}^{j}\} \cdot k_{BP} \cdot (1 - R_{BP,m}^{j}), \quad (75)$$

где k_{BP} — коэффициент, определяемый Правилами оптового рынка или приказом Минэнерго России.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

Объемы недопоставки мощности, определяемый участием оборудования во вторичном регулировании в расчетном месяце $\Delta N_{\text{АВР}\,m}^{\;пост,j}$, равна:

$$\Delta N_{АВР\,m}^{\;пост,j} = \min\{N_{\text{ПО,m}}^{j}; N_{\text{уст,m}}^{j}\} \cdot k_{АВР} \cdot (1 - R_{\text{АВР},m}^{j}), \quad (76)$$

где $k_{АВР}$ — коэффициент, определяемый Правилами оптового рынка или приказом Минэнерго России.

8.4. Порядок расчета объема недопоставки мощности генерирующего оборудования, определяемого способностью к выработке электроэнергии

СО определяет значения мощности $N^{j}{}_{нв,n}$, соответствующие объемам невыполнения требований по поставке мощности в месяце m:

$$N^{j}{}_{нв_0^1} = \Delta^{j}{}_{0,m}^{1} \quad (77)$$

$$N^{j}{}_{нв_0^2} = \Delta^{j}{}_{0,m}^{2} \quad (78)$$

$$N^{j}{}_{нв,7} = \Delta^{j}{}_{7,m} \quad (79)$$

$$N^{j}{}_{нв,n} = \sum_{h \in H} \frac{\Delta_{n,h}^{j}}{H}, \quad (80)$$

где $\Delta_{n,h}^{j}$ – значения снижений мощности, определенные в соответствии с п.п. 5.1 -5.10. настоящего Порядка по j-й ГТП участника оптового рынка;

Для каждого участника оптового рынка в отношении соответствующих ГТП генерации СО рассчитывает объем недопоставки мощности, определяемый способностью к выработке электроэнергии участника оптового рынка в отношении соответствующих ГТП генерации в расчетном месяце m ($\Delta N_{СП\,m}^{\;пост,j}$).

Объем недопоставки мощности, определяемый способностью к выработке электроэнергии генерирующего оборудования участника оптового рынка в расчетном месяце m, рассчитывается для каждой ГТП по формуле:

$$\Delta N_{СПm}^{\;пост,j} = \sum_{\text{n}} \left(k_n \cdot \text{N}^{j}{}_{\text{нв,n}}\right) \quad (81)$$

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

k_n — коэффициенты ($k_{\text{А}}, k_{\text{Б1}}, k_{\text{Б2}}, k_{\text{В1}}, k_{\text{В2}}, k_{\text{В3}}, k_{\text{Г1}}, k_{\text{Г2}}, k_{\text{Г3}}, k_{\text{Д}}, k_{\text{Е}}, k_{\text{Ж}}, k_{\text{З}}, k_{\text{И}}$), определяемые для каждой из соответствующих им $\Delta^j_{n,h}$ Правилами оптового рынка или приказом Минэнерго России.

8.5. Порядок расчета объема недопоставки мощности генерирующего оборудования, определяемого невыполнением требований к СОТИАССО

Для каждого участника оптового рынка в отношении соответствующих ГТП генерации СО рассчитывает объем недопоставки мощности, определяемый невыполнением технических требований к СОТИАССО в отношении соответствующих ГТП генерации в расчетном месяце m ($\Delta N^{пост,j}_{тн,m}$).

$$\Delta N^{пост,j}_{тн,m} = k_{тн} \cdot N^j_{тн}, \qquad (82)$$

где $k_{тн}$ – коэффициент, определяющий недопоставку мощности при невыполнении требований к СОТИАССО, определяемый Правилами оптового рынка или приказом Минэнерго России.

8.6. Порядок расчета объема фактически поставленной мощности генерирующего оборудования и коэффициента, определяющего готовность генерирующего оборудования к выработке электроэнергии

СО определяет объем мощности, фактически поставленной на оптовый рынок в расчетном месяце m:

8.6.1. В отношении ГТП генерации, расположенных в ценовых зонах оптового рынка

В отношении ГТП генерации, поставляющих мощность по итогам КОМ:

$$N^{\text{пост, j}}_{\text{факт,m}} = \max\left(0; \min\left[\text{N}^{\text{КОМ},j}_{\text{m}}; \max\left\{0; \min[N^j_{\text{ПО},m}; N^j_{\text{уст},m} - N^{н,j}_{\text{уст,m}}] - N^j_{нед,m}\right\} - \text{N}^j_{\text{сн},m}\right]\right); \qquad (83)$$

В отношении ГТП генерации, поставляющих мощность по итогам КОМ и относящихся к ГЭС при расчете за декабрь месяц каждого календарного года:

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

$$N^{\text{пост,j}}_{\text{факт,дек}} = \max\left(0;\ \min\left[\mathrm{N}^{\text{уст_КОМ},j}_{\text{дек}};\ \max\left\{0;\ \min[N^{j}_{\text{ПО},m};\ N^{j}_{\text{уст},m}] - N^{j}_{\text{нед},m}\right\} - \mathrm{N}^{j}_{\text{сн},дек}\right]\right); \quad (84)$$

В отношении ГТП генерации, поставляющих мощность в вынужденном режиме:

$$N^{\text{пост,j}}_{\text{факт,m}} = \max\left(0;\ \min\left[\mathrm{N}^{\text{ВР_КОМ},j}_{\text{m}};\ \max\left\{0;\ \min(\mathrm{N}^{s}_{\text{ФСТ},m};\ \min[N^{j}_{\text{ПО},m};\ N^{j}_{\text{уст},m}] - N^{j}_{\text{нед},m})\right\} - \mathrm{N}^{j}_{\text{сн},m}\right]\right); \quad (85)$$

В отношении ГТП генерации, поставляющих мощность по договорам о предоставлении мощности, договорам купли-продажи (поставки) мощности новых атомных станций, договорам купли-продажи (поставки) мощности новых ГЭС (в том числе ГАЭС):

$$N^{\text{пост,j}}_{\text{факт,m}} = \max\left(0;\ \min\left[\mathrm{N}^{\text{пред_ДПМ},j}_{\text{m}};\ \max\left\{0;\ \min[N^{j}_{\text{ПО},m};\ N^{j}_{\text{уст},m}] - N^{j}_{\text{нед},m}\right\} - \mathrm{N}^{j}_{\text{сн},m}\right]\right); \quad (86)$$

где

$N^{j}_{\text{нед},m}$ – суммарный объем недопоставки мощности по *j*-той ГТП в месяце *m*:

$$N^{j}_{\text{нед},m} = \Delta N^{пост,j}_{\text{ОПРЧ},m} + \Delta \mathrm{N}^{пост,j}_{\text{Q},m} + \Delta N_{BPm}{}^{пост,j} + \Delta N^{пост,j}_{\text{АВР},m} + \Delta N^{пост,j}_{\text{СП},m} + \Delta N^{пост,j}_{тн,m} \quad (87)$$

$\mathrm{N}^{\text{н},j}_{\text{уст,m}}$ — объем установленной мощности генерирующего оборудования, не соответствующего минимальным техническим требованиям, заявленный участником ОРЭ по j-той ГТП в месяце m в конкурентный отбор мощности в соответствии с *Регламентом проведения конкурентных отборов мощности* (Приложение № 19.3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) и не выделенного в состав отдельной ГТП, до месяца m;

$\mathrm{N}^{j}_{\text{сн},m}$ — объем потребления мощности на собственные и (или) хозяйственные нужды, отнесенный к j-той ГТП в месяце m.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

$$\text{Если } \sum_h W_h^{\text{s}} > 0 \text{, то } \text{N}_{\text{сн},m}^{j} = \frac{\sum_h W_h^{j} \cdot \min\{P_{s,m}^{\text{факт}}; \text{P}_{\text{s,m}}^{\text{норм}}\}}{\sum_h W_h^{s}}, \quad (88)$$

$$\text{иначе } \text{N}_{\text{сн},m}^{j} = \frac{N_{\text{ПО,m}}^{\text{j}} \cdot \min\{P_{s,m}^{\text{факт}}; \text{P}_{\text{s,m}}^{\text{норм}}\}}{N_{\text{ПО,m}}^{s}} \quad (89)$$

$P_{s,m}^{\text{факт}}$ — фактический собственный максимум потребления по ГТП потребления электростанции (группы электростанций) s, определенный КО в соответствии с *Регламентом определения объемов покупки и продажи мощности на оптовом рынке* [8.8]) и переданный в СО до 13-00 8 числа месяца, следующего за отчетным.

$P_{s,m}^{\text{норм}}$ — максимально допустимая величина собственного максимума потребления на нужды генерации по ГТП потребления электростанции (группы электростанций) s, определенная КО в соответствии с *Регламентом актуализации расчетной модели* [8.1.], и переданная в СО до до 13-00 8 числа месяца, следующего за отчетным.

$\sum_h W_h^{\text{s}} = \sum_j \sum_h W_h^{j}$ — объем фактического производства электроэнергии по электростанции (группе электростанций) s за расчетный месяц m, определенный СО на основании данных коммерческого учета о фактическом производстве электроэнергии в каждой ГТП генерации (W_h^{j}), полученных от КО не позднее 7 числа, месяца, следующего за отчетным, в соответствии с *Регламентом коммерческого учета электроэнергии и мощности* [8.6.]

$\text{N}_m^{\text{КОМ},j}$ — объем мощности, отобранный по итогам КОМ в ГТП генерации j в отношении месяца m;

$\text{N}_{ПО,m}^{j}$ — предельный объем поставки мощности в ГТП j в месяце m, определенный СО в соответствии с *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* [8.9.].

$\text{N}_{дек}^{\text{уст_КОМ},j}$ — установленная мощность генерирующего оборудования, отобранного на КОМ в отношении декабря месяца соответствующего года поставки;

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

$N_m^{ВР_КОМ,j}$ — объем мощности генерирующего оборудования, поставляющего мощность в вынужденном режиме по ГТП *j*, переданный КО в СО в перечне групп точек поставки электростанций, отнесенных в расчетном месяце к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме, в соответствии с *Регламентом отнесения генерирующих объектов к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме* (Приложение № 19.7 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*);

$N_{ФСТ,m}^{s}$ — величина установленной мощности электростанции s, указанная в прогнозным балансе ФСТ на месяц *m*.

Для ГТП генерации, принимавших участие в КОМ, но не отобранных по его результатам и не переданных КО в составе перечня ГТП, поставляющих мощность в вынужденном режиме, объем мощности, фактически поставленной на оптовый рынок в расчетном месяце m принимается равным нулю.

$N_m^{пред_ДПМ,j}$ — максимальный объем мощности, который может быть поставлен в ГТП j по договорам о предоставлении мощности, договорам купли-продажи (поставки) мощности новых атомных станций, договорам купли-продажи (поставки) мощности новых гидроэлектростанций (в том числе гидроаккумулирующих электростанций) в месяце m, определяемый СО следующим образом:

$$N_m^{пред_ДПМ,j} = 1{,}1 \cdot N_m^{уст_прил_ДПМ,j};$$

$N_m^{уст_прил_ДПМ,j}$ — установленная мощность генерирующего объекта (ГТП) j согласно приложению к соответствующему договору.

8.6.2. В отношении электростанций участников оптового рынка, расположенных в неценовых зонах оптового рынка

В отношении электростанций участников оптового рынка, расположенных в неценовых зонах оптового рынка:

$$N_{факт,m}^{пост,s} = \min\left(N_{ФСТ,m}^{s}; \sum_{j \in s}\left[\min\left\{N_{ПО,m}^{j}; N_{уст,m}^{j}\right\} - N_{нед,m}^{j}\right]\right), \quad (90)$$

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

где $N^{s}_{ФСТ,m}$ — величина установленной мощности электростанции s, указанная в Прогнозном балансе ФСТ на месяц m.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

Список сокращений и обозначений

АВРЧ	автоматическое вторичное регулирование частоты
АРС	автоматический регулятор скорости
АРЧМ	автоматическое регулирование частоты и мощности
АЭС	атомная электростанция
ВРЧ	вторичное регулирование частоты
ГА	гидроагрегат
ГРАМ	система группового регулирования активной мощности
ГТП	группа точек поставки
ГТУ	газотурбинная установка
ГЭС	гидроэлектростанция
ДПР	диапазон первичного регулирования
ЗВН (ЗВМ)	задатчик внеплановой нагрузки (мощности)
КРМ	котельный регулятор мощности
НПРЧ	нормированное первичное регулирование частоты
ОИК	оперативный информационный комплекс
ОПРЧ	общее первичное регулирование частоты
ПГУ	парогазовая установка
ПРЧ	первичное регулирование частоты
РГЕ	режимная генерирующая единица
РЧВ	регулятор частоты вращения
ТРМ	турбинный регулятор мощности
ТЭС	тепловая электростанция
ЧК	частотный корректор

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

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 27.07.2007 № 484 «Правила вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации».
3. Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 19.07.2003 № 229 «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. Положение о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка.
7. Регламент формирования в ОАО «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 № 9 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России»;

8.5. Приложение № 10 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент проведения конкурентного отбора заявок для балансирования системы»;

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

8.6. Приложение № 11 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент коммерческого учета электроэнергии и мощности»;

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 «Регламентом 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»;

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

Приложение 1

к Порядку установления соответствия
генерирующего оборудования участников
оптового рынка техническим требованиям

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
по проведению мониторинга фактического эксплуатационного состояния оборудования тепловых электростанций

1. Общие положения

Настоящие методические указания по проведению мониторинга фактического эксплуатационного состояния оборудования тепловых электростанций (далее *Методические указания*) содержат рекомендации по методике проведения мониторинга заявленного эксплуатационного состояния генерирующего оборудования.

Мониторинг и инспектирование фактического состояния оборудования тепловых электростанций (далее Мониторинг), заявленного в холодный резерв или консервацию, осуществляется филиалами СО на территории соответствующих операционных зон.

Мониторингу фактического эксплуатационного состояния подлежит генерирующее оборудование ТЭС, находящееся в резерве или консервации, при наличии разрешенной диспетчерской заявки, в соответствии с Положением о диспетчерских заявках, а также вспомогательное и электротехническое оборудование, ремонт которого препятствует включению данного генерирующего оборудования в сеть под нагрузку по диспетчерской команде в срок, соответствующий утвержденному нормативу пуска данного вида оборудования из резерва в зависимости от его предшествующего теплового состояния, а при отсутствии утвержденного норматива пуска в согласованный с СО срок, но не более 1 (одних) суток.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

При проведении инспектирования проверяется соответствие фактического эксплуатационное состояние заявленному эксплуатационному состоянию за период с начала месяца, в котором проводится инспектирование по дату проведения инспектирования.

2. Основания для проведения инспектирования

Основаниями для проведения инспектирования, в том числе могут являться следующие причины:

1. вывод генерирующего оборудования в резерв в течение суток после его ввода в эксплуатацию, включения в работу из ремонта (консервации);
2. перевод генерирующего оборудования в эксплуатационное состояние резерв после окончания аварийного (неотложного) ремонта без включения в сеть;
3. одновременный вывод генерирующего оборудования в резерв и включение аналогичного генерирующего оборудования в составе одной электростанции (одной ГТП);
4. неоднократный вывод генерирующего оборудования в резерв по инициативе участника оптового рынка в течение 1 календарного месяца;
5. длительное (более 6 месяцев) нахождение оборудования в резерве;
6. длительное (более 6 месяцев) нахождение оборудования в консервации;
7. наличие в распоряжении у СО соответствующей информации о проведении ремонтных работ на оборудовании, находящемся в резерве, а также вспомогательном и электротехническом оборудовании, препятствующих включению данного генерирующего оборудования в сеть под нагрузку по диспетчерской команде в срок, соответствующий утвержденному нормативу пуска данного оборудования из резерва в зависимости от его предшествующего теплового состояния.

3. Уведомление участника оптового рынка о сроках проведения инспектирования фактического эксплуатационного состояния оборудования

Дата проведения инспектирования устанавливается на рабочий день.

Филиалы СО не позднее, чем за 2 рабочих дня до даты проведения инспектирования, надлежащим образом уведомляют участника оптового рынка и

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

руководство ТЭС о дате и объекте (генерирующем оборудовании) проведения мониторинга.

Участник оптового рынка (руководство ТЭС) не позднее, чем за 1 рабочий день до проведения инспектирования, может надлежащим образом уведомить соответствующий филиал СО о переносе даты проведения мониторинга не более чем на 2 рабочих дня.

В случае мотивированного отказа в допуске на объект в планируемые сроки проведения мониторинга, филиал СО повторно устанавливает дату проведения мониторинга и соответствующим образом уведомить участника оптового рынка (руководство ТЭС).

О повторном отказе в допуске на объект уполномоченных представителей филиала СО, в соответствии с настоящими *Методическими указаниями* составляется акт.

4. Условия проведения мониторинга фактического эксплуатационного состояния оборудования

Участник оптового рынка (руководство ТЭС) в рамках проведения мониторинга обеспечивает допуск на объект уполномоченных представителей филиалов СО для визуального контроля состояния оборудования и предоставляет по требованию необходимую оперативную документацию.

5. Порядок проведения мониторинга фактического эксплуатационного состояния оборудования

Мониторинг фактического состояния оборудования тепловых электростанций, осуществляется при проведении инспектирования на объекте путем визуального контроля состояния оборудования, проверки оперативной ремонтной документации (наряды, распоряжения, журналы допусков, журнал дефектов КТЦ, электроцеха, цеха ТАИ) и оперативной документации (оперативные журналы начальников смен цехов, ведомости машинистов оборудования) за проверяемый период в следующем порядке:

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

- проверка наличия своевременно оформленной, разрешенной и открытой диспетчерской заявки на вывод в резерв оборудования, влияющего на снижение заявленной мощности;
- проверка фактического состояния, состава оборудования, влияющего на снижение заявленной мощности (выведенного в ремонт или консервацию из резерва без оформленной и разрешенной диспетчерской заявки);
- проверка отсутствия действующих нарядов и распоряжений на производство работ, влияющих на готовность к включению в работу оборудования выведенного в резерв;
- проверка фактического отсутствия каких-либо ремонтных работ на оборудовании, выведенном в резерв, а также на вспомогательном или электротехническом оборудовании, которые могут привести к задержке при вводе генерирующего оборудования в работу;
- проверка времени открытия/закрытия заявки на аварийный ремонт оборудования с фактическим временем проведения ремонта;
- проверка отсутствия ремонтных работ (в том числе по нарядам или распоряжениям) на резервном оборудовании ГТП, оборудование которой выведено в резерв, препятствующих включению генерирующего оборудования из резерва в работу (в сеть, под нагрузку) в течение срока, соответствующего утвержденному нормативу пуска данного оборудования из резерва в зависимости от его предшествующего теплового состояния;
- проверка наличия значимых дефектов генерирующего оборудования, препятствующих набору нагрузки до располагаемой мощности.

6. Оформление результатов мониторинга фактического эксплуатационного состояния оборудования

Результаты мониторинга оформляются актом. В случае не подтверждения нахождения генерирующего оборудования в резерве или консервации, а так же выявления фактов фактического отсутствия генерирующего оборудования, на

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

момент инспектирования причины нарушения (выявление фактов проведения ремонтных работ на этом генерирующем оборудовании, изменение состава или теплового состояния оборудования, препятствующего включению в сеть по диспетчерской команде и т.п.) указываются в заключительной части акта, с приложением копий документов подтверждающих факт выявленного нарушения. Форма акта приведена в Приложении 1 к настоящим *Методическим указаниям.* При составлении акта результатов мониторинга необходимо руководствоваться Перечнем работ, при выявлении факта проведения которых, безусловно, требуется оформление акта о выполнении работ, препятствующих включению генерирующего оборудования из резерва в работу (Приложение 2 к настоящим *Методическим указаниям).*

При повторном отказе участником оптового рынка (руководством ТЭС) в допуске представителей филиала СО на объект (электростанцию) для проведения инспектирования, оформляется акт с заключением о невозможности подтверждения нахождения генерирующего оборудования в резерве с указанием причины «отказ в допуске на объект» с приложением документов, подтверждающих факт отказа в допуске на объект.

При непредставлении участником оптового рынка (руководством ТЭС) представителям филиала СО оперативной ремонтной и оперативной документации, необходимой для подтверждения соответствия эксплуатационного состояния, оформляется акт с заключением о невозможности подтверждения нахождения генерирующего оборудования в резерве с указанием причины «создание препятствий при проведении инспектирования» с указанием наименований непредставленных документов.

При несогласии уполномоченных представителей электростанции с заключением инспекции, не подтверждающим нахождение генерирующего оборудования в резерве или консервации по факту проведения работ, не включенных в Перечень работ, при выявлении факта проведения которых безусловно требуется оформление акта о выполнении работ, препятствующих включению генерирующего оборудования из резерва в работу (Приложение 3 к настоящим Методическим указаниям), представители участника оптового рынка

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

имеют право отразить особое мнение в акте с обоснованием своей позиции, или потребовать от СО отдать команду на включение данного генерирующего оборудования из резерва в течение срока, соответствующего утвержденному нормативу пуска данного вида оборудования из резерва в зависимости от его предшествующего теплового состояния, а при отсутствии утвержденного норматива пуска в согласованный с СО срок, но не более 1 (одних) суток, в целях подтверждения факта готовности генерирующего оборудования к выработке электрической энергии.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

Приложение 1

к Методическим указаниям
по проведению мониторинга
фактического эксплуатационного
состояния оборудования
тепловых электростанций

АКТ

проверки соответствия эксплуатационного состояния генерирующего оборудования филиала _____
(наименование ТЭС, генерирующей компании)

«____» _____ 20___г.

Мною, _____ Филиала ОАО «СО ЕЭС» _____
(должность) *(наименование филиала)*
_____,
(Фамилия И.О.)

на основании «Порядка установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям» проведена проверка соответствия эксплуатационного состояния генерирующего оборудования

_____
(наименование ТЭС, генерирующей компании)

признакам _____
(*резерв, консервация)*

В ходе проверки установлено:

1. На ___ час. ____ мин. «___»_____ 20__г.:

Выведено в _____ по разрешенной диспетчерской заявке следующее
(резерв, консервацию)

оборудование ТЭС:

_____Ст. №_____
(оборудование фактически выведенное в резерв, консервацию) *(заявки №№, даты, время)*

_____Ст. №_____

2. Проверены журналы: _____
(указать фактически проверенную документацию и замечания

_____
выявленные при ее проверке)

В результате проверки выявлены следующие факты несоответствия
(заполнять при выявлении несоответствия фактического состояния оборудования его заявленному
эксплуатационного состояния _____
эксплуатационному состоянию) *(указать диспетчерское наименование оборудования на котором проводились*
_____ заявленного _____
работы без разрешенной диспетчерской заявки на выполнение ремонта) *(резерв, консервацию)*

_____
(указать проведенные работы при выявлении факта проведения которых, безусловно, требуется

_____
оформление акта; № наряда, период времени в который проводились работы и т.п.)

Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

Заключение:
по выполнению «Технических требований к генерирующему оборудованию участников оптового рынка» _____

(признаки нахождения генерирующего оборудования в резерве

_____

выполняются/признаки нахождения генерирующего оборудования в консервации выполняются/заявленное

_____

состояние генерирующего оборудования в резерве и пуск его с включением в сеть и набором номинальной

_____

мощности по диспетчерской команде с установленной нормативной продолжительностью не обеспечивается/

_____

заявленное состояние генерирующего оборудования в резерве не обеспечивается, ремонтные работы

_____

выполняются без разрешенной диспетчерской заявки на выполнение ремонта/заявленное состояние генерирующего

_____

оборудования в консервации не обеспечивается/оборудование фактически отсутствует/ в допуске на объект

_____

для проверки отказано/созданы препятствия для проведения проверки)

Представитель Филиала ОАО «СО ЕЭС» _____

(наименование филиала)

_____ _____

(подпись) **(Фамилия И.О.)**

С актом ознакомлен,
руководитель предприятия

_____

(директор, технический директор, главный инженер)

_____ _____

(подпись) **(Фамилия И.О.)**

Особое мнение:

_____

_____

_____

_____

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

Приложение 2
к Методическим указаниям
по проведению мониторинга
фактического эксплуатационного
состояния оборудования
тепловых электростанций

Перечень работ, при выявлении факта проведения которых, безусловно, требуется оформление акта о выполнении работ, препятствующих включению генерирующего оборудования из резерва в работу

Наименование оборудования	Перечень работ (факторов)
Котлоагрегат	Сооружение лесов в топке и газоходах
	Вырезание карты на коробах газовоздушного тракта котла площадью 20% и более от сечения короба.
	Ремонт тяго-дутьевых механизмов котла, связанный с разборкой, демонтажем или заменой оборудования
	Нарушение герметичности неотключаемой во время работы части растопочного газопровода (мазутопровода) котла.
	Ремонт, препятствующий немедленной подаче воды на котёл от питательного насоса.
	Ремонт регенеративных воздухоподогревателей при отсутствии резервных.
	Ремонт водоподготовительной установки при отсутствии запаса воды в баках чистого конденсата, установленного для проведения пусковых операций.
	Ремонт пускового питательного электронасоса при блочной схеме при отсутствии резервных ПН
	Вскрытие люков барабана и производство работ, связанных с ремонтом сепарационных устройств.
	Ремонт, связанный с вырезкой или разборкой основной арматуры или предохранительных устройств котла на пароводяном тракте.
	Производство сварочных работ на поверхностях нагрева, паропроводах, питательных узлах, требующих последующей термообработки, гидравлических испытаний.
	Ремонт газо-мазутопроводов котла с заменой отдельных участков, заменой (вскрытием) арматуры.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

Турбоагрегат, Турбогенератор	Ремонт проточной части турбины.
	Вскрытие цилиндров турбоагрегата.
	Ремонт опорно-упорных подшипников турбогенераторов со вскрытием крышек.
	Ремонт уплотняющих подшипников генератора с их вскрытием.
	Ремонт маслосистемы турбогенератора, связанный с разборкой маслопроводов, вскрытием или заменой арматуры, проведением газоэлектросварочных работ, ревизией ГМН турбины, сливом масла из маслосистемы.
	Разборка или замена паровых задвижек по тракту острого пара, автоматических стопорных клапанов, в том числе связанных со снятием или разборкой электропривода
	Ремонт датчиков и приборов теплового и механического состояния турбоустановки, связанный с их демонтажем, разборкой.
	Работы по проточке и шлифованию контактных колец ротора турбогенератора.
	Работы по ремонту газоохладителей турбогенератора или их замене.
	Вскрытие торцевых щитов турбогенераторов.
	Производство работ на неотключаемых для ремонта участках пароводяного тракта, системы циркуляционного (технического) водоснабжения, связанных с заменой (вскрытием) арматуры, заменой трубопроводов.
	Ремонтные работы на элементах маслосистемы, недопустимые при работе турбоагрегата и генератора.
	Работы, связанные с разгерметизацией водородной системы охлаждения генератора.
Электротехническое оборудование (блочный трансформатор, трансформатор СН, высоковольтный выключатель	Ремонтные работы в схеме собственных нужд, недопустимые при работе турбоагрегата и генератора.
	Работы со вскрытием блочного трансформатора или реактора для проверки состояния и ремонта узлов активной части.
	Ремонтные работы на блочном или генераторном выключателе, связанные со вскрытием, разборкой или заменой оборудования.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

Приложение 2

к Порядку установления соответствия
генерирующего оборудования участников
оптового рынка техническим требованиям

Порядок проведения тестирования генерирующего оборудования для целей аттестации

1. Общие положения

1.1. Настоящий Порядок разработан в соответствии с *Правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода* и *Регламентом аттестации генерирующего оборудования* (приложение № 19.2 к договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) и определяет процедуру проведения тестирования (испытаний) для целей аттестации на оптовом рынке следующего генерирующего оборудования, размещенного на вновь построенных или действующих электростанциях субъектов оптового рынка электрической энергии и мощности (далее по тексту – «генерирующее оборудование» или «аттестуемое оборудование»):

1.1.1. вновь вводимого в эксплуатацию генерирующего оборудования (далее - новое генерирующее оборудование);

1.1.2. мощность которого, а также аттестованные технические параметры, включая тип оборудования, изменяются вследствие перемаркировки по результатам его модернизации (реконструкции) (далее – модернизированное генерирующее оборудование).

1.1.3. ранее прошедшего процедуру аттестации, аттестованные технические параметры которого изменились без проведения его модернизации (реконструкции).

1.1.4. размещенного на электростанциях, функционирующих на розничных рынках электрической энергии, с использованием которого планируется осуществление деятельности по производству и купле-продаже

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

электрической энергии (мощности) на оптовом рынке электроэнергии и мощности;

1.1.5 размещенного на электростанции, в отношении которой участником оптового рынка полностью, либо частично не выполняются обязательства по поддержанию генерирующего оборудования, ранее прошедшего процедуру аттестации, в состоянии готовности к выработке электроэнергии;

1.1.6 не отобранного в конкурентном отборе мощности по причине несоответствия минимальным техническим требованиям и подлежащего к отнесению в установленном порядке к генерирующим объектам, поставляющим мощность в вынужденном режиме.

1.2. Настоящий Порядок определяет:

- требования к проведению испытаний аттестуемого оборудования;
- порядок взаимодействия Системного оператора (далее – СО) и участников оптового рынка при проведении испытаний и аттестации генерирующего оборудования;
- требования к перечню документов, предоставляемых участником оптового рынка в СО для целей аттестации;
- порядок проверки соответствия и подтверждения СО представленных участником оптового рынка результатов испытаний.

1.3. Испытания генерирующего оборудования участника оптового рынка проводится с целью прямого или косвенного (по результатам дорасчета) определения:

- установленной (номинальной) мощности генерирующего оборудования;
- фактической располагаемой мощности генерирующего оборудования (при заданных условиях проведения испытаний);
- фактических технических параметров генерирующего оборудования:
  - нижнего предела регулировочного диапазона;
  - скорости изменения (набора/снижения) нагрузки внутри регулировочного диапазона;

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

2. Условия проведения испытаний генерирующего оборудования.

2.1. Условия проведения испытаний нового и модернизированного генерирующего оборудования

2.1.1. При вводе в эксплуатацию, а также после окончания реконструкции или модернизации генерирующего оборудования участник оптового рынка обязан провести испытания генерирующего оборудования для целей тестирования, совмещенные с комплексным опробованием, предусмотренным Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденных Приказом Минэнерго РФ от 19.06.2003 года № 229 (далее - тестирование).

2.1.2. Процедура тестирования генерирующего оборудования должна удовлетворять следующим требованиям:

2.1.2.1. При тестировании должна быть проверена совместная работа основных агрегатов под нагрузкой.

2.1.2.2. Началом тестирования энергоустановки считается момент включения ее в сеть.

2.1.2.3. Тестирование оборудования по схемам, не предусмотренным проектом, а также на топливе, не являющимся основным топливом, предусмотренным проектом, не допускается.

2.1.2.4. Тестирование оборудования электростанций считается выполненным при условии нормальной и непрерывной работы основного оборудования в течение всего времени испытаний на основном топливе и с проектными параметрами пара для тепловых электростанций и атомных станций, газа – для газотурбинных установок (ГТУ), напором и расходом воды для гидроэлектростанции.

2.1.2.5. В случае если генерирующее оборудование вводится в эксплуатацию в составе пускового комплекса, пусковой комплекс должен включать в себя совокупность сооружений и объектов, отнесенных к отдельным энергоустановкам, либо к энергообъекту в целом, обеспечивающую нормальную эксплуатацию испытываемого оборудования при номинальных параметрах.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

2.1.2.6. Для ГТУ дополнительным обязательным условием тестирования является успешное проведение 10-ти, а для гидроагрегатов ГЭС и ГАЭС – 3-х пусков.

2.1.2.7. При тестировании должны быть включены предусмотренные проектом контрольно-измерительные приборы, блокировки, устройства сигнализации и дистанционного управления, защиты и автоматического регулирования, не требующие режимной наладки.

2.1.2.8. Тестирование генерирующего оборудования должно проводиться в соответствии с согласованной с СО программой испытаний или комплексного опробования (далее – программа испытаний).

2.1.3. Программа испытаний должна, в том числе, содержать условия проведения испытаний, необходимые для определения установленной (номинальной), фактической располагаемой мощности и иных технических параметров генерирующего оборудования для целей аттестации с учетом определенных в п.2.1.2, 2.1.4, 2.1.5 настоящего Порядка требований и включать в себя, в том числе:

- период времени, в рамках которого должны быть проведены испытания;
- объект контроля - единица генерирующего оборудования, группа единиц генерирующего оборудования или электростанция в целом;
- требования к графику нагрузки электростанции и испытываемого оборудования;
- указание на параметр(ы), подлежащий(е) регистрации по итогам испытаний.

В случае проведения испытаний для целей определения установленной (номинальной) мощности программа испытаний должна устанавливать методику приведения измеренной активной мощности к номинальным условиям, а также перечень параметров, подлежащих регистрации по результатам испытаний, необходимых для приведения.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

2.1.4. При проведении тестирования нового и модернизированного генерирующего оборудования действующей электростанции, в состав которой входит иное генерирующее оборудование в период тестирования, соответствующий несению нагрузки, необходимой для подтверждения номинальной мощности нового и модернизированного генерирующего оборудования, в работу должен быть включен полный состав генерирующего оборудования электростанции, готового к несению нагрузки, для подтверждения возможности несения полной нагрузки электростанции не менее 8 часов подряд.

В случае включения неполного состава оборудования программа испытаний должна содержать указание на эксплуатационное состояние такого оборудования. При этом мощность невключенного оборудования не учитывается при определении предельного объема поставки мощности (за исключением электростанций, указанных в п.2.1.5 настоящего Порядка).

2.1.5. Требования п. 2.1.4 не распространяются на новое или модернизированное оборудование ГЭС, а также энергоблочное генерирующее оборудование, вводимое или модернизируемое на ТЭС (АЭС), не имеющих в период проведения испытаний зарегистрированных в установленном порядке общегрупповых ограничений установленной мощности, распространяющих свое действие на тестируемое генерирующее оборудование.

Состав оборудования таких электростанций, включаемого в дополнение к тестируемому, должен быть определен программой испытаний. В случае включения неполного состава оборудования программа испытаний должна содержать обоснование отсутствия общегрупповых ограничений установленной мощности, распространяющих свое действие на тестируемое генерирующее оборудование.

2.1.6. В целях прямого или косвенного (посредством дорасчета) определения установленной (номинальной) мощности, фактической располагаемой мощности и предусмотренных обязательными требованиями или условиями договоров обязательной поставки фактических технических параметров генерирующего оборудования продолжительность и содержание программы испытаний

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

тестируемого оборудования должны предусматривать выполнение следующих требований:

2.1.6.1. Тестируемое оборудование должно быть загружено до верхнего предела регулировочного диапазона при соответствующих условиях тестирования (напор, расход на ГЭС, климатические параметры, величина отпуска тепла, начальные параметры пара и пр.), а при невозможности его достижения, до максимально возможной мощности, на период общей продолжительностью не менее 72-х (семидесяти двух) часов подряд при вводе оборудования в эксплуатацию, либо по окончании его модернизации (реконструкции), за исключением ГЭС и ГТУ, для которых проектом предусматривается работа в пиковых режимах.

При тестировании ГТУ, для которых проектом предусматривается работа в пиковых режимах, должно быть обеспечено непрерывное несение нагрузки в течение не менее 72 часов, в том числе не менее 8 часов подряд с максимальной нагрузкой.

При тестировании ГЭС, для которых проектом предусматривается работа в пиковых режимах, должно быть обеспечено непрерывное несение нагрузки в течение не менее 72 часов, в том числе не менее 18 часов с максимальной нагрузкой (тремя интервалами по 6 часов подряд).

2.1.6.2. Тестируемое новое и модернизированное оборудование должно быть разгружено до технологического минимума на период общей продолжительностью не менее 8-ми (восьми) часов подряд. Для паровых турбин и ПГУ испытания для определения указанного параметра должны проводиться в конденсационном режиме.

2.1.6.3. Тестируемое новое и модернизированное оборудование должно быть разгружено/загружено на полную величину регулировочного диапазона мощности не менее 4-х раз за период проведения испытаний с максимальной скоростью, предусмотренной паспортными характеристиками, с указанием в программе испытаний точного времени начала и окончания процедуры тестирования (одной или нескольких) указанного параметра для целей последующего его подтверждения данными системы обмена технологической информацией с автоматизированной системой СО (СОТИАССО).

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

2.1.6.4. Программа испытаний должна предусматривать измерения дополнительных фактических параметров (величины отборов пара, температуры наружного воздуха и т.д.), необходимых для определения установленной (номинальной) мощности путем проведения последующих дорасчетов, осуществляемых участником оптового рынка самостоятельно, либо с привлечением независимых экспертных организаций.

2.1.7. Для определения величины установленной (номинальной) мощности результаты замеров фактической располагаемой мощности в отношении каждого часа периода тестирования генерирующего оборудования, определенного п. 2.1.6.1 настоящего Порядка, должны быть приведены к нормальным (номинальным) условиям, определенным действующими ГОСТ (в отношении ТЭС – ГОСТ 24278-89, ГОСТ Р 52200-2004 (при температуре наружного (атмосферного) воздуха $+15^0$С), ГОСТ 27240-87), с использованием дорасчета или применением кривых поправок к мощности.

2.1.8. В случае проведения испытаний турбоагрегатов с противодавлением (типа «Р»), а также ГТУ, максимальная фактическая мощность которых зависит от наличия теплового потребителя (ГТУ–ТЭЦ) и фактической температуры наружного воздуха, в период отсутствия достаточного теплового потребления либо превышения фактической температуры наружного воздуха над определенной в ГОСТ нормальной величиной $+15^0$С (для ГТУ), установленная (номинальная) мощность должна быть определена расчетным путем с использованием энергетических характеристик и приведением маркировочной мощности к нормальным (номинальным) условиям, определенным действующими ГОСТ.

При этом для подтверждения величины установленной (номинальной) мощности в указанных случаях должны быть выполнены следующие условия:

– участником оптового рынка представлены СО энергетические характеристики, паспортные данные, инструкции по эксплуатации, а для ГТУ - также график зависимости электрической мощности от температуры наружного воздуха;

– фактически измеренная мощность при соответствующем сочетании внешних условий должна соответствовать мощности, определяемой при тех же самых условиях по энергетическим характеристикам.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

Положительная разница между дорасчитанным значением установленной (номинальной) мощности и фактическим зарегистрированным по результатам тестирования значением мощности регистрируется как ограничение мощности тестируемого генерирующего оборудования.

2.1.9. В случае невозможности выполнения требований настоящего Порядка по проведению тестирования полным составом оборудования электростанции вследствие невыполнения технологического присоединения к источнику газоснабжения или недостаточной пропускной способности электрической сети, по требованию участника оптового рынка может быть проведено тестирование отдельной единицы нового или модернизированного генерирующего оборудования для целей определения установленной (номинальной) мощности. При проведении такого вида тестирования установленная (номинальная) мощность нового и модернизированного генерирующего оборудования определяется в соответствии с требованиями настоящего раздела, фактическая располагаемая мощность (прирост располагаемой мощности в случае модернизации) тестируемой единицы генерирующего оборудования устанавливается равной нулю и аттестация такого оборудования не проводится.

2.1.10. В случае наличия ограничений по пропускной способности электрической сети или по топливу при проведении аттестации вновь вводимого (модернизируемого) оборудования, в отношении которого отсутствуют требования по проведению тестирования полным составом оборудования, установленная (номинальная) мощность нового (модернизированного) генерирующего оборудования определяется в соответствии с требованиями настоящего раздела, а фактическая располагаемая мощность определяется по электростанции в целом как сумма фактической располагаемой мощности тестируемой единицы генерирующего оборудования и предельного объема поставки ранее аттестованного оборудования электростанции, сниженная на величину указанных ограничений. При этом распределение фактической располагаемой мощности между ГТП генерации данной электростанции осуществляется по заявлению участника оптового рынка

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

2.2. Условия проведения испытаний действующего генерирующего оборудования.

2.2.1. Тестирование как отдельных единиц генерирующего оборудования, так и генерирующего оборудования электростанций в целом по основаниям, указанным в пп.1.1.3 – 1.1.6 настоящего Порядка, должно проводиться в соответствии с согласованной с СО программой испытаний, содержащей условия проведения испытаний, необходимые для определения установленной (номинальной), фактической располагаемой мощности и иных технических параметров генерирующего оборудования для целей аттестации и включать в себя, в том числе:

- период времени, в рамках которого должны быть проведены испытания;
- объект контроля - единица генерирующего оборудования, группа единиц генерирующего оборудования или электростанция в целом;
- требования к графику нагрузки электростанции и испытываемого оборудования;
- указание на параметр(ы), подлежащий(е) регистрации по итогам испытаний.

2.2.2. При проведении тестирования для целей определения фактической располагаемой мощности действующего генерирующего оборудования электростанции должно быть обеспечено несение максимальной нагрузки соответствующей единицы оборудования в течение не менее 8 часов, а для электростанций, в состав которых помимо указанной единицы входит иное генерирующее оборудование, либо в случае тестирования группы единиц генерирующего оборудования, в указанный период тестирования в работу дополнительно должен быть включен полный состав генерирующего оборудования электростанции, готового к несению нагрузки, и обеспечено несение полной нагрузки электростанции в течение не менее 8 часов подряд (за исключением электростанций, указанных в п.2.1.5 настоящего Порядка).

В случае включения неполного состава оборудования программа испытаний должна содержать указание на эксплуатационное состояние такого оборудования. При этом мощность невключенного оборудования не учитывается при определении

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

предельного объема поставки мощности (за исключением электростанций, указанных в п.2.1.5 настоящего Порядка).

2.2.3. При проведении тестирования для целей определения минимальной мощности (величины нижнего предела регулировочного диапазона) должна быть обеспечена разгрузка тестируемой единицы оборудования (поочередная разгрузка каждой единицы оборудования – в случае тестирования группы единиц оборудования) до технологического минимума на период общей продолжительностью не менее 4-х (четырех) часов подряд для каждой единицы оборудования. Для паровых турбин и ПГУ испытания для определения указанного параметра должны проводиться в конденсационном режиме.

2.2.4. При проведении тестирования для целей определения скорости изменения нагрузки (набора/сброса) внутри регулировочного диапазона оборудования должна быть обеспечена разгрузка/загрузка (поочередная разгрузка/загрузка каждой единицы оборудования – в случае тестирования группы единиц оборудования) на полную величину регулировочного диапазона мощности не менее 2 (двух) раз за период проведения испытаний с максимальной скоростью, предусмотренной паспортными характеристиками, с указанием в программе испытаний с точного времени начала и окончания процедуры тестирования (одной или нескольких) указанного параметра.

2.2.5. Определение величины установленной (номинальной) мощности на основании результатов замеров фактической располагаемой мощности тестируемой единицы генерирующего оборудования должно осуществляться с учетом требований п.п. 2.1.7 и 2.1.8 настоящего Порядка.

2.3. Участник оптового рынка не ранее чем за месяц и не менее чем за 15 рабочих дней до проведения испытаний представляет в соответствующий диспетчерский центр СО (далее – ДЦ СО) на согласование программу проведения испытаний. Данная программа рассматривается и согласовывается ДЦ СО в соответствии с Перечнем распределения объектов диспетчеризации ДЦ СО по стандартной процедуре рассмотрения программ испытаний генерирующего оборудования электростанций.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

2.4. Заявленный участником оптового рынка срок проведения испытаний может быть изменен по инициативе СО при прогнозе возникновения неблагоприятной режимной ситуации в ЕЭС России или ее частях, по причинам, не связанным с состоянием оборудования электростанции и (или) ее топливообеспечением, препятствующих проведению испытаний.

2.5. В случае отсутствия возможности включения генерирующего оборудования, в т.ч. поочередного, на параллельную работу с ЕЭС России, вне зависимости от причин отсутствия такой возможности, процедура тестирования генерирующего оборудования не осуществляется, фактические параметры такого генерирующего оборудования не устанавливаются, и величины предельного объема поставки мощности и установленной (номинальной) мощности определяются равными нулю.

2.6. Требования настоящего Порядка к оформлению и процедуре согласования с СО программ испытаний вновь вводимого в эксплуатацию генерирующего оборудования распространяются на программы проведения испытаний и комплексного опробования генерирующего оборудования, представляемые в НП «Совет рынка» для целей получения статуса субъекта ОРЭ, согласования условной ГТП и отнесения их к узлам расчетной модели и иных процедур, предусмотренных *Положением о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка генерирующего оборудования.*

3. Процедура подготовки и проведения испытаний генерирующего оборудования.

3.1. Участник оптового рынка при наличии согласованной СО программы 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*.

При необходимости проведения тестирования полным составом оборудования обязательным условием проведения тестирования является направление в СО не позднее 15 рабочих дней до начала месяца, в котором

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

предполагается тестирование, заявления на проведение испытаний для целей обеспечения возможности учета указанных испытаний при формировании месячного графика ремонтов.

3.2. 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* (Приложение № 4 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) не позднее 16 часов 30 минут суток Y-4 подает в СО уведомление о составе и параметрах оборудования, включаемого в соответствии с программой испытаний.

В течение периода, на который программой испытаний аттестуемого оборудования предусмотрена обязательная работа другого действующего оборудования электростанции, участвующего в отборе 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* (Приложение № 3 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток X-2 (для второй неценовой зоны – до 10 часов хабаровского времени суток X-1) подает в СО уведомление о составе и параметрах генерирующего оборудования, включаемого в соответствии с программой испытаний.

3.3. При проведении испытаний аттестуемого оборудования на действующей электростанции СО в течение операционных суток учитывает при формировании ПБР состав и параметры действующего оборудования в соответствии с утвержденной программой испытаний с учетом его фактического состояния.

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

При подтверждении готовности генерирующего оборудования к выработке электрической энергии в период проведения Испытаний значения снижения и(или) увеличения мощности включенного испытываемого генерирующего оборудования

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

в пределах изменения значений максимальной и минимальной мощности, установленных программой испытаний принимаются равными нулю.

3.4. Испытания проводятся в присутствии комиссии. Результаты испытаний могут быть учтены как результаты тестирования при условии включения в состав комиссии представителя СО.

Непосредственно на электростанции комиссия осуществляет контроль за ходом выполнения программы 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.

3.5. Контроль фактической располагаемой мощности и фактических параметров генерирующего оборудования в ходе испытаний должен производиться по данным СОТИАССО, соответствующей требованиям, установленным *Регламентом оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России* (Приложение № 9 к *Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка*).

В случае несоответствия (не полного соответствия) СОТИАССО установленным требованиям, для подтверждения данных фактической располагаемой мощности и фактических параметров оборудования по данным СОТИАССО необходимо наличие:

– представленной Коммерческим оператором (далее – КО) в СО информации о часовых величинах выработки электроэнергии объектом генерации за период проведения испытаний, переданной участником оптового рынка в базу КО от АИИС КУ,

– согласованных участником оптового рынка с СО требований к СОТИАССО данного объекта генерации, соответствующей требованиям, установленным *Регламентом оперативного*

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России.

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.

3.6. В случае, если по результатам испытаний не достигнуты прогнозировавшиеся в соответствии с программой испытаний значения располагаемой мощности и/или параметров генерирующего оборудования участник оптового рынка имеет право однократно потребовать их повторного проведения путем подачи в соответствующий ДЦ СО заявки с указанием предполагаемой даты повторных испытаний. При этом, если содержание программы повторных испытаний соответствует программе первичных испытаний, дополнительное согласование программы испытаний с ДЦ СО не требуется при условии указания в диспетчерской заявке на повторные испытания ссылки на согласованную ранее программу, а также времени начала и окончания процедуры тестирования скорости сброса/набора нагрузки в соответствии с п. 2.1.6.3 настоящего Порядка.

При получении указанной заявки ДЦ СО в согласованные сроки обеспечивает условия для проведения повторных испытаний.

3.7. По результатам проведения повторных испытаний для целей определения установленной (номинальной) мощности в качестве результата тестирования принимается максимальное значение установленной мощности, а для определения фактической располагаемой мощности и/или фактических значений параметров генерирующего оборудования в качестве результата испытаний принимается последний из полученных в двух сериях испытаний результат.

3.8. В случае если по результатам повторных испытаний вновь не были достигнуты прогнозировавшиеся значения располагаемой мощности и/или параметров генерирующего оборудования, проведение последующих испытаний возможно только после представления участником оптового рынка документов, подтверждающих проведение технических мероприятий, направленных на устранение выявленных нарушений в работе оборудования.

3.9. Результаты тестирования принимаются для целей аттестации только в случае если срок, прошедший с даты проведения каждого из испытаний до момента

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

предоставления результатов испытаний в СО, составляет не более 2 (двух) календарных месяцев.

4. Определение результатов тестирования (испытаний) генерирующего оборудования.

4.1. По результатам испытаний генерирующего оборудования, проведенных в порядке и на условиях, установленных настоящим Порядком, определяются:

4.1.1. Установленная (номинальная) мощность тестируемого оборудования при данных условиях, рассчитанная как среднее значение приведенной в соответствии с п.п. 2.1.7, 2.1.8 настоящего Порядка мощности за период не менее 72 (семидесяти двух) часов, в течение которых в соответствии с программой испытаний была запланирована загрузка до максимальной мощности.

Установленная (номинальная) мощность ПГУ определяется, в том числе, в отношении каждой генерирующей единицы, входящей в состав энергоустановки.

4.1.2. Фактическая располагаемая мощность тестируемого оборудования при данных условиях, рассчитанная как среднее значение мощности за период времени, в который в соответствии с программой испытаний была запланирована загрузка до максимальной мощности.

4.1.2.1. При отсутствии в программе испытаний требований включения полного состава оборудования электростанции, период, за который выполняется расчёт фактической располагаемой мощности должен составлять:

- не менее 72 часов подряд при тестировании единицы вновь вводимого или прошедшего процедуру модернизации оборудования (не относящегося к ГЭС, для которых предусмотрена работа в пиковых режимах);
- не менее 8 часов подряд при тестировании единицы (группы единиц) действующего генерирующего оборудования;
- не менее 18 часов (тремя интервалами по 6 часов подряд) при тестировании единицы оборудования ГЭС, для которых предусмотрена работа в пиковых режимах.

4.1.2.2. При тестировании единицы (группы единиц) оборудования электростанции с включением полного состава оборудования электростанции,

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

готового к несению нагрузки, предусмотренного программой испытаний, период, за который выполняется расчёт располагаемой мощности должен составлять не менее 8 часов подряд. Указанный восьмичасовой интервал должен быть единым для всех участвующих в испытаниях единиц генерирующего оборудования электростанции.

4.1.3. Минимальная мощность (величина нижнего предела регулировочного диапазона) тестируемого оборудования, при данных условиях определяемая как среднее значение мощности за период времени, в течение которого в соответствии с программой была запланирована разгрузка до минимальной мощности.

Величина технического минимума для энергоблочного оборудования устанавливается в соответствии с данными, установленными заводом-изготовителем.

4.1.4. Скорость изменения нагрузки (набора/сброса) внутри регулировочного диапазона тестируемого оборудования, определяемая как среднее значение скорости набора/сброса за период тестирования указанного параметра.

4.2. В случае если при проведении тестирования генерирующего оборудования в соответствии с требованиями настоящего Порядка подлежало включению иное действующее генерирующее оборудование, фактическая располагаемая мощность тестируемого генерирующего оборудования определяется:

4.2.1 для вновь вводимого или прошедшего реконструкцию (модернизацию) оборудования - равной разности между фактической располагаемой мощностью электростанции, зарегистрированной при проведении тестирования, и располагаемой мощностью действующего генерирующего оборудования, зарегистрированными за период проведения тестирования указанного состава оборудования, установленный п. 4.1.2.2 настоящего Порядка, но не выше фактической располагаемой мощности тестируемого генерирующего оборудования, зарегистрированной за период тестирования, установленный для данного типа оборудования в соответствии с п. 4.1.2.1 настоящего Порядка..

4.2.2. для действующего генерирующего оборудования (в том числе для целей подтверждения заявленных участником ОРЭ ограничений установленной мощности в соответствии с п.5.2.2 *Порядка установления соответствия*) - равной

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

фактической располагаемой мощности каждой единицы генерирующего оборудования, зарегистрированной за период проведения тестирования.

4.3. По результатам проведенных испытаний участник оптового рынка обеспечивает оформление в соответствии с требованиями законодательства РФ и настоящего Порядка и представляет СО следующие документы:

– документы (акты, отчеты, протоколы, программы испытаний и т.п.), содержащие информацию о продолжительности и результатах испытаний генерирующего оборудования, в том числе акты комплексного опробования (в случае проведения аттестации нового генерирующего оборудования, либо после окончания реконструкции или модернизации), акты результатов испытаний, оформленные по форме приложения 1 к настоящему Порядку, а также копии диспетчерских заявок на испытания (комплексное опробование);

– отчет (отчеты) о приведении результатов испытаний к нормальным (номинальным) условиям, а также о результатах дорасчета установленной (номинальной) мощности с указанием каждого этапа (в случаях, если такой дорасчет выполнялся при проведении тестирования);

– заверенные копии разрешительных и иных документов, подтверждающих наличие у организации, осуществлявшей испытания, разрешений и прав, необходимых в соответствии с действующим законодательством РФ для проведения соответствующих испытаний.

4.4. Участник оптового рынка обеспечивает направление в СО пакета документов, сформированного в соответствии п. 4.3 настоящего Порядка, а также иных документов, предусмотренных разделом 4 Регламента аттестации генерирующего оборудования, сопроводительным письмом, оформленным по форме приложения 3 к настоящему Порядку, не позднее:

– тринадцати рабочих дней до начала месяца, с которого ожидается изменение параметров генерирующего оборудования – для целей аттестации в случае изменения установленной мощности,

– пяти рабочих дней до начала месяца, с которого ожидается изменение параметров генерирующего оборудования – для целей аттестации в иных случаях

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

(изменение предельного объема поставки мощности, нижнего предела регулировочного диапазона, скоростей сброса/набора нагрузки),

– трех календарных дней месяца, следующего за месяцем, в котором подтверждаются ограничения – для целей подтверждения ограничений установленной мощности.

5. Порядок проведения тестирования генерирующего оборудования для целей аттестации по данным контроля готовности генерирующего оборудования

5.1. СО обязан инициировать процедуру тестирования генерирующего оборудования для целей аттестации при выявлении в соответствии с *Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (приложение № 13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка) фактов полного, либо частичного не выполнения участником оптового рынка обязательств по поддержанию генерирующего оборудования, ранее прошедшего процедуру аттестации, в состоянии готовности к выработке электроэнергии.

5.2. Основаниями для проведения тестирования генерирующего оборудования могут являться следующие события:

5.2.1. в процессе определения готовности генерирующего оборудования участника оптового рынка к выработке электрической энергии непрерывно в течение 180 (ста восьмидесяти) дней было зарегистрировано несоответствие значений максимальной и/или минимальной мощности, а также фактических параметров генерирующего оборудования техническим требованиям;

5.2.2. если по результатам осуществляемого СО мониторинга фактического эксплуатационного состояния оборудования установлены факты проведения ремонтных работ и (или) полного или частичного отсутствия основного и (или) вспомогательного оборудования, которые могут препятствовать включению генерирующего оборудования, находящегося в резерве или консервации более 6 (шести) месяцев;

5.2.3. при необходимости повторного проведения испытаний генерирующего оборудования в случаях, когда аттестация указанного оборудования была

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

осуществлена в период наличия сезонных факторов, снижающих значение располагаемой мощности генерирующего оборудования;

5.2.4. в иных случаях, когда у СО имеется информация о наличии не заявленных в СО в установленном порядке ограничений установленной мощности оборудования, находящегося в резерве или консервации.

Порядок мониторинга фактического эксплуатационного состояния оборудования определяется приложением №1 к *Порядку установления соответствия генерирующего оборудования участников ОРЭ техническим требованиям*.

5.3. При выявлении указанных в п. 5.2 настоящего Порядка обстоятельств соответствующий диспетчерский центр СО (далее ДЦ СО), в ведении которого находится генерирующее оборудование, уведомляет об этом исполнительный аппарат СО. Исполнительный аппарат СО направляет участнику оптового рынка и на электростанцию требование о необходимости подтверждения мощности генерирующего оборудования путем проведения его тестирования.

Участник оптового рынка должен выполнить предусмотренные разделами 2 и 3 настоящего Порядка процедуры в следующие сроки:

– в течение 3 (трех) месяцев с момента направления участнику оптового рынка указанного требования в случае выявления обстоятельств, указанных в п.5.2.1 настоящего Порядка,

– в течение 1 (одного) месяца с момента направления участнику оптового рынка указанного требования в случае, если при выявлении обстоятельств, указанных в п.5.2.2 настоящего Порядка, соответствующее генерирующее оборудование находилось в резерве,

– в течение 2 (двух) месяцев с момента направления участнику оптового рынка указанного требования в случае, если при выявлении обстоятельств, указанных в п.5.2.2 настоящего Порядка, соответствующее генерирующее оборудование находилось в консервации.

При направлении указанного требования СО может быть установлен более длительный срок для проведения тестирования генерирующего оборудования в случае, если проведение испытаний в установленный настоящим пунктом срок

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

невозможно по технологическим причинам (в том числе в связи с отсутствием тепловых нагрузок для генерирующего оборудования, используемого для производства тепловой и электрической энергии, наличием системных ограничений), не обусловленным неготовностью к работе генерирующего оборудования электростанции.

5.4. Результаты проведения Испытаний оформляются Актом результатов испытаний генерирующего оборудования в целях подтверждения фактической располагаемой мощности и/или параметров генерирующего оборудования по форме приложения № 2 (далее – Акт).

5.4.1.Акт должен быть составлен в 2 (двух) экземплярах в течение 12 (двенадцати) рабочих дней после проведения Испытаний.

5.4.2. В акте указываются:

– дата и место проведения Испытаний;

– наименование проверяемого участника оптового рынка с указанием генерирующего оборудования, подлежащего Испытаниям;

– указание на программу Испытаний и диспетчерские заявки, на основании которых проводились Испытания;

– результаты замеров фактической располагаемой мощности и/или параметров оборудования, по показаниям приборов СОТИАССО, коммерческого и технического учета;

– определенные по результатам Испытаний значения фактической располагаемой мощности и/или параметров генерирующего оборудования;

– подписи членов комиссии;

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

5.4.3. Один экземпляр Акта вручается представителю генерирующей компании, либо направляется посредством почтовой связи с уведомлением о вручении, которое приобщается к экземпляру Акта СО.

5.5. В случае если при проведении тестирования данные, содержащиеся в Реестре фактических параметров генерирующего оборудования, не были подтверждены, СО обязан внести изменения в Реестр фактических параметров

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

генерирующего оборудования и формируемый на его основе Реестр предельных объемов поставки мощности генерирующего оборудования путем корректировки ранее зарегистрированных в указанных реестрах значений соответствующих параметров на значения, зарегистрированные СО по результатам тестирования, начиная с текущего месяца.

6. Внесение изменений в Реестр фактических параметров и Реестр аттестованных объемов генерирующего оборудования.

СО в течение 10 (десяти) рабочих дней после завершения процедуры тестирования генерирующего оборудования и получения указанных в п. 4.3 и разделе 4 *Регламента аттестации генерирующего оборудования* документов, 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 в Реестр фактических параметров генерирующего оборудования либо об отказе во внесении представленных участником оптового рынка данных с уведомлением его о принятом решении, на основании проверки:

- соответствия представленных документов требованиям *Регламента аттестации генерирующего оборудования* и настоящего Порядка;

- соответствия представленной участником оптового рынка информации о результатах испытаний данным, имеющимся у СО, в том числе полученным посредством СОТИАССО и оформленным соответствующим ДЦ по форме, представленной в приложении 2 к настоящему Порядку;

- корректности определения полученных путем приведения результатов испытаний к нормальным (номинальным) условиям параметров генерирующего оборудования, указанных в п. 1.3 настоящего Порядка.

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

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

соответствия/несоответствия установленных по результатам испытаний фактических параметров договорным значениям.

Признак соответствия технических параметров генерирующего оборудования договорным значениям устанавливается в случае, если полученные по результатам испытаний значения фактических параметров тестируемого оборудования не ухудшают договорные значения (при наличии в договорах таких значений). В противном случае устанавливается признак несоответствия технических параметров договорным значениям.

Признак соответствия месторасположения генерирующего оборудования договорным значениям устанавливается на основании документов, представленных участником оптового рынка в соответствии с порядком, установленным соответствующим договором. В противном случае устанавливается признак несоответствия месторасположения договорным значениям.

На основании данных Реестра фактических параметров СО в порядке и сроки, определенные *Регламентом аттестации генерирующего оборудования*, формирует Реестр предельных объемов поставки мощности и направляет его Коммерческому оператору и извещает соответствующего участника оптового рынка о внесении данных (изменении данных) в Реестр предельных объемов поставки мощности.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

Приложение №1

к Порядку проведения тестирования
генерирующего оборудования для
целей аттестации

АКТ
результатов испытаний
в целях определения фактической располагаемой мощности и/или параметров генерирующего оборудования

_____
(наименование электростанции)

_____
(наименование собственника генерирующего оборудования)

(по данным заявителя)

г._____ «____ »_____ 20__г.

Испытания проведены в соответствии с Программой испытаний, утвержденной «___» _____ 20__ г. и диспетчерскими заявками №№ _____

Параметр[1)]	Значение[2)]			
	Электро станция	ТГ1[3)]	..	ТГn
		Тип[4)]		тип
Фактическая располагаемая мощность, МВт[5)]				
Нижний предел регулировочного диапазона, МВт[5)]/% от номинальной мощности				
Скорость набора нагрузки, МВт/мин				
Скорость снижения нагрузки, МВт/мин				

[1)] Таблица заполняется отдельно для каждого периода контроля измеряемого параметра в отношении единиц генерирующего оборудования, участвовавших в испытаниях в соответствии с программой испытаний. В таблицу вносится информация по каждым суткам, в течение которых в соответствии с программой испытаний проводились замеры соответствующего параметра.

[2)] Значения параметров должны быть указаны с точностью до третьего знака после запятой.

[3)] Указывается станционный номер оборудования.

[4)] Указывается тип оборудования.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

Интервал контроля параметра		Нагрузка			
		Электро станция	ТГ1[3)]	..	ТГn
			тип[4)]		тип
Контролируемый параметр (фактическая располагаемая мощность, нижний предел регулировочного диапазона, скорость изменения (набора/снижения) нагрузки)[5)]					
Дата…					
	00:00-01:00				
	01:00-02:00				
	…				
	23:00-24:00				
	ИТОГО[6)]				

Подписи членов комиссии:

[5)] фактическая располагаемая мощность электростанции определяется за выбранный в период тестирования интервал времени работы электростанции полным составом оборудования продолжительностью не менее 8 часов подряд.

фактическая располагаемая мощность единицы (группы единиц) оборудования определяется за выбранный в период тестирования интервал времени продолжительностью:

- не менее 72 часов подряд – для тестирования единицы вновь вводимого или прошедшего процедуру модернизации оборудования (не относящегося к ГЭС, для которых предусмотрена работа в пиковых режимах) при отсутствии в программе испытаний требований включения полного состава оборудования электростанции.
- не менее 18 часов (тремя интервалами по 6 часов подряд) – для тестирования единицы вновь вводимого или прошедшего процедуру модернизации оборудования ГЭС, для которых предусмотрена работа в пиковых режимах.
- не менее 8 часов подряд – для тестирования единицы (группы единиц) оборудования электростанции с включением полного состава оборудования электростанции, предусмотренного программой испытаний. Указанный восьмичасовой интервал должен быть единым для всех участвующих в испытаниях единиц генерирующего оборудования электростанции.
- не менее 8 часов подряд - для тестирования единицы (группы единиц) оборудования при отсутствии в программе испытаний требований включения полного состава оборудования электростанции.

Соответствующие интервалы в формате «с» «по» указываются в примечании к таблице и используется для последующей проверки результатов тестирования по данным СОТИАССО.

В качестве значения нагрузки за каждый часовой интервал указывается среднее интегральное значение нагрузки за соответствующий часовой интервал.

[6)] указывается среднее значение нагрузки за период контроля соответствующего параметра (фактическая располагаемая мощность, нижний предел регулировочного диапазона), среднее значение скорости изменения нагрузки за период контроля соответствующего параметра.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

Приложение №2

к Порядку проведения тестирования
генерирующего оборудования для
целей аттестации

АКТ
проверки соответствия представленных участником оптового рынка
данных о фактических параметрах генерирующего оборудования,
информации, имеющейся у СО*

_____
(наименование аттестуемого генерирующего оборудования)

_____
(наименование электростанции)

г._____ «____ »_____ 20___г.

Испытания проведены в соответствии с Программой испытаний, утвержденной «___» _____ 20__ г. и диспетчерскими заявками №№ _____

Интервал контроля параметра[1)]		Нагрузка по данным СОТИАССО			
		Электро станция	ТГ1	..	ТГn
Контролируемый параметр (фактическая располагаемая мощность, нижний предел регулировочного диапазона, скорость изменения (набора/снижения) нагрузки) [2)]					
Дата…					
	00:00-01:00				
	01:00-02:00				
	…				
	23:00-24:00				
	ИТОГО[3)]				

[1)] Таблица заполняется отдельно для каждого периода контроля измеряемого параметра в отношении единиц генерирующего оборудования, участвовавших в испытаниях в соответствии с программой испытаний. В таблицу вносится информация по каждым суткам, в течение которых в соответствии с программой испытаний проводились замеры соответствующего параметра.

[2)] В качестве значения нагрузки за каждый часовой интервал указывается среднее интегральное значение нагрузки по данным СОТИАССО за соответствующий часовой интервал..

[3)] указывается среднее значение нагрузки по данным СОТИАССО за интервал, указанный в качестве контролируемого периода в примечании к Акту результатов испытаний в целях определения фактической располагаемой мощности и/или параметров генерирующего оборудования (Приложение № 1 к Порядку проведения тестирования генерирующего оборудования для целей аттестации)

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

Нагрузка зарегистрирована по данным СОТИАССО, соответсвующей (частично соответствующей/не соответсвтующей) требованиям, установленным *Регламентом оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России.*

Подпись Главного диспетчера Филиала ОАО «СО ЕЭС» РДУ.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

Приложение № 3

к Порядку проведения тестирования
генерирующего оборудования
для целей аттестации

Типовая форма заявления об учете результатов испытаний генерирующего оборудования для целей аттестации и/или подтверждения заявленных ограничений установленной мощности

Члену Правления, директору
по управлению развитием ЕЭС
ОАО «СО ЕЭС»

Заявление.

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

- установить с *(первое число соответствующего месяца)* величину предельного объема поставки мощности и/или установленной мощности и/или параметров генерирующего оборудования в отношении *(наименование генерирующего оборудования, наименование ГТПГ, наименование электростанции)*;
- подтвердить заявленную на *(название месяца)* величину ограничений установленной мощности в отношении *(наименование генерирующего оборудования, наименование ГТПГ, наименование электростанции)*;
- изменить величину базовых ограничений установленной мощности в *(название месяца (-ев))* сезонного периода в отношении *(наименование генерирующего оборудования, наименование ГТПГ, наименование электростанции)*.

(ненужное исключить)

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

Приложения:

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

Перечень документов, прилагающихся к заявлению для целей подтверждения заявленной величины ограничений установленной мощности:

1. акт результатов испытаний;
2. программа испытаний;
3. копии диспетчерских заявок на проведения испытаний;
4. (иные приложения)

В случае если заявление направляется с целью изменить величину базовых ограничений по результатам проведенных ранее сезонных испытаний, указанные приложения повторно не представляются.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

Приложение 3

к Порядку установления соответствия
генерирующего оборудования участников
оптового рынка техническим требованиям

Методика определения максимальной мощности ГЭС

Регулировочная мощность ГЭС – это мощность, которую ГЭС 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, за исключением ГЭС, работающих по водотоку.

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

Регулировочная мощность ГЭС ($N_{ГЭС}^{рег}$, МВт) определяется по следующему алгоритму:

1. Суммарное время набора нагрузки из остановленного состояния до максимальной нагрузки всех гидрогенераторов ($t_{ГЭС}^{нагр}$, мин) определяется в соответствии со Сводной таблицей нормативных времен набора/сброса нагрузки по ГЭС, являющихся ГОУ различных уровней СО, утвержденной Директором по управлению режимов ЕЭС – Главным диспетчером.
2. Скорость набора нагрузки ГЭС определяется как отношение установленной мощности ГЭС ($N_{ГЭС}^{уст}$, МВт) к суммарному времени

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

набора нагрузки из остановленного состояния ГЭС до максимальной нагрузки всех гидрогенераторов ($\upsilon_{ГЭС}^{нагр} = \frac{N_{ГЭС}^{уст}}{t_{ГЭС}^{нагр}}$, МВт/мин).

3. Регулировочная мощность ГЭС ($N_{ГЭС}^{рег}$) рассчитывается как минимум из среднесуточной располагаемой мощности ГЭС ($N_{ГЭС}^{расп}$, МВт), определенной с учетом собственных ограничений установленной мощности, максимальной нагрузки ГЭС в целом, определяемой наличием ограничений на выдачу мощности в сеть, ($N_{ГЭС}^{сет}$, МВт) и произведения скорости набора нагрузки ГЭС ($\upsilon_{ГЭС}^{нагр}$) на 20 минут: $N_{ГЭС}^{рег} = \min\left\{N_{ГЭС}^{расп}, N_{ГЭС}^{сет}, 20 \cdot \upsilon_{ГЭС}^{нагр}\right\}$. Среднесуточная располагаемая мощность ГЭС ($N_{ГЭС}^{расп}$) равна среднеарифметическому значению располагаемой мощности ГЭС на каждый час суток, т.е. $N_{ГЭС}^{расп} = \frac{1}{24}\sum_{i=1}^{24} N_{ГЭС}^{расп,i}$. Регулировочная мощность ГЭС определяется без учета суточных ограничений по режимам водопользования. К ограничениям на выдачу мощности в сеть относятся ограничения на выдачу мощности с шин ГЭС 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), при этом ремонтные схемы, влияние нагрузки других электростанций в соответствующем энергорайоне не учитываются.
4. Регулировочная мощность j-той ГТП ГЭС ($N_{ГТП}^{j\,рег}$, МВт) определяется исходя из двух условий:

- сумма регулировочных мощностей j-тых ГТП ГЭС ($N_{ГТП}^{j\,рег}$) должна быть равна регулировочной мощности ГЭС ($N_{ГЭС}^{рег}$) в целом, то есть $N_{ГЭС}^{рег} = \sum_{ГТП \in ГЭС} N_{ГТП}^{j\,рег}$.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

- регулировочная мощность j-той ГТП ГЭС ($N_{ГТП}^{j\,рег}$) не должна превышать среднесуточную располагаемую мощность j-той ГТП ГЭС ($N_{ГТП}^{j\,рас}$, МВт), то есть $N_{ГТП}^{j\,рег} \le N_{ГТП}^{j\,расп}$.

Пиковая мощность ($N_{ГТП}^{j\,пик}$, МВт) – определяется по каждой *j*-той ГТП ГЭС как максимум из нуля и разности регулировочной мощности *j*-той ГТП ГЭС и восьмичасовой мощности *j*-той ГТП ($N_{\max,X}^{j\,ГЭС,8}$, МВт): $N_{ГТП}^{j\,пик} = \max\left\{0, N_{ГТП}^{j\,рег} - N_{\max,X}^{j\,ГЭС,8}\right\}$. Пиковая мощность ГТП ГЭС ($N_{ГТП}^{j\,пик}$), работающих по водотоку, принимается равной нулю.

Пиковая мощность *j*-той ГТП ГЭС заявляется участником оптового рынка в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданных в СО не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток Х-2.

Восьмичасовая мощность *j*-той ГТП гидроэлектростанции – это максимальная мощность *j*-той ГТП ГЭС, с которой генерирующее оборудование данной *j*-той ГТП ГЭС может проработать не менее 8 часов в сутки Х. Восьмичасовая мощность *j*-той ГТП ГЭС заявляется участником оптового рынка в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования, поданных в СО не позднее 16 часов 30 минут московского времени суток Х-2. Восьмичасовая мощность *j*-той ГТП ГЭС определяется для каждой гидроэлектростанции, являющейся участницей оптового рынка.

Восьмичасовая мощность *j*-той ГТП ГЭС ($N_{\max,X}^{j\,ГЭС,8}$, МВт) определятся по следующему алгоритму:

I. Для ГЭС, не являющимися водоточными, для которых Регулятором водных режимов не установлен среднесуточный или средний за период расход воды в нижний бьеф ГЭС ($Q_{ГЭС}^{ср.сут.}$, м^3/с) восьмичасовая мощность *j*-той ГТП ГЭС определяется в следующем порядке:

   1) Для каждого гидроагрегата (далее – ГА) ГЭС, в том числе для находящегося в ремонте, по расходной и/или эксплуатационной характеристике (далее характеристика) определяется максимальная мощность ГА ($N_{\max,X}^{ГА}$, МВт), соответствующая

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

фактическому среднесуточному напору ($H_{агр}$, м) за прошедшие сутки Х-3. При расчете используется напор (брутто или нетто), соответствующий напору, для которого построена характеристика ГА.

2) В соответствии с количеством ГТП на ГЭС по каждой *j*-той ГТП ГЭС определяется максимальная расчетная мощность *j*-той ГТП ГЭС ($N_{расч,X}^{j^{ГЭС,8}}$, МВт) как сумма максимальных мощностей всех ГА, входящих в данную ГТП, $N_{расч,X}^{j^{ГЭС,8}} = \sum_{ГА \in ГТП^j} N_{\max,X}^{ГА}$ (МВт).

3) Восьмичасовая мощность *j*-той ГТП ГЭС ($N_{\max,X}^{j^{ГЭС,8}}$) рассчитывается как минимум из максимальной расчетной мощности *j*-той ГТП ГЭС ($N_{расч,X}^{j^{ГЭС,8}}$) и регулировочной мощности *j*-той ГТП ГЭС ($N_{ГТП}^{j^{рег}}$): $N_{\max,X}^{j^{ГЭС,8}} = \min\left\{N_{расч,X}^{j^{ГЭС,8}}, N_{ГТП}^{j^{рег}}\right\}$.

II. Для ГЭС, не являющимися водоточными, для которых Регулятором водных режимов установлен внутрисуточный и/или среднесуточный и/или средний за период расход воды в нижний бьеф ГЭС ($Q_{ГЭС}^{ср.сут.}$, м^3/с) восьмичасовая мощность *j*-той ГТП ГЭС определяется в следующем порядке:

1) Определяется минимальный внутрисуточный расход воды в нижний бьеф ГЭС ($Q_{ГЭС}^{мин.доп.}$, м^3/с) как максимальная величина из следующих минимальных внутрисуточных расходов ($Q_{ГЭС}^{мин.доп.} = \max\left\{Q_{ГЭС}^{мин.Правила}, Q_{ГЭС}^{мин.Регулятор}, Q_{ГЭС}^{мин.Заявл.}\right\}$):

   a. минимально допустимый расход в нижний бьеф ГЭС в период года соответствующий расчетным суткам Х согласно Правилам использования водных ресурсов водохранилища ($Q_{ГЭС}^{мин.Правила}$, м^3/с);

   b. минимально допустимый расход в нижний бьеф ГЭС, установленный Регулятором водных режимов на расчетные сутки Х ($Q_{ГЭС}^{мин.Регулятор}$, м^3/с);

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

c. минимально допустимый расход в нижний бьеф ГЭС на планируемые сутки X заявленный участником оптового рынка ($Q_{ГЭС}^{мин.Заявл.}$, м^3/с).

2) Максимально возможный расход через гидроагрегаты ГЭС ($Q_{ГЭС}^{макс.доп.}$, м^3/с), определяется по формуле $Q_{ГЭС}^{макс.доп.} = \frac{24 \cdot Q_{ГЭС}^{ср.сут.} - 16 \cdot Q_{ГЭС}^{мин.доп.}}{8} = 3 \cdot Q_{ГЭС}^{ср.сут.} - 2 \cdot Q_{ГЭС}^{мин.доп.}$. Если Регулятором водных режимов установлен средний за период расход воды в нижний бьеф ГЭС, то среднесуточный расход воды в нижний бьеф ГЭС ($Q_{ГЭС}^{ср.сут.}$) принимается равным среднему за период во все сутки периода независимо от установленных Регулятором водных режимов среднесуточных и внутрисуточных расходов воды в нижний бьеф ГЭС. Если Регулятором водных режимов установлен только внутрисуточный расход воды в нижний бьеф ГЭС, то среднесуточный расход воды в нижний бьеф ГЭС ($Q_{ГЭС}^{ср.сут.}$) принимается равным средневзвешенному расходу за сутки. Расходы воды на фильтрацию и шлюзование не учитываются. Если Регулятором водных режимов задан диапазон расходов, то в качестве установленного Регулятором водных режимов среднесуточного расхода воды в нижний бьеф ГЭС ($Q_{ГЭС}^{ср.сут.}$) берется верхняя граница установленного диапазона. Если среднесуточный расход гидроузла с ГЭС, установленный Регулятором водных режимов превышает максимальный турбинный расход ГЭС ($Q_{турб.ГЭС}^{макс}$, м^3/с), то в качестве среднесуточного расхода воды в нижний бьеф ГЭС ($Q_{ГЭС}^{ср.сут.}$) берется максимальный турбинный расход ГЭС ($Q_{турб.ГЭС}^{макс}$) соответствующий фактическому среднесуточному напору за сутки X-3 ($H_{агр}$).

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

3) Для выбранного участником оптового рынка состава ГА ГЭС (*S*) (вне зависимости от нахождения ГА в ремонтах) по характеристике определяется мощность ГА ($N^{ГА}_{макс,X}$, МВт), соответствующая фактическому среднесуточному напору ($H_{агр}$) за прошедшие сутки Х-3 и возможному расходу воды через ГА ГЭС ($Q_{ГА}$, м^3/с), с учетом ограничений мощности по турбине и генератору. При этом сумма возможных расходов воды через ГА для выбранного участником оптового рынка состава ГА ГЭС (*S*) должна равняться максимально возможному расходу воды через гидроагрегаты ГЭС ($Q^{макс.доп.}_{ГЭС}$): $\sum_{ГА \in S} Q_{ГА} = Q^{макс.доп.}_{ГЭС}$. При расчете используется напор (брутто или нетто), соответствующий напору, для которого построена характеристика ГА.

4) Дальнейший расчет происходит в соответствии с пп. 2) и п3) п. I данного Приложения.

III. Для водоточных ГЭС восьмичасовая мощность *j*-той ГТП ГЭС определяется в следующем порядке:

1) Максимально возможный расход через гидроагрегаты ГЭС ($Q^{макс.доп.}_{ГЭС}$, м^3/с), равен минимальному внутрисуточному расходу воды в нижний бьеф ГЭС ($Q^{мин.доп.}_{ГЭС}$, м^3/с). Минимальный внутрисуточный расход воды в нижний бьеф ГЭС ($Q^{мин.доп.}_{ГЭС}$) равен среднесуточному фактическому расходу воды ГЭС за прошедшие сутки Х-3 – $Q^{ср.сут.факт}_{ГЭС}$, то есть $Q^{макс.доп.}_{ГЭС} = Q^{мин.доп.}_{ГЭС} = Q^{ср.сут.факт}_{ГЭС}$.

2) Дальнейший расчет происходит в соответствии с пп. 3) и 4) п. II данного Приложения. При этом, поскольку для водоточных ГЭС не определяется регулировочная мощность ($N^{рег}_{ГЭС}$), то действие пп. 3) п. I данного Приложения на них не распространяется.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru

При отсутствии расходных и/или эксплуатационных характеристик, в качестве временной меры, применяется формула:

$$N_{расч,k}^{j\,ГЭС,8} = \frac{9{,}81}{1000} \sum_{агр \in ГЭС} \eta_{агр} \cdot Q_{агр}^{\max} \cdot H_{агр}\text{, (МВт)}$$

где $Q_{агр}^{\max}$ и $H_{агр}$ определяются в соответствии с вышеизложенным алгоритмом, $\eta_{агр}$ – коэффициент полезного действия (далее КПД) ГА. КПД ГА считается равным 80%.

Если ГЭС не предоставлена в СО информация по фактическому среднесуточному напору, то восьмичасовая мощность и пиковая мощности всех ГТП ГЭС принимается равной нулю. При невозможности определения максимально возможного расхода воды через ГА ГЭС, влияющего на расчет восьмичасовой мощности, восьмичасовая и пиковая мощности принимаются равными 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.

Напечатано с сайта ОАО «СО ЕЭС» www.so-ups.ru