

**УТВЕРЖДАЮ**

Заместитель Председателя Правления  
ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС»

\_\_\_\_\_  
Н.Г. Шульгинов

«30» октября 2006 г.

**ПОРЯДОК**

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

МОСКВА

2006

## Оглавление

1. Область применения .....	3
2. Порядок контроля и критерии оценки участия электростанций в общем первичном регулировании частоты электрического тока .....	3
2.1 Регистрация типа участия в ОПРЧ .....	3
2.2. Регистрация факта участия в ОПРЧ .....	5
2.3. Критерии оценки участия электростанций в ОПРЧ .....	6
2.4. Порядок оценки участия электростанций в ОПРЧ .....	10
2.5. Технические условия обеспечения мониторинга участия электростанций (энергоблоков, очередей) в ОПРЧ .....	12
3. Порядок контроля и критерии оценки участия электростанций в предоставлении диапазона регулирования реактивной мощности .....	14
4. Порядок контроля и критерии оценки участия ГЭС во вторичном регулировании .....	17
4.1. Технические условия обеспечения мониторинга участия ГЭС в оперативном вторичном регулировании .....	19
4.2. Технические условия обеспечения мониторинга участия ГЭС в автоматическом вторичном регулировании .....	20
4.3. Оценка участия ГЭС во вторичном регулировании .....	21
5. Критерии и порядок оценки готовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии .....	22
5.1. Определение установленной мощности .....	22
5.2. Определение располагаемой мощности .....	23
5.3. Определение плановой максимальной мощности .....	23
5.4. Определение максимальной мощности, готовой к несению нагрузки .....	25
5.5. Определение фактической максимальной мощности .....	27
Список сокращений и обозначений .....	29
Список регламентирующих документов .....	30

## **1. Область применения**

Настоящий Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям (далее *Порядок установления соответствия*) разработан в соответствии с Правилами оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода, и определяет порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка электроэнергии и мощности (далее ОРЭ) утвержденным ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» (далее СО) Техническим требованиям к генерирующему оборудованию участников ОРЭ (далее Технические требования) [3].

Положения настоящего *Порядка установления соответствия* распространяются на всех участников ОРЭ, владеющих на праве собственности или ином законном основании генерирующим оборудованием и обязательны для выполнения всеми участниками ОРЭ независимо от территориального расположения по ценовым и/или неценовым зонам.

Все необходимые значения и показатели, определяемые и устанавливаемые в соответствии с настоящим *Порядком установления соответствия*, передаются в НП «АТС» в объеме и в сроки, установленные *Регламентом определения готовности генерирующего оборудования участников оптового рынка к выработке электроэнергии* [2].

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

СО оценивает участие генерирующего оборудования (далее ГО) в общем первичном регулировании частоты (далее ОПРЧ) на основании исходной информации о включенном генерирующем оборудовании, представленной участниками ОРЭ в соответствии с *Техническими требованиями*, данных систем мониторинга о режиме работы электростанций и энергосистем.

### **2.1 Регистрация типа участия в ОПРЧ**

На основе информации, представленной участниками ОРЭ в соответствии с пунктом 2.1 *Технических требований*, а в случае непредставления (неполного представления) указанной информации на основании имеющихся в распоряжении

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

СО данных регистрируется по каждой единице генерирующего оборудования участника ОРЭ тип участия генерирующего оборудования в ОПРЧ:

- генерирующее оборудование, *готовое к участию в ОПРЧ*, в отношении генерирующего оборудования для которого не зарегистрирован тип генерирующее оборудование, *не готовое к участию в ОПРЧ* или генерирующее оборудование, *не имеющее подтвержденной технической возможности участия в ОПРЧ*;
- генерирующее оборудование, *не готовое к участию в ОПРЧ*, в случае если участник ОРЭ заявил о неготовности к участию в ОПРЧ данного генерирующего оборудования и предоставил подтверждающие документы (паспортные данные, проектная документация, технические обоснования, результаты испытаний, уведомления заводов изготовителей, заключения специализированных организаций и т.д.), а также по генерирующему оборудованию, имевшего тип «*готовое к участию в ОПРЧ*», для которого за период актуальности указанного типа 3 раза было зарегистрировано неучастие (участие, не удовлетворяющее *Техническим требованиям*) в ОПРЧ, до момента подтверждения готовности участия оборудования в ОПРЧ;
- генерирующее оборудование, *не имеющее технической возможности участия в ОПРЧ*.

В соответствии с Регламентом определения готовности генерирующего оборудования участников ОРЭ к выработке электрической энергии невозможность участия ГО в ОПРЧ может быть зарегистрирована СО в следующих случаях:

- а) для турбин типа «Р» и «ПР»;
- б) в период прохождения осенне-зимнего отопительного сезона – для всех турбоагрегатов ТЭЦ типов «Т», «ПТ» и «ПТР», работающих только в теплофикационном режиме (с полностью закрытой диафрагмой) и не имеющих технической возможности участия в ОПРЧ, случае если неучастие данного ГО в ОПРЧ оформлено диспетчерской заявкой в соответствующий диспетчерский центр СО с указанием периода неучастия;

- в) для электростанций, оформивших в установленном порядке Акты временных отступлений от ПТЭ и утвердившие планы мероприятий (сетевые графики) по обеспечению участия генерирующего оборудования в ОПРЧ в течение всего согласованного срока выполнения таких мероприятий;
- г) для оборудования, не имеющего возможности участия в ОПРЧ по причине проектных технологических особенностей режимов работы такого оборудования, при условии представления подтверждающих документов (паспортные данные, проектная документация, технические обоснования, результаты испытаний, уведомления заводов изготовителей, заключения специализированных организаций и т.д.).

Тип генерирующего оборудования, зарегистрированного как *готовое к участию* в ОПРЧ, может быть изменен по инициативе СО:

- если при проведении качественной оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ для случаев резких отклонений частоты в ЕЭС в пределах от 0,05 до 0,2 Гц было выявлено систематическое (более 50 % случаев за год) неучастие в первичном регулировании данного оборудования (отсутствие требуемого изменения мощности при указанных отклонениях частоты);
- если при определении количественной оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ для случаев отклонения частоты более 0,2 Гц от номинальной зафиксировано 3 подряд случая неучастия (неудовлетворительного участия) в ОПРЧ.

## 2.2. Регистрация факта участия 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 Системного оператора, в соответствии с *Техническими требованиями*;

- расследования случаев значимого изменения частоты электрического тока (превышающих  $\pm 0,2$  Гц);
- результатов выборочных проверок готовности электростанций к участию в ОПРЧ путем проведения испытаний, в т.ч. с привлечением специализированных организаций..

### 2.3. 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:

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

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:

- $\Delta f_p = 0$  при отклонениях частоты не превышающих зону нечувствительности ( $f_{нч}$ , Гц) системы регулирования;

- $\Delta f_p \neq 0$  при отклонениях частоты превышающих зону нечувствительности (по абсолютной величине менее текущего отклонения частоты  $\Delta f = f - f_{\text{ном}}$  на величину нечувствительности).

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

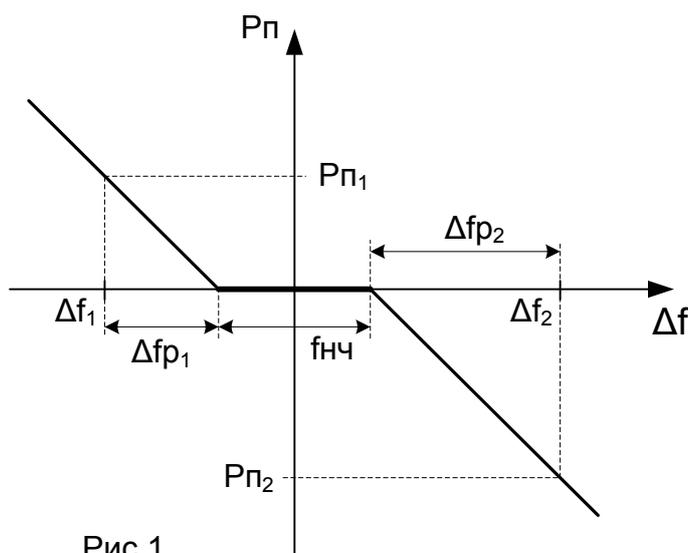


Рис.1

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

$$P_{\text{тп}} = -\frac{200}{S\%} \cdot \Delta f_p, \% \quad (3).$$

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

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

В связи с этим при нахождении текущей частоты в интервале:

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

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

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

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

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

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

При отклонениях частоты до максимально допустимых значений ( $\pm 0,20$  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:

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

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

При аварийных отклонениях частоты до  $\pm 0,40$  Гц в тех же условиях:

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

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

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

При нормальных режимах работы энергосистемы (при отклонениях частоты менее  $\pm 0,20$  Гц) контроль носит качественный справочный 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  $\pm 0,20$  Гц и более. Оценка производится путем сравнения

величин фактического и требуемого изменения мощности энергоблоков, электростанций при зафиксированном отклонении частоты.

Оценка производится в отношении генерирующего оборудования, для которого зарегистрирован тип *готовое к участию в ОПРЧ*, в соответствии с действующим *Регламентом определения готовности генерирующего оборудования участников ОРЭ к выработке электроэнергии* [3].

При мониторинге следует учитывать, что на электростанциях, участвующих в ОПРЧ, не размещается первичный резерв, в связи, с чем участие их 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, указанной в *Технических требованиях* для ТЭС различного типа и ГЭС:

- если при возникновении аварийной ситуации максимальное отклонение частоты, превышающее  $\pm 0,20$  Гц, зафиксировано только в начальный момент времени, то расчетные величины отклонения частоты и фактической первичной мощности электростанций ОПРЧ 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), составляет  $0,5P_n$  и  $0,7P_n$  для ТЭС и для ГЭС соответственно. Если при этом последующее отклонение частоты превышает  $\pm 0,20$  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*, соответствующая текущим времени и отклонению частоты;
- если при возникновении аварийной ситуации максимальное отклонение частоты, превышающее  $\pm 0,20$  Гц, зафиксировано через время 0,5 и более минут, то расчетные величины отклонения частоты и фактической первичной мощности электростанций ОПРЧ вычисляются по данным систем

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

мониторинга как средние значения на интервале  $(t_{\max}-10\text{сек})\leq t_{\max}\leq(t_{\max}+10\text{сек.})$ , 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 для ТЭС и для ГЭС, представленным в *Технических требованиях*, для времени от начала аварии до  $t_{\max}$ ;

- величины исходной мощности энергоблоков, электростанций и исходной частоты принимается 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 ОРЭ, 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.

#### **2.4. 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 ГО в ОПРЧ. Неучастие ГО в ОПРЧ фиксируется при отсутствии соответствующей реакции на указанные в п. 2.3. настоящего *Порядка установления соответствия* отклонения частоты.

Для генерирующего оборудования, имеющего тип *готовое к участию в ОПРЧ*, показатель участия ГО в ОПРЧ устанавливается по следующему правилу:

- «1», если в течение месяца:

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

- а) не возникало условий участия генерирующего оборудования в ОПРЧ либо ГО было отключено;
  - б) не было зафиксировано неучастие (неудовлетворительное участие) ГО в ОПРЧ при возникновении условий участия;
  - в) зафиксированное неучастие (неудовлетворительное участие) было вызвано техническим ограничением ГО на выдачу первичной мощности, а также при невозможности участия ГО в ОПРЧ из-за проведения ремонтных работ по заявке;
- «0» в остальных случаях.

Генерирующее оборудование, имеющее тип *готовое к участию в ОПРЧ* и для которого за отчетный месяц показатель фактического участия в ОПРЧ был установлен равным нулю (неудовлетворительное участие), сохраняют тип *готовое к участию в ОПРЧ* до тех пор, пока не будет зафиксировано три подряд случая неучастия (неудовлетворительного участия) ГО в ОПРЧ. В таком случае для ГО устанавливается тип *не готовое к участию в ОПРЧ* до момента подтверждения готовности к участию в ОПРЧ, с последующей возможностью изменения типа ГО *не готовое к участию в ОПРЧ* на тип *не имеющее технической возможности участия в ОПРЧ* при составлении Акта о временном отступлении от ПТЭ [2] и утверждении плана мероприятий по обеспечению участия данного ГО в ОПРЧ, либо на тип *готовое к участию в ОПРЧ* при подтверждении готовности к участию в ОПРЧ.

ГО, сменившее в течение отчетного месяца свой тип (*не готовое, не имеющее технической возможности*) на тип *готовое к участию в ОПРЧ*, считается готовым к участию в ОПРЧ с первого числа отчетного месяца. При этом оценка участия такого ГО в ОПРЧ производится с момента его фактической готовности к участию в ОПРЧ, а интегральный показатель участия устанавливается за отчетный месяц.

Систематическое неучастие ГО в ОПРЧ (более 50% случаев в году) при резких отклонениях частоты в ЕЭС на величину  $\pm 0,05 \div 0,2$  Гц от номинальной является основанием для проверки ГО на готовность к ОПРЧ, по результатам которой ГО может быть установлен тип *не готовое к участию в ОПРЧ* или же сохранить свой тип *готовое к участию в ОПРЧ*.

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

По окончании месяца по каждой ГТПГ участников ОРЭ формируются следующие данные:

- суммарное значение мощности  $N_{III}$  генерирующего оборудования, имеющего тип *готовое к участию в ОПРЧ*, в отношении которого установлен интегральный показатель участия в ОПРЧ равный нулю;
- суммарное значение мощности  $N_{II}$  генерирующего оборудования, имеющего тип *не готовое к участию в ОПРЧ*;
- суммарное значение мощности  $N_{IV}$ , генерирующего оборудования, имеющего тип *не имеющее технической возможности участия в ОПРЧ*.

## 2.5. Технические условия обеспечения мониторинга участия электростанций (энергоблоков, очередей) 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  $\Delta f$ , Гц от номинального значения

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

- Отклонение текущей мощности энергоблока  $P$  от планового значения  $P_0$  (то есть текущая первичная мощность энергоблока  $P_{II}$ )

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

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.

На рис 2 приведен пример шаблона для ОПРЧ.

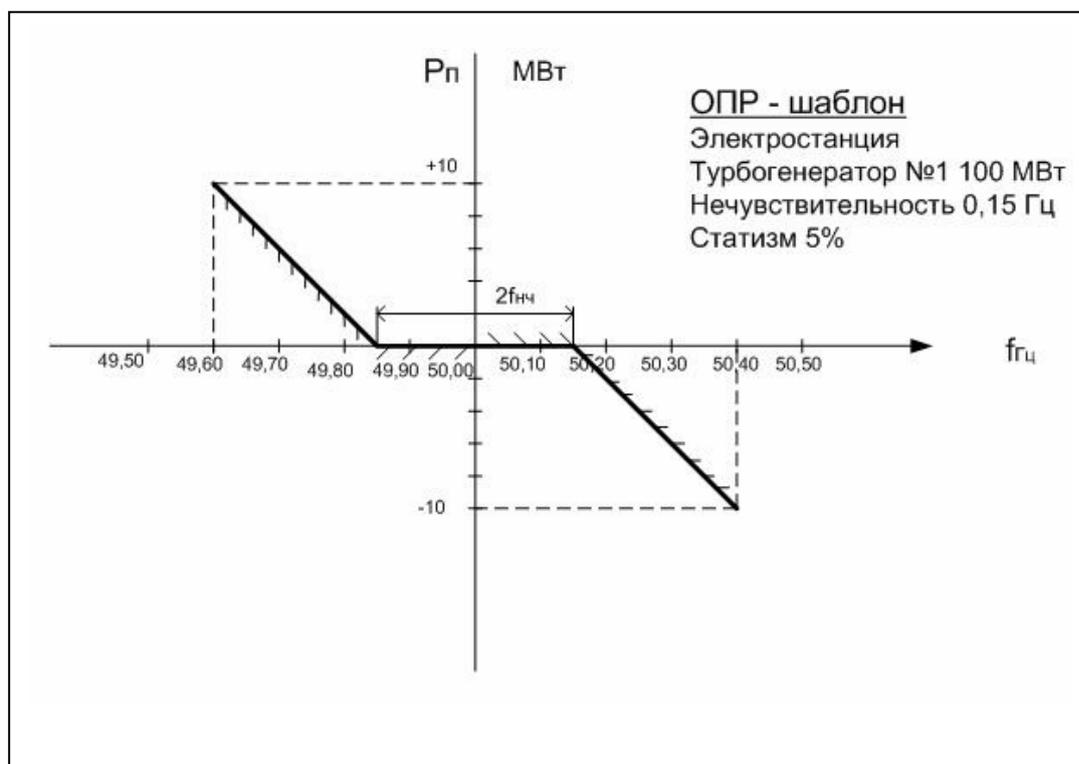


Рис 2

#### 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  $\pm 0,20$  Гц и более должны храниться в виде архивов не менее 1 года.

Данные мониторинга должны направляться по запросу в соответствующий диспетчерский центр СО и НП «АТС».

На диспетчерских пунктах Системного оператора и его филиалов должен быть организован текущий непрерывный мониторинг участия в ОПРЧ каждой электростанции, находящейся в соответствующей операционной зоне.

#### Измеряется и фиксируется в базе данных ОИК:

- Текущая мощность электростанций и энергоблоков с максимальной возможной точностью (не хуже 1% от номинальной) и с задержкой не более 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  $\pm 0,20$  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 каждого 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 ОРЭ в соответствии с *Техническими требованиями*.

Диапазон регулирования реактивной мощности каждого 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 ОРЭ данными.

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

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

Предоставление диапазона регулирования реактивной мощности генерирующим оборудованием участника ОРЭ характеризуется следующими показателями:

- $R_{j,m}^{\text{duan}}$  – показатель снижения диапазона регулирования реактивной мощности;
- $R_{Q_{j,m}}^{\text{пост}}$  – показатель фактического предоставления диапазона регулирования реактивной мощности по ГТПГ  $j$  в отчетном месяце  $m$ , определяемый на основании сформированных СО данных об отданных командах на изменение режима работы генерирующего оборудования участника ОРЭ по реактивной мощности –  $V_{\text{com}}$  и фактах их исполнения –  $b_{\text{пcom}}$ .

В случае заявленного участником ОРЭ сокращения диапазона регулирования реактивной мощности относительно диапазона, определенного СО по состоянию на 01.01.2006, СО регистрирует показатель снижения диапазона регулирования реактивной мощности оборудования с участника ОРЭ ( $R_{s,m}^{\text{duan}}$ ):

$$R_{s,m}^{\text{duan}} = \frac{Q_{\text{акт}}^{\text{duan}}}{Q_{\text{нач}}^{\text{duan}}} \quad (13),$$

где  $Q_{\text{нач}}^{\text{duan}}$  Мвар – значение диапазона регулирования реактивной мощности по состоянию на 01.01.2006 или установленное после изменения номинальной активной мощности (например, при перемаркировке).

$Q_{\text{акт}}^{\text{duan}}$  Мвар - актуальное средневзвешенное значение диапазона регулирования реактивной мощности после его снижения, определяемое соотношением:

$$Q_{\text{акт}}^{\text{duan}} = \frac{\sum_{i=1}^k (Q_{\text{акт},i}^{\text{duan}} \times N_i)}{N_{\text{мес}}}, \quad (14)$$

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;

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

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

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

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

$$R_{j,m}^{диап} = \frac{\sum_{s=1}^N Q_{акт}^{диап}}{\sum_{s=1}^N Q_{нач}^{диап}} \quad (15),$$

где  $N$  – общее количество генерирующего оборудования в ГТП  $j$ .

Фиксации 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 ОРЭ в отчетном месяце  $m$  СО определяет:

- общее количество отданных в отчетном месяце  $m$  команд на изменение режима работы по реактивной мощности ( $V_{com}$ );
- количество полностью/частично неисполненных в отчетном месяце  $m$  команд на изменение режима работы по реактивной мощности ( $b_{ncom}$ ).

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  $\pm 2$  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

#### **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 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 ГО ГЭС в оперативном вторичном регулировании производится с использованием систем мониторинга, действующих на основе оперативно-информационных комплексов СО, 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 ГТПГ 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 ГО ГЭС во вторичном регулировании (оперативное и/или автоматическое) и регистрируются команды на изменение активной мощности ГЭС оперативного вторичного регулирования.

Для оценки участия ГО 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 и скорости изменения мощности электростанций в пределах заданного вторичного резерва со знаком и значением команд на изменение мощности.

Контроль и регистрация фактов неучастия ГО ГЭС в оперативном вторичном регулировании осуществляется диспетчером в случае невыполнения полученной команды за время, определенное для генерирующего оборудования ГЭС в соответствии с *Техническими требованиями*. Все команды диспетчера по изменению активной мощности ГЭС рассматриваются как участие во вторичном регулировании частоты и потоков мощности.

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

- Время начала исполнения команды диспетчера.
- Отклонение от заданной скорости изменения активной мощности.
- Точность поддержания заданной величины активной мощности.

Невыполнением диспетчерской команды считается отклонение хотя бы одного из критериев за допустимые пределы.

В случае введения Министерством природных ресурсов Российской Федерации ограничений по режиму водопользования участие ГЭС во вторичном регулировании регистрируется с учетом введенных ограничений.

При отклонении нагрузки ГЭС более чем на 2% от диспетчерского графика или от заданной диспетчерской командой величины нагрузки ГЭС и невыполнении ГЭС полученной диспетчерской команды на восстановление нагрузки, определенной диспетчерским графиком (диспетчерской командой), регистрируется невыполнение диспетчерской команды.

В случае возникновения неисправностей в ОИК ГЭС обязана представить СО информационные 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 информационных документов, подтверждающих выполнение станцией команд диспетчера за время неисправного состояния ОИК, регистрация невыполнения диспетчерских команд для ГЭС отменяется 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.

Невыполнение диспетчерской команды не регистрируется в случае, если изменение нагрузки станции произошло вследствие изменения режима в энергосистеме не по вине ГЭС.

Все ремонтно-наладочные работы на оборудовании, обеспечивающем участие ГЭС в автоматическом вторичном регулировании, должны быть оформлены заявками в СО и по подведомственности в его филиалы с указанием причины и сроков вывода-ввода. Контроль участия ГО ГЭС в автоматическом вторичном регулировании частоты 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.

Контроль участия ГЭС установленной мощностью 100 и более МВт в автоматическом вторичном регулировании в случае согласованного с СО и заявленного в НП «АТС» периода установки системы автоматического вторичного регулирования осуществляется с даты его окончания, но не позднее:

- для ГЭС установленной мощностью 400 и более МВт - 01.12.2007, за исключением ГЭС, расположенных на территории ОЭС Средней Волги и ОЭС Юга;
- для ГЭС установленной мощностью более 100 МВт и менее 400 МВт - 01.12.2008, за исключением ГЭС, расположенных на территориях ОЭС Центра и ОЭС Юга;
- для ГЭС установленной мощностью 400 и более МВт, расположенных на территории ОЭС Средней Волги и ОЭС Юга и ГЭС, установленной мощностью более 100 МВт и менее 400 МВт, расположенных на территориях ОЭС Центра и ОЭС Юга 01.12.2010

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

**Измеряется и регистрируется в базе данных ОИК:**

- Текущая мощность ГО 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.

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 автоматическом вторичном регулировании**

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

- Текущая частота с точностью  $\pm 0,001$  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, периодичностью не более 2 секунд;
- Текущие перетоки по контролируемым связям и сечениям с точностью не хуже 1% полного диапазона изменения перетока, периодичностью не более 2 секунд;
- Текущая мощность участвующих в автоматическом вторичном регулировании электростанций с точностью не хуже 1 %, 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.

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

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 ОРЭ должны храниться в виде архивов не менее 3 лет.

#### 4.3. Оценка участия ГЭС во вторичном регулировании

Оценка участия ГО 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 по данным, имеющимся в распоряжении СО;
- данных о случаях 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 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 анализу данных об участии ГО ГЭС во вторичном регулировании СО определяет:

- $R_{BP,j,m}^{ном}$  – показатель фактического участия каждой ГТЭС ГЭС в оперативном вторичном регулировании в отчетном месяце  $m$  как отношение исполненных команд к общему числу отданных диспетчерских команд за месяц:

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

- $R_{ABP_{j,m}}^{пост}$  – показатель фактического участия в автоматическом вторичном регулировании в отчетном месяце  $m$  как отношение периодов удовлетворительного участия в АРЧМ к заданному периоду участия. При этом если система АРЧМ объединяет оборудование нескольких ГТПГ одной ГЭС, то рассчитанный для ГЭС в целом показатель фактического участия регистрируется для всех вышеуказанных ГТПГ.

Для ГЭС, готовых к участию в АРЧМ, но не привлекаемых к нему по инициативе СО (нет необходимости или нет технической возможности), СО определяет  $R_{BP_{j,m}}^{пост}$ , а  $R_{ABP_{j,m}}^{пост}$  устанавливает равным 1.

Для ГЭС установленной мощностью 100 МВт и более, не готовых к участию в автоматическом вторичном регулировании, СО определяет  $R_{BP_{j,m}}^{пост}$ , а  $R_{ABP_{j,m}}^{пост}$  устанавливает равным 0.

Для ГЭС, участвующих в отчетном периоде только в автоматическом вторичном регулировании,  $R_{BP_{j,m}}^{пост}$  устанавливается равным 1.

Для иных типов электростанций (не ГЭС) коэффициенты ( $R_{BP_{j,m}}^{пост}$  и  $R_{ABP_{j,m}}^{пост}$ ) устанавливает равными 1.

## 5. Критерии и порядок оценки готовности генерирующего оборудования к выработке электроэнергии

### 5.1. Определение установленной мощности

Определение величины установленной мощности ГТПГ  $N_{уст}^{ГТП}$  МВт на предстоящий год осуществляется СО на основе информации, представленной участниками ОРЭ в соответствии с *Техническими требованиями*, а при невыполнении *Технических требований* – по имеющимся в распоряжении СО данным.

Изменение показателей  $N_{уст}^{ГТП}$  в течение года осуществляется СО только на основании представленных актов о вводе, демонтаже, перемаркировке, присоединении (отсоединении) и исключении из реестра ГТП генерирующего оборудования в соответствии с *Техническими требованиями*.

## 5.2. Определение располагаемой мощности

Величину располагаемой мощности ГТПГ  $N_{расп}^{ГТП}(СО)$  СО определяет для каждого часа суток предстоящего года как разницу между установленной мощностью оборудования, отнесенного к данной ГТПГ, и величиной согласованных с СО ограничений активной мощности  $N_{огр}^{ГТП}$  в данной ГТПГ:

$$N_{расп}^{ГТП}(СО) = N_{уст}^{ГТП} - N_{огр}^{ГТП}, \text{ МВт} \quad (16).$$

Согласование величины ограничений активной мощности в данной ГТПГ осуществляется СО на основании документов и в порядке, определенном *Техническими требованиями*.

## 5.3. Определение плановой максимальной мощности

Плановая величина максимальной мощности, готовой к несению нагрузки  $N_{max}^{ГТП}(СО)$ , определяется СО как значение располагаемой мощности, уменьшенной на величину согласованного снижения располагаемой мощности:

$$N_{max}^{ГТП}(СО) = N_{расп}^{ГТП}(СО) - \Delta_1, \text{ МВт} \quad (17),$$

где  $\Delta_1$  - величина согласованного снижения располагаемой мощности определяемая по формуле:

$$\Delta_1 = N_{уст.рем}^{ГТП}(СО) - N'_{огр}^{ГТП}(СО) + N_{сниж}^{ГТП}, \text{ МВт} \quad (18),$$

где  $N'_{огр}^{ГТП}(СО)$  – ограничения мощности, влияющие на располагаемую мощность выводимого в ремонт оборудования, относящегося к данной ГТПГ;

$N_{уст.рем}^{ГТП}(СО)$  – установленная мощность выводимого в ремонт оборудования, относящегося к данной ГТПГ;

$N_{сниж}^{ГТП}$  - согласованное снижение мощности не связанное с изменением состава оборудования

Регистрация снижения располагаемой мощности как согласованного снижения, относимого к  $\Delta_1$ , осуществляется Системным оператором, в т.ч. при:

- снижении располагаемой мощности по плановым заявкам, поданным в соответствии с месячным графиком ремонтов,

- снижении мощности по внеплановым заявкам, поданным на выходные дни (выходные, праздничные дни, а также на межпраздничные дни – три и менее рабочих дней между выходными и/или праздничными днями длительностью двое и более суток) – с 0:00 субботы (первого праздничного дня) до 6:00 понедельника (первого после праздничного дня);
- снижении мощности по внеплановым заявкам, непредусмотренных месячным графиком ремонтов, в случае, если снижение мощности было предусмотрено месячным графиком ремонтов, но по инициативе системного оператора был изменен срок вывода в ремонт соответствующего оборудования ,
- снижении мощности по заявкам, обусловленным согласованным теплофикационным снижением располагаемой мощности,
- снижении располагаемой мощности ГЭС из-за изменения водного режима, обусловленного природными явлениями (шуга, ледостав, и т.д.),
- снижении мощности по плановым заявкам на перевод в консервацию.

Величина согласованного снижения располагаемой мощности должна быть указана в диспетчерской заявке на вывод в ремонт оборудования, поданной участником ОРЭ.

СО учитывает величину согласованного снижения располагаемой мощности, указанную в разрешенных СО диспетчерских заявках участника ОРЭ, поданных в соответствии с порядком, установленным СО, но не позднее 16 часов 30 минут суток (X-2). В случае если согласованное ремонтное снижение мощности ГТПГ за счет вывода в ремонт котельного или вспомогательного оборудования, указанное в заявке на вывод в ремонт данного оборудования, превышает ремонтное снижение мощности по генерирующему оборудованию, то в качестве ремонтного снижения по ГТПГ ( $\Delta_1$ ) берется максимальная из указанных величин:

$$\Delta_1 = \max \{ N_{\text{рем}}^{\text{ГТПГ}}(\text{СО}); N_{\text{рем.к/а}}^{\text{ГТПГ}}; N_{\text{рем.всп.}}^{\text{ГТПГ}} \} \quad (19),$$

где  $N_{\text{рем.к/а}}^{\text{ГТПГ}}$  – снижение мощности генерирующего оборудования, относящегося к данной ГТПГ за счет вывода в ремонт котлоагрегатов по диспетчерской заявке, поданной участником ОРЭ в соответствии с порядком, установленным СО, но не позднее 16 часов 30 минут суток (X-2);

$N_{\text{рем.всп.}}^{\text{ГТПГ}}$  – снижение мощности генерирующего оборудования, относящегося в целом к данной ГТПГ за счет вывода в ремонт вспомогательного оборудования по диспетчерской заявке, поданной участником ОРЭ в соответствии с порядком,

установленным СО, но не позднее 16 часов 30 минут суток (X-2). В случае, если ремонтное снижение мощности вспомогательного оборудования, либо снижение мощности, обусловленное переводом оборудования в специальные теплофикационные режимы работы (с полностью закрытой диафрагмой и т.п.), относится к конкретному агрегату, то такое снижение должно быть учтено при определении  $N_{рем}^{ГТП}$  (СО) данного агрегата.

Вывод оборудования в консервацию, а так же вывод в резерв основного оборудования, в связи изменением теплового потребления, учитывается при определении согласованного ремонтного снижения мощности ( $\Delta_1$ ), если субъектом ОРЭ в соответствии с порядком, установленным СО, не позднее 16 часов 30 минут суток (X-2) подана соответствующая диспетчерская заявка.

#### 5.4. Определение максимальной мощности, готовой к несению нагрузки

СО определяет величину максимальной мощности ГТП участника  $N_{max}^{ГТП}$  на основании поданного участником ОРЭ уведомления о составе и параметрах генерирующего оборудования в соответствии с *Техническими требованиями* и разрешенных СО диспетчерских заявок участника ОРЭ на снижение располагаемой мощности, поданных не позднее 16 часов 30 минут суток (X-2).

$$N_{max}^{ГТП} = \sum_i^n N_{вкл}^i + N_{хр}^i \quad (20)$$

$N_{вкл}^i$  – величина включенной мощности  $i$ -того генерирующего агрегата, находящегося в работе, относящегося к данной ГТПГ, сниженная на величину фактических ограничений, поданная в уведомлении участника ОРЭ

$N_{хр}^i$  – величина мощности  $i$ -того оборудования, находящегося в холодном резерве, относящегося к данной ГТПГ, сниженная на величину фактических ограничений и оформленная диспетчерской заявкой в установленном СО порядке.

Включенная мощность и холодные резервы оборудования показываются с учетом реальных ограничений (несогласованных сезонных ограничений, ограничений по топливу, по температуре теплосети и т.п.).

Холодные резервы, не обеспеченные топливом, резервом не являются и в расчете не используются.

При включении/отключении оборудования из(в) холодного резерва включенная мощность оборудования ( $N_{\text{вкл}}^i$ ) 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 ( $N_{\text{вкл}}^i$ ) определяется с учетом графика разворота/останова оборудования, представленного электростанцией, при этом оставшаяся располагаемая мощность оборудования переводится в холодный резерв.

Величина мощности находящегося в холодном резерве генерирующего оборудования должна быть обеспечена мощностью находящихся в работе/резерве, обеспеченных топливом котлоагрегатов. В противном случае, если мощность находящегося в резерве генерирующего оборудования превышает мощность находящихся в работе/резерве котлоагрегатов, указанное превышение является невыпускаемым холодным резервом и в расчете не используется.

СО проверяет на соответствие согласованным величинам  $N_{\text{max}}^{\text{ГТП}}(CO)$ , при этом определяя величину отличия мощности по каждой ГТПГ, указанной в уведомлении от определенной СО  $\Delta_2$ :

$$\Delta_2 = \max\{0; N_{\text{max}}^{\text{ГТП}}(CO) - N_{\text{max}}^{\text{ГТП}}\}, \text{ МВт} \quad (21)$$

В случае изменения состава или параметров оборудования, ожидаемого в операционный час  $N$ , СО, на основании оперативных уведомлений и диспетчерских заявок участника ОРЭ, полученных в период с 16 часов 30 минут суток (X-2), до часа (N-4), регистрирует соответствующую величину максимальной мощности –  $N_{\text{max}(N-4)}^{\text{ГТП}}$ .

$N_{\text{max}(N-4)}^{\text{ГТП}}$  определяется с учетом изменения состава и параметров оборудования, указанных в оперативных уведомлениях и диспетчерских заявках, полученных в период с 16 часов 30 минут суток (X-2), до часа (N-4), по тем же правилам, что и  $N_{\text{max}}^{\text{ГТП}}$ .

### 5.5. Определение фактической максимальной мощности

В час фактической поставки СО определяет соответствие фактического состава включенного (отключенного) оборудования составу, заданному СО. В случае выявления несоблюдения состава оборудования, СО регистрирует величину  $N_{уст}^{измГТП}$  как сумму установленных мощностей включенных и выключенных агрегатов:

$$N_{уст}^{измГТП} = \sum N_{уст.}^{включенных} + \sum N_{уст.}^{отключенных} \quad (22).$$

$N_{уст}^{измГТП}$  фиксируется СО с часа, в котором произошло не согласованное изменение состава оборудования, до часа восстановления согласованного с СО состава оборудования, либо часа, следующего за часом открытия поданной диспетчерской заявки, или получения оперативного уведомления от участника ОРЭ, но не менее четырех часов с момента получения заявки или уведомления.

В час фактической поставки СО регистрирует наличие несоответствия фактический параметров включенного оборудования  $\Delta_{вкл}^{измГТП}$ . Снижение мощности  $\Delta_{вкл}^{измГТП}$  регистрируется при выявленном снижении  $N_{\max\text{факт}}^{ГТП}$ , не связанном с отключением генерирующего оборудования, в т.ч. по причинам топливообеспечения, изменения параметров генерирующего оборудования, отключения котельного и другого вспомогательного оборудования (при условии, что генерирующее оборудование остается в работе), невозможности выдачи мощности по условиям работы сетевого оборудования электростанции, а так же любым другим аналогичным причинам, снижающим располагаемую мощность включенного оборудования.

$$\Delta_{вкл}^{измГТП} = \max \{0, (\min(N_{\max(CO)}^{ГТП}, N_{\max}^{ГТП}, N_{\max(N-4)}^{ГТП}) - (N_{\max\text{факт}}^{ГТП} + N_{расп}^{измГТП}))\};$$

Где  $N_{расп}^{измГТП}$  располагаемая мощность оборудования, состояние которого не соответствует заданному СО, а факт такого несоответствия учтен при определении

$$N_{уст}^{измГТП}$$

СО определяет фактическую величину максимальной мощности  $N_{\max\text{факт}}^{ГТП}$  как сумму включенной мощности генерирующего оборудования, относящегося к данной ГТПГ и мощности генерирующего оборудования, находящегося в холодном резерве, с учетом зарегистрированной величины  $N_{уст}^{измГТП}$ :

$$N_{\max\_факт}^{ГТП} = N_{вкл\_факт}^{ГТП} + N_{хр}^{ГТП} - N_{изм}^{ГТП}, \quad (23),$$

где  $N_{вкл\_факт}^{ГТП}$  – максимальная располагаемая мощность включенного в сеть по команде СО генерирующего оборудования, относящегося к данной ГТПГ, с учетом поданных участником в соответствии с установленным СО порядком аварийных диспетчерских заявок и величины фактических ограничений (несогласованных сезонных ограничений, ограничений по топливу, по температуре теплосети и т.п.):

$$N_{вкл}^{ГТП} = \sum_{i=1}^n (N_{уст.вкл}^{ГТПi} - N_{огр.вкл}^{ГТПi}) \quad (24),$$

где  $n$  – количество энергоблоков (генераторов), включенных в работу по команде СО;

$N_{огр.вкл}^{ГТПi}$  – фактические ограничения мощности, приходящиеся на данное оборудование.

В случае если при попытке диспетчера загрузить ГТПГ электростанции до величины заявленной участником ОРЭ включенной мощности, участник ОРЭ сообщает о невозможности загрузки до указанной величины,  $N_{вкл\_факт}^{ГТП}$  и  $N_{\max\_факт}^{ГТП}$  соответственно должны быть снижены до величины реальной загрузки ГТП до конца суток или до момента подачи оперативного уведомления, но не менее чем на 4 часа.

$N_{хр}^{ГТП}$  – установленная мощность оборудования, находящегося в холодном резерве, сниженная на величину фактических ограничений и оформленная диспетчерской заявкой в установленном СО порядке.

**Список сокращений и обозначений**

АВРЧ	автоматическое вторичное регулирование частоты
АРС	автоматический регулятор скорости
АРЧМ	автоматическое регулирование частоты и мощности
ВРЧ	вторичное регулирование частоты
ГА	гидроагрегат
ГРАМ	система группового регулирования активной мощности
ГТП	группа точек поставки
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
ОРЭ	оптовый рынок электроэнергии
ПРЧ	первичное регулирование частоты
РГЕ	режимная генерирующая единица
РЧВ	регулятор частоты вращения
ТРМ	турбинный регулятор мощности
ТЭС	тепловая электростанция
ЧК	частотный корректор

**Список регламентирующих документов**

1. Постановление Правительства Российской Федерации от 24.10.2003 г. № 643 Правила оптового рынка электрической энергии (мощности) переходного периода, утвержденные.
2. Приложение № 13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка «Регламент определения готовности генерирующего оборудования участников оптового рынка к выработке электроэнергии»;
3. Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка.