

Изменения, вносимые в **Порядок установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям** в связи с приведением в соответствие содержания *Технических требований к генерирующему оборудованию участников оптового рынка*, *Порядка установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям* и *Регламента определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности* (Приложение № 13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка).

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
2.	<p>2. Порядок контроля и критерии оценки участия электростанций в общем первичном регулировании частоты электрического тока</p> <p>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 <i>Техническими требованиями</i>, и данных систем мониторинга о режиме работы электростанций и энергосистем.</p> <p>2.1 Регистрация типа участия в ОПРЧ</p> <p>На основе информации, представленной участниками оптового рынка в соответствии с пунктом 2.1 <i>Технических требований</i>, а в случае непредставления (неполного представления) указанной информации на основании имеющихся в распоряжении СО данных регистрируется по каждой единице генерирующего оборудования участника оптового рынка тип участия генерирующего оборудования в ОПРЧ:</p> <p>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 <i>Техническими требованиями</i>;</p> <p>2. «генерирующее оборудование, не имеющее технической возможности участия в ОПРЧ». Указанный тип в отношении генерирующего оборудования может быть зарегистрирован в отношении генерирующего оборудования АЭС с типами реакторов РБМК и БН, а также до 01.01.2016 в отношении генерирующего оборудования АЭС с типами реакторов ВВЭР, введенными в промышленную эксплуатацию до 2009 года;</p> <p>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:</p>	<p>2. Порядок контроля и критерии оценки участия электростанций в общем первичном регулировании частоты электрического тока</p> <p>В соответствии с <i>Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности</i> [8.7] СО оценивает участие генерирующего оборудования в общем первичном регулировании частоты (далее ОПРЧ) на основании исходной информации о включенном генерирующем оборудовании, представленной участниками оптового рынка в соответствии с <i>Техническими требованиями</i>, и данных систем мониторинга о режиме работы электростанций и энергосистем.</p> <p>По каждой единице генерирующего оборудования участника оптового рынка регистрируется один из типов участия генерирующего оборудования в ОПРЧ:</p> <p>1. «генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ»;</p> <p>2. «генерирующее оборудование, не имеющее технической возможности участия в ОПРЧ»;</p> <p>3. «генерирующее оборудование, не готовое к участию в ОПРЧ».</p>

3.1. если участник оптового рынка в установленном порядке заявил о неготовности, в т. ч. 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 к участию в ОПРЧ;

3.4. если при проведении количественной оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ для случаев значимых отклонений частоты электрического тока, превышающих $\pm 0,2$ Гц от номинальной, зарегистрировано **n** случаев неучастия (неудовлетворительного участия) в ОПРЧ за период актуальности типа «генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ», где **n** принимает следующие значения:

- для ценовых зон оптового рынка:

n = 1,

- для неценовых зон оптового рынка:

n = 3 – до **31.12.2014** г.

n = 2 – с **01.01.2015** г. до **31.12.2015** г.

n = 1 – с **01.01.2016** г.

3.5. если при проведении качественной оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ для случаев резких отклонений частоты в ЕЭС в пределах $\pm 0,1 \div 0,2$ Гц было выявлено систематическое (более 50 % случаев за год при условии наличия достаточной выборочной совокупности) 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 электростанций к участию в ОПРЧ.

В случае, если тип «генерирующее оборудование, не готовое к участию в ОПРЧ» был зарегистрирован на основании проведения, в соответствии с настоящим *Порядком установления соответствия*, количественной или качественной оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ, к результатам проверки должно прилагаться экспертное заключение специализированной организации, подтверждающее результаты проверки.

По завершению согласованных периодов временной неготовности ГО к участию в ОПРЧ проведение проверок готовности генерирующего оборудования электростанций к участию в ОПРЧ не требуется.

В согласованный с СО период вывода генерирующего оборудования из ОПРЧ в связи с проведением плановых регламентных ремонтных или профилактических работ на основном или вспомогательном оборудовании, для генерирующего оборудования сохраняется тип участия в ОПРЧ «генерирующее оборудование, готовое к участию в ОПРЧ». Для указанного ГО тип участия в ОПРЧ изменяется на тип «генерирующее оборудование, не готовое к участию в ОПРЧ» в случае наступления любого из следующих событий:

- согласованный период вывода генерирующего оборудования из ОПРЧ составил 14 календарных суток подряд и более;
- с начала календарного года согласованный период вывода генерирующего оборудования из ОПРЧ заявлялся в 30 и более сутках.

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 $\pm 0,2$ Гц).

2.2. Критерии количественной оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ

Фактическая величина выдаваемой генерирующим оборудованием первичной мощности определяется выражением:

$$P_{\text{тп}} = P - P_0, \text{ МВт} \quad (1),$$

где P , МВт – текущая мощность генерирующего оборудования при текущей частоте (f , Гц);

P_0 – исходная мощность генерирующего оборудования;

Требуемая величина первичной мощности определяется выражением:

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

где $S\%$ – статизм системы первичного регулирования;

$P_{\text{ном}}$, МВт – номинальная мощность генерирующего оборудования;

Δf_p , Гц – расчетная величина отклонения частоты;

K_{Δ} – коэффициент, учитывающий динамику выдачи первичной мощности, нормированную для разного типа генерирующего оборудования *Техническими требованиями* при скачкообразном характере возмущения по частоте.

Принимается, что:

1. $\Delta f_p = 0$ при отклонениях частоты не превышающих зону нечувствительности ($f_{нч}, \Gamma\text{ц}$) / «мертвую полосу» ($f_{мп}, \Gamma\text{ц}$) первичного регулирования;
2. $\Delta f_p \neq 0$ при отклонениях частоты превышающих зону нечувствительности / «мертвую полосу» первичного регулирования.

Ниже представлены возможные варианты размещения статической характеристики генерирующего оборудования:

1. Статическая частотная характеристика генерирующего оборудования, не оснащенного регулятором мощности, показана на рис. 1. (характеристика дана для случая несимметричного расположения зоны нечувствительности относительно исходной частоты).

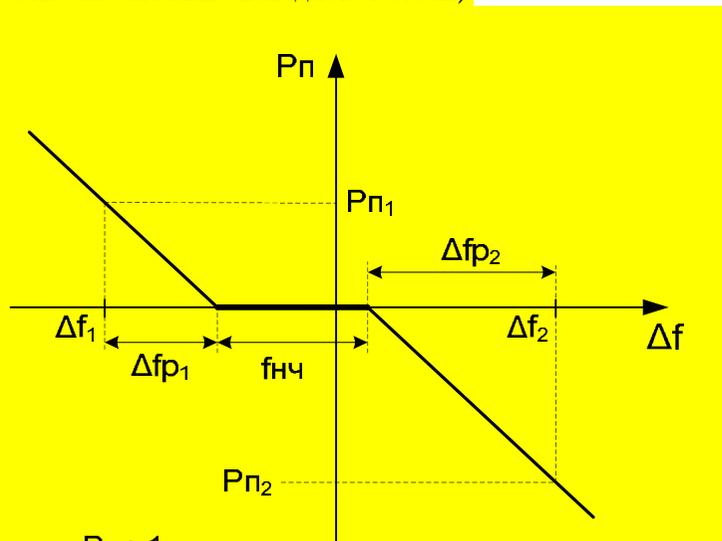


Рис. 1

2. Статическая частотная характеристика генерирующего оборудования, оснащенного регулятором мощности, показана на рис 2.

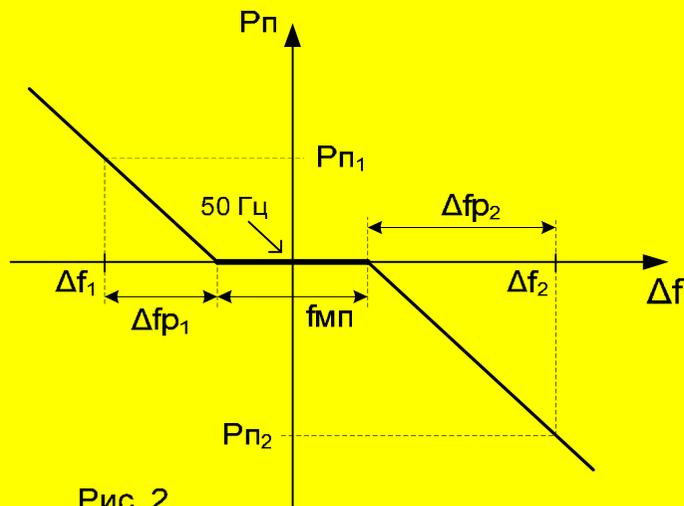


Рис. 2

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

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

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

В соответствии с *Техническими требованиями* зона нечувствительности ($f_{нч}$) первичного регулирования может достигать **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 (см. Рис.1).

В связи с этим при нахождении текущей частоты в интервале:

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

расчетное отклонение частоты может колебаться в пределах (по модулю):

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

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

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

Таким образом, контроль участия генерирующего оборудования электростанций в ОНРЧ 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 первичного регулирования.

При отклонениях частоты до максимально допустимых значений ($\pm 0,20$ Гц) расчетное 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, гарантированная фиксация участия генерирующего оборудования в ОПРЧ возможна при отклонениях частоты более $\pm 0,20$ Гц от номинальной.

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

Количественная оценка участия генерирующего оборудования в ОПРЧ производится путем сопоставления текущей мощности генерирующего оборудования 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 генерирующего оборудования при зафиксированном отклонении частоты.

Выбор момента времени, на который проводится оценка, определяется характером поведения генерирующего оборудования при участии в ОПРЧ и должен быть сделан в пользу момента, однозначно фиксирующего несоответствие генерирующего оборудования участника оптового рынка *Техническим требованиям* по величине фактически выданной первичной мощности.

Для генерирующего оборудования, характер поведения которого полностью соответствует *Техническим требованиям* по величине фактически

выданной первичной мощности на всем интервале времени до восстановления частоты (вхождения частоты в пределы «мертвой полосы» первичного регулирования) выбор момента времени проведения оценки (фиксации количественных показателей участия в ОПРЧ в отчетной форме) не критичен и выбирается любым.

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

При сравнении величины фактической и требуемой первичной мощности генерирующего оборудования при резких (скачкообразных) отклонениях частоты следует учитывать требования по динамике выдачи первичной мощности, указанные в *Технических требованиях* для генерирующего оборудования различного типа путем использования в выражении (2) коэффициента K_d .

Значения текущей частоты и активной мощности генерирующего оборудования вычисляются по данным систем мониторинга как средние значения на интервале $(t_p - 15 \text{ сек.}) \leq t_p \leq (t_p + 15 \text{ сек.})$, где t_p – момент времени, выбранный для проведения оценки.

Величины исходной мощности генерирующего оборудования и исходной частоты принимаются как средние значения указанных параметров на интервале $[t_0 - 30 \text{ сек.}, t_0]$, где t_0 – момент времени, соответствующий началу процесса отклонения частоты электрического тока с выходом ее за диапазон $50 \pm 0,2$ Гц.

Оценка величины требуемой первичной мощности генерирующего оборудования должна производиться с учетом требуемой в квазиустановившемся режиме точности поддержания заданной активной мощности (не хуже 1% номинальной мощности генерирующего оборудования).

Оценка величины текущей мощности генерирующего оборудования должна производиться с учетом требуемой точности измерений (не хуже 1% номинальной мощности генерирующего оборудования).

Для исключения случаев некорректной оценки участия генерирующего оборудования электростанций в ОПРЧ:

- момент времени, выбранный для оценки фактических показателей участия генерирующего оборудования в ОПРЧ должен выбираться на участках с квазиустановившимся режимом;

- для генерирующего оборудования, не оснащенного регуляторами мощности, статизм регулирования, используемый при оценке участия генерирующего оборудования в ОПРЧ необходимо принимать равным 6 % (наибольшей величине, допустимой для местных участков статической характеристики регулирования частоты вращения турбины).

- для генерирующего оборудования, не оснащенного регуляторами

мощности, зона нечувствительности регулятора скорости и расположение его рабочей точки относительно исходной частоты, используемые при оценке участия генерирующего оборудования в ОПРЧ принимаются соответствующими поправке в 0,15 Гц (наибольшей величине, допустимой при эксплуатации систем регулирования частоты вращения турбин).

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 готового к ОПРЧ генерирующего оборудования, включенного на момент отклонения частоты.

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

2.3. Критерии качественной оценки участия генерирующего оборудования электростанций в ОПРЧ

Оценка проводится путем построения графика активной мощности генерирующего оборудования совместно с графиком частоты и последующим отнесением зафиксированной реакции на изменение частоты к одному из следующих типов:

1) «адекватная» - характеризуется обратным изменению частоты пропорциональным изменением активной мощности генерирующего оборудования;

2) «с провалом» - начальная реакция соответствует «адекватной», однако через определенное время первичная мощность значительно снижается, вплоть до нуля;

3) «котельная» - участие в ОПРЧ при слабой реакции турбины на изменение частоты;

4) «противоположная» - в отличии от «адекватной» повторяет по знаку изменение частоты;

5) «нет реакции» - связь изменения активной мощности генерирующего оборудования с изменением частоты отсутствует;

6) «без резерва» - на момент проведения оценки регулировочный диапазон на загрузку был исчерпан, и его участие в ОПРЧ сводится к хаотичному или колебательному изменению мощности с незначительной амплитудой;

7) «заявка» - при наличии оформленной в установленном порядке диспетчерской заявки на временный вывод генерирующего оборудования из режима участия в ОПРЧ;

8) «телеизмерение» - если изменение мощности не может быть

отнесено к одному из типов №№ 1-7 вследствие неудовлетворительного качества телеизмерения (или его отсутствия).

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 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;
 - 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 плановых 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 в соответствии с п.2.1 настоящего *Порядка установления соответствия* не будет зафиксировано **n** случаев неучастия (неудовлетворительного участия) генерирующего оборудования в ОПРЧ. В таком случае для генерирующего оборудования устанавливается, начиная с месяца, следующего за отчетным 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» по результатам проведения в соответствии с *Техническими требованиями* проверок готовности генерирующего оборудования электростанций к участию в ОПРЧ, считается готовым к участию в ОПРЧ с первого числа следующего 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.

Для генерирующего оборудования, имеющего тип «генерирующее оборудование, готовое к участию 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 устанавливается по следующему правилу:

- «1», если в течение месяца:
 - а) не возникало условий участия генерирующего оборудования в ОПРЧ либо генерирующее оборудование было отключено;
 - 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 плановых ремонтных работ по заявке;
- «0» в остальных случаях.

В случае согласования СО в установленном порядке диспетчерской заявки на временную неготовность ГО к участию в ОПРЧ на любой период в течение календарного месяца, в данном календарном месяце в отношении указанного генерирующего оборудования регистрируется тип «генерирующее оборудование, не готовое к участию в ОПРЧ». При этом количественная оценка участия такого генерирующего оборудования в ОПРЧ производится в периоды его фактической готовности к участию в ОПРЧ.

Систематическое неучастие генерирующего оборудования в ОПРЧ (более 50 % случаев за год при условии наличия достаточной выборочной совокупности) при резких отклонениях частоты в ЕЭС на величину $\pm 0,1 \div 0,2$ 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:

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

2.5. Технические условия обеспечения мониторинга участия в ОПРЧ

Для целей оперативного контроля на каждой электростанции должен быть организован текущий непрерывный мониторинг участия каждой единицы генерирующего оборудования в ОПРЧ.

Для целей мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ на электростанциях должно быть обеспечено:

- Измерение текущей частоты вращения турбин f , Гц с точностью не хуже 0,05 Гц;
- Измерение текущей активной мощности каждой единицы генерирующего оборудования (P , МВт) с использованием датчиков активной мощности с классом точности 0,5S, подключаемыми к измерительным цепям трансформаторов тока с классом точности 0,5 при соблюдении следующих условий:

— датчики активной мощности должны рассчитывать полную (по трем фазам) действующую активную мощность с интервалом усреднения 1 сек.;

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

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

– измерительные цепи датчиков активной мощности должны иметь возможность перевода на резервные трансформаторы напряжения;

– измерения активной мощности с датчиков должны передаваться с дискретностью не более 0,1 % от полного диапазона измерения датчика.

- Определение:

– Текущего отклонения частоты Δf , Гц от номинального значения

$$\Delta f = f - f_{\text{ном}}, \text{ Гц}$$

(11);

– Отклонения текущей мощности P от исходного (планового) значения P_0 (то есть текущей первичной мощности РП)

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

Текущая первичная мощность сравнивается с шаблоном, построенным аналогично представленному на рис.3.

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

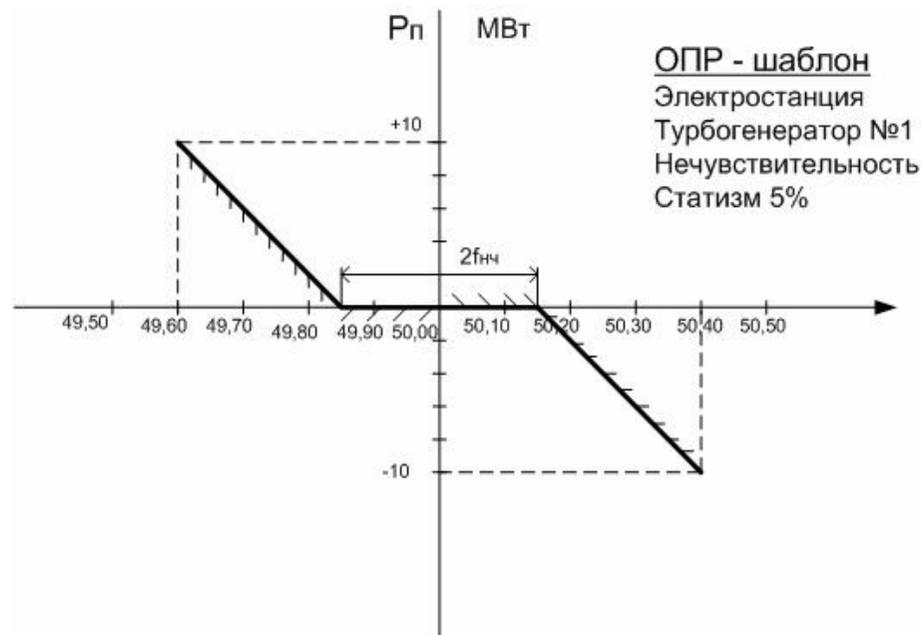


Рис. 3. Шаблон мониторинга ОПРЧ на энергоблоке.

При наличии АСУТП мониторинг должен быть автоматизирован, а информация мониторинга должна сохраняться не менее 3 месяцев 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.

2.6. Требования к хранению и представлению данных

В базу данных оперативно-информационных комплексов СО (далее ОИК) должна поступать и храниться следующая информация:

- Текущая активная мощность генерирующего оборудования с дискретностью не более 0,1 % от полного диапазона измерения датчика и с временем обновления не более 10 секунд.
- Текущая частота на шинах электростанций с точностью не хуже 0,002 Гц и временем обновления не более 10 секунд.

Должна быть обеспечена возможность представления

	<p>зафиксированных в ОИК данных в табличном и графическом виде с заданной дискретностью за заданный интервал времени.</p> <p>Глубина архива данных мониторинга в ОИК должна составлять не менее 3-х месяцев.</p> <p>Данные мониторинга для случаев отклонения частоты на $\pm 0,20$ Гц и более должны храниться не менее 3 лет в подразделениях СО, ответственных за мониторинг участия генерирующего оборудования в ОПРЧ.</p>	
3.	<p>3. Порядок контроля и критерии оценки участия электростанций в предоставлении диапазона регулирования реактивной мощности</p> <p>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 <i>Техническими требованиями</i>.</p> <p>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.</p> <p>Диапазон регулирования реактивной мощности ГТП определяется суммой диапазонов регулирования реактивной мощности, находящегося в работе генерирующего оборудования, входящего в ГТП.</p> <p>Генерирующее оборудование участника оптового рынка должно находиться в постоянной готовности предоставления полного диапазона регулирования реактивной мощности в соответствии с представленными данными.</p> <p>Предоставление диапазона регулирования реактивной мощности генерирующего оборудования участника оптового рынка характеризуется следующими показателями:</p> <ul style="list-style-type: none"> • $R_{\text{диап},m}^j$ – показатель снижения диапазона регулирования реактивной мощности по j-й ГТП в отчетном месяце m; • $R_{Q,m}^j$ – показатель фактического предоставления диапазона регулирования реактивной мощности по ГТП j в отчетном месяце m, определяемый на основании сформированных СО данных об отданных командах на изменение режима работы генерирующего оборудования участника оптового рынка по реактивной мощности и 	<p>3. Порядок контроля и критерии оценки участия электростанций в предоставлении диапазона регулирования реактивной мощности</p> <p>СО оценивает предоставление диапазона регулирования реактивной мощности генерирующего оборудования участника оптового рынка в соответствии с <i>Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности [8.7]</i> и по окончании каждого месяца по каждой j-й ГТП участников оптового рынка формирует и передает КО следующие показатели:</p> <ul style="list-style-type: none"> • $R_{\text{диап},m}^j$ – показатель снижения диапазона регулирования реактивной мощности по j-й ГТП в отчетном месяце m; • $R_{Q,m}^j$ – показатель фактического предоставления диапазона регулирования реактивной мощности по ГТП j в отчетном месяце m, определяемый на основании сформированных СО данных об отданных командах на изменение режима работы генерирующего

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 ($R_{\text{диап},m}^S$):

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

где $Q_{\text{диап},\text{нач}}^S$, 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).

$Q_{\text{диап},\text{акт}}^S$, Мвар – актуальное значение средневзвешенного за расчетный период диапазона регулирования реактивной мощности **S**-го оборудования ГТП, определяемое соотношением:

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

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

N_i – число часов работы оборудования с диапазоном регулирования реактивной мощности **i** в отчетном месяце;

$N_{\text{мес}}$ – число часов в отчетном месяце;

Значения $Q_{\text{диап},\text{акт}}^S$ и $Q_{\text{диап},\text{нач}}^S$ 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:

$$R_{\text{диап},m}^j = \frac{\sum_s Q_{\text{диап},\text{акт}}^S}{\sum_s Q_{\text{диап},\text{нач}}^S} \quad (15),$$

оборудования участника оптового рынка по реактивной мощности и фактах их исполнения.

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, $R_{\text{диап.м}}^j$ 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:

- $N_{Q,m}^j$ – общее количество отданных СО по j -ой ГТП поставщика в отчетном месяце m команд на предоставление диапазона реактивной мощности;
- $n_{Q,m}^j$ – 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 к моменту времени окончания исполнения команды, 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.

Контроль исполнения команд на изменение режима работы генерирующего оборудования по реактивной мощности или напряжению осуществляется с учетом возможного отличия фактических условий работы генерирующего оборудования от типовых условий работы, для которых участниками оптового рынка в соответствии с *Техническими требованиями* представлены диапазоны работы каждой единицы генерирующего оборудования по реактивной мощности ($P - Q$ диаграмма).

При наличии различий в значениях установленной мощности единицы генерирующего оборудования (турбогенератора) и номинальной мощности генератора, связанных с необходимостью обеспечения работы генератора в полном диапазоне активной мощности с учетом допустимых перегрузов, расчет показателя снижения диапазона регулирования реактивной мощности и подача диспетчерских заявок на снижение диапазона должны осуществляться в пределах величины установленной активной мощности

	<p>турбогенератора.</p> <p>Для групповых объектов управления, на которых в момент отдачи команды на регулирование напряжения проводятся пусковые операции отдельных энергоблоков, входящих в состав данного ГОУ, должны использоваться стандартные критерии оценки выполнения команд, за исключением случаев пуска единственного энергоблока в составе ГОУ. Отдача команд по регулированию напряжения на указанные ГОУ в период пуска оборудования не допускается.</p> <p>Оценка выполнения команды по реактивной мощности для АЭС при работе выше номинальной активной мощности генераторов должна осуществляться в диапазоне работы генерирующего оборудования АЭС по реактивной мощности (P – Q диаграмма) в пределах 120% от номинальной мощности. В случае необходимости изменения диапазона регулирования реактивной мощности в нормальных режимах или при нарушениях нормального режима следует действовать в соответствии с <i>Инструкцией по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части ЕЭС России</i>.</p> <p>Оценка предоставления диапазона регулирования реактивной мощности производится с использованием систем мониторинга, действующих на основе оперативно-информационных комплексов СО.</p> <p>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:</p> $R_{Q,m}^j = \frac{N_{Q,m}^j - n_{Q,m}^j}{N_{Q,m}^j} \quad (16).$ <p>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.</p>	
4.	<p>4. Порядок контроля и критерии оценки участия ГЭС во вторичном регулировании</p> <p>СО оценивает участие генерирующего оборудования ГЭС во вторичном регулировании частоты электрического тока и перетоков активной</p>	<p>4. Порядок контроля и критерии оценки участия ГЭС во вторичном регулировании</p> <p>В соответствии с <i>Регламентом определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности [8.7]</i> СО оценивает участие генерирующего</p>

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 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*.

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

- соблюдение времени набора / сброса нагрузки;

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.

- 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 $\pm 3\%$ и ± 9 МВт от текущего задания на момент окончания выполнения команды.

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 $\pm 3\%$ и ± 9 МВт от текущего задания. То есть на каждом часовом интервале действует большее из двух ограничений;
- флуктуации не должны превышать одновременно обоих граничных условий и $\pm 5\%$ 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 период работы оборудования ГАЭС в насосном режиме, при напорах более 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.

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.

Начиная с 01.03.2014 требование участия в АВРЧМ не распространяется на вводимые в эксплуатацию гидроэлектростанции с установленной мощностью более 100 МВт на этапе начального наполнения (заполнения) водохранилища:

- в течение 3 месяцев с момента достижения расчетного по мощности напора гидроэлектростанции, если установленная мощность ГЭС составляет более 100 до 500 МВт;
- в течение 6 месяцев с момента достижения расчетного по мощности напора гидроэлектростанции, если установленная мощность ГЭС составляет более 500 МВт.

Расчетный по мощности напор гидроэлектростанции определяется в соответствии с правилами использования соответствующего водохранилища, утвержденными Федеральным агентством водных ресурсов.

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

1. в случае необходимости проведения технических мероприятий по приведению оборудования ГЭС в соответствие с установленными требованиями по обеспечению согласованной работы систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности ЕЭС России и автоматики управления мощностью ГЭС:

1.1. в отношении ГЭС, по которым до 01.01.2013 в установленном порядке была подтверждена возможность участия их генерирующего оборудования в АВРЧМ, при условии:

1.1.1. согласования с СО плана-графика выполнения вышеуказанных технических мероприятий, предусматривающего их окончание в определенный по согласованию с СО срок, 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 плана-графика выполнения вышеуказанных технических мероприятий, предусматривающего их окончание в определенный по согласованию с СО сроки выполнения указанного плана-графика.

2. начиная с **01.01.2013** – в отношении оборудования ГЭС, по которому обеспечивается выполнение согласованных с СО планов-графиков выполнения вышеуказанных мероприятий.

начиная с **01.01.2014** – в отношении доли генерирующего оборудования ГЭС, по которому в установленном порядке подтверждена возможность его участия в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности.

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 максимальной 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 АВРЧМ

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 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 секунда;

- 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 секунда 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.

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 ($R_{BP,m}^j$) как отношение исполненных команд на изменение активной мощности к их общему числу за месяц:

$$R_{BP,m}^j = \frac{N_{BP,m}^j - n_{BP,m}^j}{N_{BP,m}^j} \quad (17),$$

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

$n_{BP,m}^j$ – 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 ($R_{ABP,m}^j$) как отношение периодов удовлетворительного участия в автоматическом вторичном регулировании к заданному периоду участия:

$$R_{ABP,m}^j = \frac{T_{ABP,m}^j - t_{ABP,m}^j}{T_{ABP,m}^j} \quad (18),$$

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

$t_{ABP,m}^j$ – 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,

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

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

	<p>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.</p> <p>В случае если в расчетном периоде (месяце) ГЭС к участию в АВРЧМ не привлекалась, значение показателя $R_{ABP,m}^j$ устанавливается равным 1.</p> <p>В случае если в расчетном периоде (месяце) ГЭС, ГАЭС к участию в оперативном вторичном регулировании не привлекалась, значение показателя $R_{BP,m}^j$ устанавливается равным 1.</p> <p>Для ГЭС, установленной мощностью более 100 МВт, не готовых к участию в АВРЧМ, СО определяет $R_{BP,m}^j$, а $R_{ABP,m}^j$ устанавливает равным 0.</p> <p>Для ГЭС, участвующих в АВРЧМ в периоды работы систем АРЧМ в режиме регулирования частоты или перетока мощности, СО определяет $R_{ABP,m}^j$, а $R_{BP,m}^j$ устанавливается равным 1.</p> <p>Для ГЭС при работе систем АРЧМ только в режиме АОП, СО определяет $R_{BP,m}^j$ и $R_{ABP,m}^j$ в зависимости от наличия периодов срабатывания АОП.</p> <p>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 $R_{BP,j,m}^{ност}$, а $R_{ABP,j,m}^{ност}$ устанавливается равным 1.</p> <p>Для иных типов электростанций (не являющихся ГЭС, ГАЭС) коэффициенты ($R_{BP,m}^j$ и $R_{ABP,m}^j$) устанавливаются равными 1.</p>	