

Изменения, вносимые в **Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка**, связанные с уточнением требований к участию оборудования в ОПРЧ, в том числе к участию в ОПРЧ объектов ВИЭ.

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
3.3.	<ul style="list-style-type: none"> • реализация требуемой первичной мощности за пределами указанных диапазонов, должна выполняться с характеристиками и ограничениями, обусловленными настройкой технологической автоматики, параметрами основного и вспомогательного оборудования энергоблока АЭС, допустимыми режимами работы реакторной установки. ... <p>Проверка готовности генерирующего оборудования АЭС к участию в ОПРЧ осуществляется путем проведения контрольных</p>	<ul style="list-style-type: none"> • реализация требуемой первичной мощности за пределами указанных диапазонов, должна выполняться с характеристиками и ограничениями, обусловленными настройкой технологической автоматики, параметрами основного и вспомогательного оборудования энергоблока АЭС, допустимыми режимами работы реакторной установки. • при работе реактора на «мощностном эффекте» должно обеспечиваться участие генерирующего оборудования в ОПРЧ на разгрузку в пределах до 8 % номинальной электрической мощности с последующим ограничением на установившемся после разгрузки уровне мощности. ... Проверка готовности генерирующего оборудования АЭС к участию в ОПРЧ должна осуществляться путем проведения контрольных испытаний по программам,

	<p>испытаний по программам, индивидуальным для каждого энергоблока. согласованным с СО.</p>	<p>индивидуальным для каждого энергоблока, учитывающим требования <i>Методических рекомендаций по проверке готовности ТЭС к общему первичному регулированию частоты (Приложение 2)</i>. При этом допускается ограничиваться испытаниями только вверху регулировочного диапазона энергоблока.</p>
<p>3.5</p>	<p>Добавить</p>	<p>3.5 Требования к участию генерирующего оборудования ветряных и солнечных электростанций в ОПРЧ</p> <p>Ветряные и солнечные электростанции (далее соответственно ВЭС и СЭС) должны участвовать в общем первичном регулировании частоты (ОПРЧ) путем автоматического снижения выдаваемой в электрическую сеть активной мощности электростанции при увеличении частоты с использованием устройства центрального регулирования.</p> <p>Для участия в ОПРЧ ВЭС и СЭС должны соответствовать следующим требованиям:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Статизм первичного регулирования должен находиться в пределах 4÷6%; • Верхняя граница «мертвой полосы» первичного

регулирования не должна превышать 50,075 Гц;

- Величина требуемой первичной мощности должна определяться, исходя из величины отклонения частоты свыше 50,075 Гц и величины установленной (номинальной) мощности включенного в работу генерирующего оборудования ВЭС и СЭС;

- При скачкообразном увеличении частоты за верхнюю границу «мертвой полосы» первичного регулирования снижение активной мощности ВЭС и СЭС на величину требуемой первичной мощности должно обеспечиваться за время, не превышающее 30 секунд. При этом изменение активной мощности в процессе первичного регулирования должно носить аperiodический характер;

- На все время, пока квазиустановившееся значение частоты выше 50,075 Гц должно устанавливаться автоматическое ограничение максимальной нагрузки электростанции равное величине мощности ВЭС и СЭС, установившейся через 30 секунд после выхода частоты за 50,075 Гц;

- После снижения квазиустановившегося значения частоты ниже 50,075 Гц ограничение максимальной

		<p>нагрузки электростанции должно автоматически сниматься.</p> <p>Проверка готовности ВЭС и СЭС к участию в ОПРЧ осуществляется путем проведения контрольных испытаний по программам, индивидуальным для каждой ВЭС и СЭС, согласованным с СО.</p> <p>По результатам контрольных испытаний формируется отчет, который утверждается техническим руководителем электростанции и направляется в СО на подтверждение соответствия ВЭС и СЭС настоящим Техническим требованиям.</p>
<p>3.5.</p>	<p>3.5. Требования к оценке участия генерирующего оборудования в ОПРЧ</p> <p>СО осуществляет регистрацию и формирует данные о случаях участия/неучастия (участия, не соответствующего <i>Техническим требованиям</i>) 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 <i>Техническими требованиями</i>, а также расследования случаев значимого изменения</p>	<p>3.6. Требования к оценке участия генерирующего оборудования в ОПРЧ</p> <p>СО осуществляет регистрацию и формирует, в соответствии с <i>Техническими требованиями</i>, данные о случаях участия/неучастия (участия, не соответствующего <i>Техническим требованиям</i>) генерирующего оборудования в ОПРЧ на основании исходной информации о включенном генерирующем оборудовании, представленной участником оптового рынка, данных систем мониторинга участия в ОПРЧ генерирующего оборудования, действующих на основе оперативно-информационных комплексов (далее – ОИК) или иных специализированных систем СО, а также</p>

	<p>частоты электрического тока (превышающих $\pm 0,2$ Гц).</p>	<p>расследования случаев значимого изменения частоты электрического тока (превышающих $\pm 0,2$ Гц).</p>
<p>3.5.1.</p>	<p>3.5.1. Критерии количественной оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ</p> <p>...</p> <p>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.</p> <p>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.</p>	<p>3.6.1. Критерии количественной оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ</p> <p>...</p> <p>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.</p> <p>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 от исходного значения с выходом ее за диапазон $50,0 \pm 0,2$ Гц.</p> <p>В случае, если на интервалах расчета значения частоты и активной мощности генерирующего оборудования оставались стабильными, то фактические</p>

	<p>...</p> <p>Для исключения случаев некорректной оценки участия генерирующего оборудования электростанций в ОПРЧ:</p> <ul style="list-style-type: none">- 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,	<p>показатели участия в ОПРЧ допускается вычислять по текущим значениям в выбранные моменты времени, без использования усреднения.</p> <p>...</p> <p>Для исключения случаев некорректной оценки участия генерирующего оборудования в ОПРЧ:</p> <ul style="list-style-type: none">- для оценки фактических показателей участия генерирующего оборудования в ОПРЧ выбираются интервалы с квазиустановившимся режимом;- учитываются актуальные ограничения на регулировочный диапазон генерирующего оборудования, указанные в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования (диспетчерских заявках);- учитываются изменения мощности генерирующего оборудования, вызванные действием персонала по команде диспетчера, а также изменения, связанные с работой централизованных систем АРЧМ;- для генерирующего оборудования, не оснащенного регуляторами мощности, статизм регулирования, используемый при оценке участия генерирующего оборудования в ОПРЧ необходимо принимать равным 6 %
--	---	---

<p>допустимой для местных участков статической характеристики регулирования частоты вращения турбины).</p> <p>- 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).</p> <p>.....</p>	<p>(наибольшей величине, допустимой для местных участков статической характеристики регулирования частоты вращения турбины);</p> <p>- для генерирующего оборудования, не оснащенного регуляторами мощности, зона нечувствительности регулятора частоты вращения турбины принимается равной 0,15 Гц;</p> <p>Оценка участия в ОПРЧ неблочной части ТЭС должна вестись по суммарной мощности включенного в работу и готового к участию в ОПРЧ генерирующего оборудования. При фиксации несоответствия величины фактической суммарной первичной мощности величине суммарной требуемой первичной мощности, рассчитанной исходя из количества готового к участию в ОПРЧ генерирующего оборудования, проводится анализ причин неучастия (неудовлетворительного участия) в ОПРЧ, путем индивидуальной оценки участия каждой единицы</p>
---	---

генерирующего оборудования в ОПРЧ с регистрацией соответствующего признака.

Для генерирующего оборудования ТЭС должна выполняться оценка наличия реакции турбины на первоначальное отклонение частоты (обратное изменению частоты изменение мощности турбины в первые 15 секунд после отклонения частоты). Отсутствие реакции на загрузку может быть зафиксировано только при отсутствии на турбине запаса на открытие регулирующих клапанов (оценивается по величине заявленного технического максимума турбогенератора и/или по данным предоставленным электростанцией), в противном случае наличие реакции обязательно. При повышении частоты должна фиксироваться реакция турбин ТЭС на разгрузку. При отсутствии реакции турбины на первоначальное отклонение частоты в отношении данной единицы генерирующего оборудования фиксируется несоответствие *Техническим требованиям* по величине фактически выданной первичной мощности в первые 15 секунд (расчет производится по текущим значениям частоты и активной мощности).

		<p>Для ВЭС и СЭС, оснащенных устройством центрального регулирования, оценка участия в ОПРЧ выполняется по суммарной мощности включенного в работу генерирующего оборудования. При фиксации несоответствия величины фактической суммарной первичной мощности величине суммарной требуемой первичной мощности ВЭС и СЭС, рассчитанной исходя из установленной мощности включенного генерирующего оборудования, заданной величины статизма и «мертвой полосы» первичного регулирования, а также в случае отсутствия требуемого автоматического ограничения максимальной нагрузки электростанции при повышенной частоте, фиксируется неудовлетворительное участие в ОПРЧ всей ВЭС и СЭС.</p>
<p>3.6.</p>	<p>3.6 Технические условия обеспечения мониторинга участия в ОПРЧ</p> <p>Для целей оперативного контроля на каждой электростанции должен быть организован текущий непрерывный мониторинг участия каждой единицы генерирующего оборудования в ОПРЧ.</p> <p>Для целей мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ на</p>	<p>3.7 Технические условия обеспечения мониторинга участия в ОПРЧ</p> <p>Для целей оперативного контроля на каждой электростанции должен быть организован текущий непрерывный мониторинг участия каждой единицы генерирующего оборудования в ОПРЧ.</p> <p>Для целей мониторинга участия генерирующего оборудования в ОПРЧ на электростанциях должно быть</p>

	<p>электростанциях должно быть обеспечено:</p> <ul style="list-style-type: none">• 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:<ul style="list-style-type: none">– датчики активной мощности должны рассчитывать полную (по трем фазам) действующую активную мощность с интервалом усреднения 1 сек.;– 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.	<p>обеспечено:</p> <ul style="list-style-type: none">• 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:<ul style="list-style-type: none">– датчики активной мощности должны рассчитывать полную (по трем фазам) действующую активную мощность с интервалом усреднения 1 сек.;– 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.• Измерение иных технологических параметров, применяемых для оперативного контроля и управления при участии генерирующего
--	---	---

	<ul style="list-style-type: none"> • Определение: <ul style="list-style-type: none"> – Текущего отклонения частоты Δf, Гц от номинального значения $\Delta f = f - f_{\text{ном}}, \text{ Гц} \quad (11);$ – Отклонения текущей мощности P от исходного (планового) значения P_0 (то есть текущей первичной мощности $P_{\text{П}}$) $P_{\text{П}} = P - P_0, \text{ МВт} \quad (12).$ <p>Текущая первичная мощность сравнивается с шаблоном, построенным аналогично представленному на рис.3.</p> <p>Величина первичной мощности должна иметь требуемый знак и величину не менее необходимой по шаблону.</p> 	<p>оборудования в ОПРЧ, с точностью, обеспечиваемой методами и средствами измерений, предусмотренными проектом генерирующего оборудования (электростанции).</p> <ul style="list-style-type: none"> • Определение: <ul style="list-style-type: none"> – Текущего отклонения частоты Δf, Гц от номинального значения $\Delta f = f - f_{\text{ном}}, \text{ Гц} \quad (11);$ – Отклонения текущей мощности P от исходного (планового) значения P_0 (то есть текущей первичной мощности $P_{\text{П}}$) $P_{\text{П}} = P - P_0, \text{ МВт} \quad (12).$ <p>Текущая первичная мощность сравнивается с шаблоном, построенным аналогично представленному на рис.3.</p> <p>Величина первичной мощности должна иметь требуемый знак и значение не менее необходимого по шаблону.</p> <p>При фиксации недостаточной величины первичной мощности или противоположного требуемому знака первичной мощности должны быть определены и устранены в установленном порядке причины</p>
--	---	--

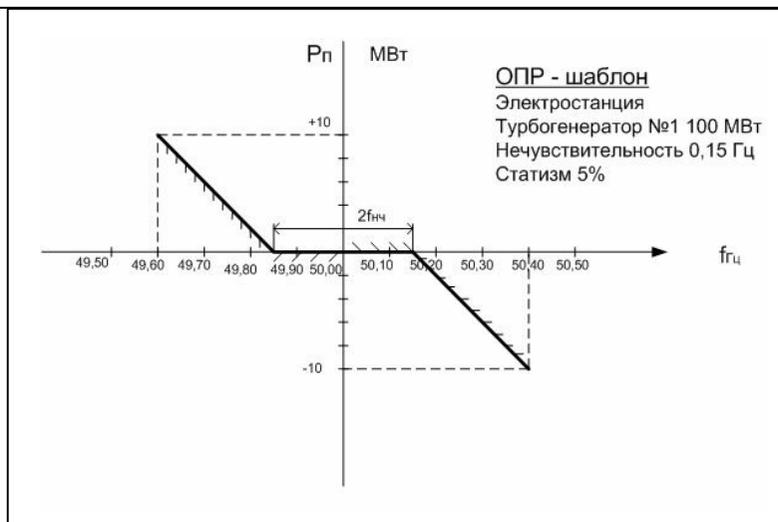


Рис. 3. Шаблон мониторинга ОПРЧ на энергоблоке.

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.

соответствующего нарушения *Технических требований*.

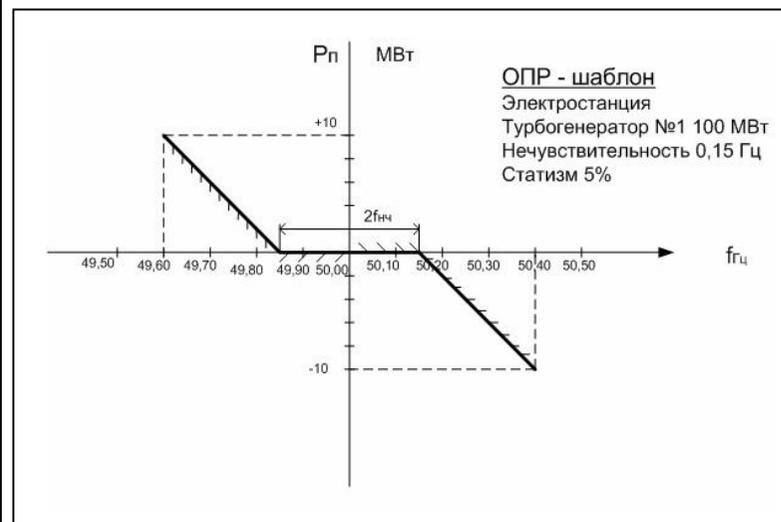


Рис. 3. Шаблон мониторинга ОПРЧ на энергоблоке.

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, в том числе анализ участия генерирующего оборудования в ОПРЧ, должны направляться по запросу в соответствующий диспетчерский центр СО в течение 3 (трех) рабочих дней с момента

		<p>направления запроса, но не позднее 4 (четвертого) календарного дня месяца, следующего за отчетным.</p> <p>В случае полного или частичного непредоставления информации или предоставления указанной в запросе информации в нарушение установленных сроков СО использует имеющиеся в его распоряжении данные.</p>
--	--	--

Изменения, вносимые в **Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка**, связанные с уточнением определений в соответствии с ГОСТ Р 57114-2016.

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
11.	<p>Включенный резерв мощности – Горячий резерв - Резервная мощность работающих в данное время агрегатов, которая может быть использована немедленно [ГОСТ 21027-75]</p> <p>...</p> <p>Невключенный резерв мощности – Холодный резерв - Мощность неработающих исправных агрегатов электростанций [ГОСТ 21027-75]</p>	<p>Вращающийся резерв мощности генерирующего оборудования на загрузку – Часть регулировочного диапазона генерирующего оборудования тепловой электрической станции, атомной электрической станции от его фактической (планируемой) нагрузки до располагаемой мощности [ГОСТ Р 57114-2016].</p> <p>...</p> <p>Холодный резерв мощности – Суммарная располагаемая мощность всего не находящегося в работе генерирующего оборудования тепловых и атомных электрических станций, обеспеченного топливом, производительностью котельного оборудования и готового к пуску в срок, определенный нормативами [ГОСТ Р 57114-2016].</p>