

Изменения, вносимые в **Технические требования к генерирующему оборудованию участников оптового рынка с 01.09.2021** в связи с утверждением 24.08.2021 Наблюдательным советом Ассоциации «НП «Совет рынка» изменений в Регламент определения объемов фактически поставленной на оптовый рынок мощности (Приложение № 13 к Договору о присоединении к торговой системе оптового рынка)

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
5.1	<p>5.1. Требования к участию ГЭС в АВРЧМ</p> <p>Требования к участию в АВРЧМ распространяются на ГЭС, оснащенные системами ГРАМ с частотным корректором, привлекаемые к автоматическому либо оперативному вторичному регулированию.</p> <p>Под участием в АВРЧМ понимается отработка задания центрального регулятора системы автоматического регулирования режима энергосистемы по частоте и перетокам мощности (далее АРЧМ) на изменение активной мощности с заданными скоростью и точностью в пределах диапазона вторичного регулирования. Центральный регулятор при этом может работать:</p> <ul style="list-style-type: none"> • в режиме регулирования частоты или перетока как с включенными, так и отключенными автоматическими ограничителями перетоков (далее АОП); • только с включенными АОП при отключенном режиме регулирования частоты или перетока. <p>Контроль участия в автоматическом вторичном регулировании осуществляется вне зависимости от заданных параметров работы центрального регулятора системы АРЧМ.</p> <p>Условия подключения ГЭС к управлению от Централизованных систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности (далее – ЦС (ЦКС) АРЧМ) в рамках обеспечения готовности ГЭС к участию автоматическом вторичном регулировании частоты и</p>	<p>5.1. Требования к участию ГЭС в АВРЧМ</p> <p>Требования к участию в АВРЧМ распространяются на ГЭС, оснащенные системами ГРАМ, привлекаемые к автоматическому либо оперативному вторичному регулированию.</p> <p>Под участием в АВРЧМ понимается реализация ГРАМ ГЭС задания вторичной мощности от централизованной (центральной координирующей) системы автоматического регулирования режима энергосистемы по частоте и перетокам мощности (далее ЦС (ЦКС) АРЧМ) на изменение активной мощности с заданными скоростью и точностью в пределах диапазона вторичного регулирования. ЦС (ЦКС) АРЧМ при этом может работать:</p> <ul style="list-style-type: none"> • в режиме регулирования частоты или перетока как с включенными, так и отключенными автоматическими ограничителями перетоков (далее АОП); • только с включенными АОП при отключенном режиме регулирования частоты или перетока. <p>Оценка участия ГЭС в АВРЧМ осуществляется вне зависимости от заданных параметров работы ЦС (ЦКС) АРЧМ.</p> <p>Условия подключения ГЭС к управлению от ЦС (ЦКС) АРЧМ в рамках обеспечения готовности ГЭС к участию в</p>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>перетоков активной мощности должны соответствовать <i>Общим техническим требованиям для подключения ГЭС к ЦС (ЦКС) АРЧМ</i> [15].</p> <p>В случае отдачи команд <АРЧМ введено. Регулируете переток> или <АРЧМ введено. Регулируете частоту> оперативный персонал соответствующей ГЭС (ГАЭС) должен самостоятельно, без предварительного согласования с диспетчером соответствующего диспетчерского центра, включать в работу и отключать гидрогенераторы ГЭС (ГАЭС) для обеспечения заданного значения резерва активной мощности на загрузку/разгрузку (количества агрегатов, включенных в сеть). Резерв активной мощности на загрузку/разгрузку, необходимый для работы системы АРЧМ может быть задан диспетчерскими командами или диспетчерскими распоряжениями (диспетчерскими инструкциями), а также может быть задан как необходимое количество агрегатов, включенных в сеть и под управление системы АРЧМ.</p> <p>Участвующая во вторичном регулировании ГЭС не освобождается от участия в ОПРЧ и должна удовлетворять условиям п. 3.2. настоящих <i>Технических требований</i>.</p> <p>При одновременном привлечении ГЭС к НПРЧ она должна удовлетворять требованиям СО по участию электростанций в НПРЧ, имеющим наиболее высокий приоритет.</p> <p>В соответствии с <i>Регламентом актуализации расчетной модели</i> [4] и <i>Регламентом оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России</i> [7] заданная диспетчерским графиком мощность ГЭС должна допускать размещение заданного вторичного резерва, а при одновременном использовании ГЭС</p>	<p>АВРЧМ должны соответствовать <i>Общим техническим требованиям для подключения ГЭС к ЦС (ЦКС) АРЧМ</i> [15].</p> <p>В случае отдачи команд <АРЧМ введено. Регулируете переток> или <АРЧМ введено. Регулируете частоту> оперативный персонал соответствующей ГЭС (ГАЭС) должен самостоятельно, без предварительного согласования с диспетчером соответствующего диспетчерского центра, включать в работу и отключать гидроагрегаты ГЭС (ГАЭС) для обеспечения заданного значения резерва активной мощности на загрузку/разгрузку (количества агрегатов, включенных в сеть). Резерв активной мощности на загрузку/разгрузку, необходимый для работы ЦС (ЦКС) АРЧМ может быть задан диспетчерскими командами или диспетчерскими распоряжениями (диспетчерскими инструкциями), а также может быть задан как необходимое количество гидроагрегатов, включенных в сеть и под управление ЦС (ЦКС) АРЧМ.</p> <p>Участвующая во вторичном регулировании ГЭС не освобождается от участия в ОПРЧ и должна удовлетворять условиям п. 3.2. настоящих <i>Технических требований</i>.</p> <p>При одновременном привлечении ГЭС к НПРЧ она должна удовлетворять требованиям СО по участию электростанций в НПРЧ, имеющим наиболее высокий приоритет.</p> <p>В соответствии с <i>Регламентом актуализации расчетной модели</i> [4] и <i>Регламентом оперативного диспетчерского управления электроэнергетическим режимом объектов управления ЕЭС России</i> [7] заданная диспетчерским графиком мощность ГЭС должна допускать размещение заданного вторичного резерва, а при</p>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>для НПРЧ – совместное размещение заданных вторичных и первичных резервов.</p> <p>При этом должна быть предусмотрена блокировка от превышения заданного вторичного резерва в процессе вторичного регулирования по команде от систем АРЧМ, необходимая для сохранения возможности использования заданных первичных резервов.</p> <p>При неучастии ГЭС в НПРЧ весь диапазон регулирования может быть использован для размещения вторичного резерва. При этом величина заданных вторичных резервов на загрузку и разгрузку не должна превышать диапазон автоматического регулирования ГЭС, а сам диапазон вторичного регулирования должен размещаться относительно заданной графиком мощности таким образом, чтобы обеспечивалась возможность реализации в полностью автоматическом режиме каждого из вторичных резервов.</p> <p>При изменении заданной диспетчерским графиком мощности или изменении состава работающего генерирующего оборудования ГЭС должна сохраняться возможность автоматической реализации заданных вторичных резервов.</p> <p>Задержка в начале отработки задания от систем АРЧМ не должна превышать 5 секунд (для ГЭС, временно имеющих ограничения по скорости открытия направляющих аппаратов допускается задержка в начале отработки задания до 10 секунд).</p> <p>Отработка задания вторичной мощности должна осуществляться в темпе, задаваемом системой АРЧМ, с учетом ограничений максимальной скорости изменения задания, установленных в системе АРЧМ в зависимости от количества</p>	<p>одновременном использовании ГЭС для НПРЧ – совместное размещение заданных вторичных и первичных резервов.</p> <p>При этом должна быть предусмотрена блокировка от превышения заданного вторичного резерва в процессе вторичного регулирования по команде от ЦС (ЦКС) АРЧМ, необходимая для сохранения возможности использования заданных первичных резервов.</p> <p>При неучастии ГЭС в НПРЧ весь диапазон регулирования может быть использован для размещения вторичного резерва. При этом величина заданных вторичных резервов на загрузку и разгрузку не должна превышать диапазон автоматического регулирования ГЭС, а сам диапазон вторичного регулирования должен размещаться относительно заданной графиком мощности таким образом, чтобы обеспечивалась возможность реализации в полностью автоматическом режиме каждого из вторичных резервов.</p> <p>При изменении заданной диспетчерским графиком мощности или изменении состава работающего генерирующего оборудования ГЭС должна сохраняться возможность автоматической реализации заданных вторичных резервов.</p> <p>Реализация задания вторичной мощности должна осуществляться в темпе, задаваемом ЦС (ЦКС) АРЧМ, с учетом ограничений максимальной скорости изменения задания, установленных в ЦС (ЦКС) АРЧМ в зависимости от количества гидроагрегатов ГЭС, подключенных к управлению от системы ГРАМ. Величина текущих (фактических) вторичных резервов на загрузку и разгрузку ГЭС, участвующей в АВРЧМ, не должна быть меньше величины заданных в ЦС (ЦКС) АРЧМ на ГЭС вторичных резервов, уменьшенных на величину задания от ЦС (ЦКС)</p>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
	<p>гидроагрегатов ГЭС, подключенных к управлению от системы АРЧМ.</p> <p>Динамическая погрешность в обработке заданной вторичной мощности не должна превышать 1% суммарной номинальной мощности гидроагрегатов, подключенных к управлению от системы АРЧМ.</p>	<p>АРЧМ более, чем на 1% от величины максимальной мощности ГЭС, готовой к несению нагрузки, но не менее 2 МВт.</p> <p>Величина фактической мощности ГЭС, участвующей в АВРЧМ, не должна отличаться от величины суммарного задания мощности ГЭС более, чем на $\pm 1\%$ величины максимальной мощности ГЭС, готовой к несению нагрузки.</p> <p>Задержка реализации суммарного задания мощности ГЭС не должна превышать 15 секунд.</p> <p>При этом:</p> <ul style="list-style-type: none"> - допускается в течение не более 2 минут однократно отличие величины фактической мощности ГЭС, участвующей в АВРЧМ, от величины суммарного задания мощности ГЭС более чем на $\pm 1\%$, но не более чем на 3% величины максимальной мощности ГЭС, готовой к несению нагрузки, в периоды отклонений фактического напора ГЭС ниже расчетного при работе гидроагрегатов на максимальной мощности. - в случае изменения состава включенных в работу гидроагрегатов для целей выполнения команды на изменение задания плановой мощности контроль задержки реализации суммарного задания мощности ГЭС выполняется с учетом нормативного времени набора/ сброса нагрузки по ГЭС, являющихся ГОУ различных уровней СО. <p>Суммарное задание мощности ГЭС – сумма значений задания плановой мощности ГЭС, задания требуемой первичной мощности, задания вторичной мощности от ЦС (ЦКС) АРЧМ.</p>

№ пп	Действующая редакция	Новая редакция
		<p>При участии ГЭС в АВРЧМ переходный процесс изменения мощности ГЭС должен иметь аperiodический характер.</p> <p>Оценка готовности к участию генерирующего оборудования ГЭС в автоматическом вторичном регулировании осуществляется в соответствии с Методикой контроля участия гидроэлектростанций в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности, приведенной в Приложении 13 к настоящим Техническим требованиям.</p>
Приложение 13		<p>Приложение 13</p> <p>Методика оценки участия гидроэлектростанций в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности</p>

Приложение 13

к Техническим требованиям
к генерирующему оборудованию
участников оптового рынка

Методика оценки участия гидроэлектростанций в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности

1. Общие положения

При оценке участия ГЭС в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности (АВРЧМ) используются следующие критерии:

1. «Непредоставление резервов вторичного регулирования»
2. «Недостаточная точность регулирования мощности»
3. «Наличие колебательного процесса»

Оценка участия ГЭС в АВРЧМ производится на часовых интервалах. Из интервалов оценки исключаются периоды времени, когда ГЭС не находилась под управлением от ЦС (ЦКС) АРЧМ (в централизованном режиме).

Для ГЭС, участвующих в АВРЧМ только в режиме АОП, расчет по критерию «Непредоставление резервов вторичного регулирования» не производится, расчет по критерию «Недостаточная точность регулирования» производится для периодов времени, когда величина телеизмерения «Выход ЗВМ» по модулю более значения 0,5 МВт.

Данные, используемые при проведении контроля:

- телеизмерения (ТИ) и телесигналы (ТС), передаваемые из ГРАМ ГЭС в ЦС (ЦКС) АРЧМ: ТИ «Мощность», ТИ «Плановая мощность», ТИ «Частотная коррекция (первичная мощность)», ТИ «Выход ЗВМ», ТИ «Частота», ТИ «Диапазон на загрузку», ТИ «Диапазон на разгрузку», ТС «Централизованный», ТС «Минимум», ТС «Максимум», ТС «Блокировка»;
- ТИ из ЦС (ЦКС) АРЧМ: величина заданных для ГЭС резервов на загрузку, величина заданных для ГЭС резервов на разгрузку;
- данные из уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования (ПАК MODES-Terminal) на каждый час суток: максимальная заявленная мощность ГЭС, минимальная заявленная мощность ГЭС.

Значения параметров алгоритмов и уставок срабатывания по каждому из критериев указаны в карте уставок и параметров алгоритмов критериев контроля участия гидроэлектростанций (ГЭС) в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности.

2. Математические обозначения

$f(t)$ – «Частота» [Гц];

$P_{\text{факт}}(t)$ – «Фактическая активная мощность» [МВт];

$P_{\text{план}}(t)$ – «Плановая мощность» [МВт];

$P_{\text{ЗВМ}}(t)$ – «Выход ЗВМ» [МВт];

$S_{\text{ц}}(t)$ – «Централизованный»;

$P_{\text{чк}}(t)$ – требуемая первичная мощность [МВт];

$R_{\text{загр.план}}(t)$ – «Заданный резерв на загрузку» [МВт];

$R_{\text{разгр.план}}(t)$ – «Заданный резерв на разгрузку» [МВт];

$R_{\text{загр.ост}}(t)$ – «Диапазон на загрузку» [МВт];

$R_{\text{разгр.ост}}(t)$ – «Диапазон на разгрузку» [МВт]

$R_{\text{загр.факт}}(t)$ – «Фактические резервы на загрузку» [МВт]

$R_{\text{разгр.факт}}(t)$ – «Фактические резервы на разгрузку» [МВт]

X (написание полужирным шрифтом) – массив, состоящий из нескольких элементов:
 $X = \{X_i, i = 1..N\}$ (здесь i – индекс элементов массив, N – количество элементов массива).

3. Критерий 1 «Непредоставление резервов вторичного регулирования»

Критерий предназначен для выявления факта непредоставления ГЭС, участвующими в АВРЧМ, заданных резервов вторичного регулирования.

Используемая информация

Сигналы:

Массив значений задания вторичной мощности (ТИ «Выход ЗВМ») [МВт] – $P_{\text{ЗВМ}} = \{P_{\text{ЗВМ},i}, i = 1..n\}$.

Массив значений резерва на загрузку (ТИ «Диапазон на загрузку») [МВт] – $R_{\text{загр.ост}} = \{R_{\text{загр.ост},i}, i = 1..n\}$.

Массив значение резерва на разгрузку (ТИ «Диапазон на разгрузку») [МВт] – $R_{\text{разгр.ост}} = \{R_{\text{разгр.ост},i}, i = 1..n\}$.

Массив значений заданных резервов АВРЧМ на загрузку [МВт] – $R_{\text{загр.план}} = \{R_{\text{загр.план},i}, i = 1..n\}$.

Массив значений заданных резервов АВРЧМ на разгрузку [МВт] – $R_{\text{разгр.план}} = \{R_{\text{разгр.план},i}, i = 1..n\}$.

Максимальная мощность [МВт] – $P_{\text{макс}}$.

Параметры алгоритма:

Величина упреждения определения истощения вторичных резервов, относительная [%] – $\Delta_{R,\text{отн}}$.

Максимальная допустимая длительность отклонений [сек]

Алгоритм решения

1) Расчет фактических резервов на загрузку $R_{\text{загр.факт}}$ и разгрузку $R_{\text{разгр.факт}}$:

$$R_{\text{загр.факт},i} = \max(P_{\text{звм},i}, 0) + R_{\text{загр.ост},i}$$

$$R_{\text{разгр.факт},i} = \max(P_{\text{звм},i}, 0) - R_{\text{разгр.ост},i}$$

2) Нахождение интервалов непредоставления резервов вторичного регулирования (нарушений) на загрузку и разгрузку.

Моменты времени непредоставления резервов определяются следующим образом:

$$M_{\text{загр},i} = R_{\text{загр.план},i} - \min(0,01 \cdot \Delta_{R,\text{отн}} \cdot P_{\text{макс}}; \Delta_{R,\text{абс}}) - R_{\text{загр.факт},i} > 0$$

$$M_{\text{разгр},i} = -R_{\text{разгр.план},i} - \min(0,01 \cdot \Delta_{R,\text{отн}} \cdot P_{\text{макс}}; \Delta_{R,\text{абс}}) + R_{\text{разгр.факт},i} > 0$$

3) Исключение из дальнейших расчётов интервалов с нарушениями, длительность которых меньше максимальной допустимой длительности отклонений, и соответствующих им моментов времени.

4) Расчёт суммарной длительности непредоставления резервов АВРЧМ (на загрузку и разгрузку):

$$T_{\text{нар.загр}} = \sum_{\substack{i \in [1;3601] \\ M_{\text{загр},i}}} 1$$

$$T_{\text{нар.разгр}} = \sum_{\substack{i \in [1;3601] \\ M_{\text{разгр},i}}} 1$$

5) Расчёт суммарной величины непредоставленных резервов АВРЧМ (на загрузку и разгрузку):

$$V_{\text{нар.загр}} = \sum_{\substack{i \in [1;3601] \\ M_{\text{загр},i}}} \max(0, R_{\text{загр.план},i} - \min(0,01 \cdot \Delta_{R,\text{отн}} \cdot P_{\text{макс}}; \Delta_{R,\text{абс}}) - R_{\text{загр.факт},i})$$

$$V_{\text{нар.разгр}} = \sum_{\substack{i \in [1;3601] \\ M_{\text{разгр},i}}} \max(0, -R_{\text{разгр.план},i} - \min(0,01 \cdot \Delta_{R,\text{отн}} \cdot P_{\text{макс}}; \Delta_{R,\text{абс}}) + R_{\text{разгр.факт},i})$$

Результаты решения

- суммарная длительность непредоставления вторичных резервов (на загрузку и разгрузку)
- суммарная величина непредоставленных резервов АВРЧМ (на загрузку и разгрузку).

4. Критерий 2 «Недостаточная точность регулирования мощности»

Критерий предназначен для выявления случаев несоответствия ГЭС установленным требованиям регулирования мощности при подключении к ЦКС (ЦС) АРЧМ.

Используемая информация

Сигналы:

Массив значений фактической мощности ГЭС (ТИ «Мощность») [МВт] – $P_{\text{факт}} =$

$$\{P_{\text{факт},i}, i = 1..n\}$$

Массив значений задания плановой мощности ГЭС (ТИ «Плановая мощность») [МВт] –

$$P_{\text{план}} = \{P_{\text{план},i}, i = 1..n\}.$$

Массив значений задания вторичной мощности (ТИ «Выход ЗВМ») [МВт] – $P_{\text{ЗВМ}} =$

$$\{P_{\text{ЗВМ},i}, i = 1..n\}.$$

Массив значений требуемой первичной мощности (ТИ «Частотная коррекция (первичная мощность)») [МВт] – $P_{\text{чк}} = \{P_{\text{чк},i}, i = 1..n\}.$

Массив значения сигнала ТС «Централизованный».

Максимальная мощность [МВт] – $P_{\text{макс}}$.

Параметры алгоритма:

Максимальная заявленная мощность ГЭС – $P_{\text{макс}}$.

Допустимая задержка [сек] – t_{delay} .

Максимальное допустимое отклонение [%] – Δ_P .

Максимальная допустимая длительность отклонений [сек] – t_{out} .

Признак работы ГЭС в режиме АОП.

Алгоритм решения

- 1) Расчёт суммарного задания мощности:

$$P_{\text{зад},i} = P_{\text{план},i} + P_{\text{чк},i} + P_{\text{ЗВМ},i}$$

2) Расчёт верхней и нижней допустимых границ:

$$P_{\text{вг.доп},i} = \max_{j \in [i-t_{\text{delay}};i]} (P_{\text{зад},j}) + 0,01 \cdot \Delta P \cdot P_{\text{макс}}$$

$$P_{\text{нг.доп},i} = \min_{j \in [i-t_{\text{delay}};i]} (P_{\text{зад},j}) - 0,01 \cdot \Delta P \cdot P_{\text{макс}}$$

3) Нахождение интервалов выхода фактической мощности $P_{\text{факт}}$ за допустимые границы $P_{\text{вг.доп}}$ и $P_{\text{нг.доп}}$, которые произошли в централизованном режиме. Для ГЭС, находящихся только под управлением АОП, так же должно выполняться условие:

$$|P_{\text{звм},i}| > 0,5$$

4) Исключение из расчётов интервалов с нарушениями, у которых одновременно и длительность не больше максимальной допустимой длительности отклонений t_{out} , и величина не больше максимальной допустимой величины отклонений V_{out} – оставление интервалов, у которых длительность больше максимальной допустимой t_{out} или величина больше максимальной допустимой V_{out} .

5) Подсчет суммарной длительности выхода фактической мощности за допустимые границы.

Результаты решения

Суммарная длительность выхода фактической мощности за допустимые границы

5. Критерий 3 «Наличие колебательного процесса»

Критерий предназначен для выявления по значениям фактической мощности ГЭС, участвующей в АВРЧМ, нежелательного колебательного процесса.

Используемая информация

Сигналы:

- Массив значений фактической мощности (ТИ «Мощность») [МВт] $P_{\text{факт}} = \{P_{\text{факт},i}, i = 1..n\}$.

- Максимальная мощность [МВт] – $P_{\text{макс}}$.

Параметры алгоритма:

- Максимальная допустимая амплитуда колебаний [% $P_{\text{макс}}$]

- Максимально допустимая мера колебательности

Алгоритм решения

1) Нормируется сигнал фактической мощности:

$$P_i = \frac{P_{\text{факт},i}}{P_{\text{макс}}}$$

2) Выбирается сетка полос для детектирования колебаний.

Детектирование колебаний на часовом отрезке выполняется посредством скользящего окна. Ширина окна выбирается таким образом, чтобы в нем укладывалось несколько периодов. Сдвиг окна – около периода. Нижняя граница периода колебаний – 5 сек, верхняя граница периода колебаний – 600 сек. Для лучшего детектирования колебаний с разными периодами вся полоса [5 сек; 10 мин] разбивается на несколько полос с одинаковым соотношением верхней границы к нижней. Это отношение должно быть не больше 2, чтобы исключить повторяемость кратных периодов.

3) Для каждой полосы с параметрами $[T_{\text{нг}}; T_{\text{вг}}]$ выполняются пункты 3-7.

4) Выполняется фильтрация высокочастотных (шумовых) и низкочастотных (плавно меняющийся тренд) составляющих сигнала активной мощности.

Исключение из исходного сигнала высокочастотных составляющих выполняется фильтром скользящего среднего с параметром (шириной окна) равным $\left[\frac{T_{\text{нг}}}{4}\right]$:

$$X = \text{AVG}\left(P, \left[\frac{T_{\text{нг}}}{4}\right]\right)$$

Исключение из исходного сигнала низкочастотных составляющих выполняется фильтром скользящего среднего с параметром (шириной окна) равным $[T_{\text{вг}} * 4]$:

$$S = \text{AVG}(P, [T_{\text{вг}} * 4])$$

5) Рассчитывается сигнал O – колебания мощности на искомым нежелательных частотах относительно нуля:

$$O_i = X_i - S_i$$

6) Часовой интервал делится на окна шириной $T_{m\ x} * 5$, и для каждого окна вычисляется автокорреляционная функция (АКФ), минимум АКФ в полосе получастот $([T_{\text{нг}}/2, T_{\text{вг}}/2])$, максимум АКФ в полосе частот $([T_{\text{нг}}, T_{\text{вг}}])$, мера колебательности, амплитуда колебаний и период колебаний.

7) Определяется наличие колебательного процесса при выполнении следующих условий:

- минимум АКФ в полосе получастот – меньше нуля
- максимум АКФ в полосе частот – больше нуля
- мера колебательности – больше максимального допустимого значения меры колебательности
- амплитуда колебаний – больше максимального допустимого значения амплитуды.

Результаты решения

каждый зафиксированный колебательный процесс с параметрами:

- моменты начала и конца колебательного процесса
- амплитуда колебаний
- период колебаний
- мера колебательности

**Карта уставок и параметров алгоритмов критериев оценки участия
гидроэлектростанций в автоматическом вторичном регулировании частоты и
перетоков активной мощности**

Параметры и уставки	Значение
Критерий 1 «Непредоставление резервов вторичного регулирования»	
величина упреждения определения исчерпания вторичных резервов, %Р _{макс}	1
максимальная допустимая длительность отклонений, сек	15
Критерий 2 «Недостаточная точность поддержания мощности»	
допустимая задержка, сек	15
максимальная допустимая длительность отклонений, сек	15
максимальное допустимое отклонение мощности, %Р _{макс}	1
Критерий 3 «Наличие колебательного процесса»	
максимальная допустимая амплитуда колебаний, %Р _{макс}	1
максимально допустимая величина колебательности	1,55