



**ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»**

СТО 59012820.27.140.001-2014

Регистрационный номер (обозначение)

Дата утверждения

Стандарт организации

НОРМЫ УЧАСТИЯ ГИДРОАГРЕГАТОВ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ И ГИДРОАККУМУЛИРУЮЩИХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В НОРМИРОВАННОМ ПЕРВИЧНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ

Издание официальное

(в редакции изменения, введенного в действие приказом ОАО «СО ЕЭС» от
21.07.2016 №182)

Москва 2014

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», правила применения стандарта организации – ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Сведения о стандарте

1. **РАЗРАБОТАН:** Открытым акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы».
2. **ВНЕСЕН:** Открытым акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы».
3. **УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ:** приказом Открытого акционерного общества «Системный оператор Единой энергетической системы» от 30.01.2014 № 31.
4. **ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ.**

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Открытого акционерного общества «Системный оператор Единой энергетической системы».

Содержание

1.	Область применения	4
2.	Нормативные ссылки	4
3.	Термины и определения	4
4.	Обозначения и сокращения	5
5.	Требования, предъявляемые к гидроагрегатам, САУ ГА и ГРАМ для участия гидроагрегатов в НПРЧ	6
6.	Требования к организации мониторинга участия гидроагрегатов в НПРЧ	8
7.	Порядок подтверждения соответствия гидроагрегатов требованиям Стандарта...	10
	Приложение 1	14
	Приложение 2	16

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «СО ЕЭС»

НОРМЫ УЧАСТИЯ ГИДРОАГРЕГАТОВ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ И ГИДРОАККУМУЛИРУЮЩИХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В НОРМИРОВАННОМ ПЕРВИЧНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ

1. Область применения

1.1. Стандарт устанавливает:

– технические требования, предъявляемые к гидроагрегатам гидравлических и гидроаккумулирующих электростанций, работающим в режиме производства электрической энергии, для участия в нормированном первичном регулировании частоты;

– требования к организации мониторинга участия гидроагрегатов в нормированном первичном регулировании частоты;

– порядок и методику проверки соответствия гидроагрегатов требованиям, предъявляемым к ним для участия в нормированном первичном регулировании частоты.

1.2. Стандарт предназначен для ОАО «СО ЕЭС», организаций, являющихся собственниками или иными законными владельцами гидравлических и гидроаккумулирующих электростанций или входящих в их состав гидроагрегатов, организаций, осуществляющих деятельность по проектированию, разработке, изготовлению, монтажу, наладке, эксплуатации и проверке систем автоматического управления гидроагрегатов, групповых регуляторов активной мощности гидравлических и гидроаккумулирующих электростанций.

2. Нормативные ссылки

В Стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

2.1. СТО 59012820.27.100.003-2012 «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования».

2.2. СТО 59012820.29.240.002-2010 «Обеспечение согласованной работы систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности ЕЭС России и автоматики управления мощностью гидроэлектростанций. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования», утвержден приказом ОАО «СО ЕЭС» от 29.06.2010 № 196 «Об утверждении стандарта организации ОАО «СО ЕЭС».

3. Термины и определения

3.1. В Стандарте применены термины по СТО 59012820.27.100.003-2012, а также следующие термины с соответствующими определениями:

Гидроагрегат: агрегат, состоящий из гидротурбины и электрического гидрогенератора.

Гидротурбина: турбина, в которой в качестве рабочего тела используется вода.

Гидрогенератор: электрический синхронный генератор, вращаемый гидравлической турбиной, ротор которого укреплен на одном валу с рабочим колесом гидротурбины.

Заданная мощность гидроагрегата: величина активной мощности, которую должен выдавать гидроагрегат в соответствии с заданиями персонала гидравлической или гидроаккумулирующей электростанции (в режиме индивидуального управления) или в соответствии с заданиями группового регулятора активной мощности (в режиме группового управления).

Мощность: текущее значение трехфазной активной электрической мощности гидроагрегата, гидравлической или гидроаккумулирующей электростанции.

Собственник гидроагрегата: собственник или иной законный владелец гидроагрегата в составе гидравлической или гидроаккумулирующей электростанции.

Частота: значение частоты электрического тока сети, если не оговорено иное.

3.2. Термины «зона разрешенной работы гидроагрегата», «система автоматического управления гидроагрегатом» применены в Стандарте по СТО 59012820.29.240.002-2010.

4. Обозначения и сокращения

В Стандарте применены следующие обозначения и сокращения:

АВРЧМ	– автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности;
АСУ ТП	– автоматизированная система управления технологическим процессом;
ГАЭС	– гидроаккумулирующая электростанция;
ГРАМ	– система группового регулирования активной мощности;
ГЭС	– гидравлическая электростанция;
НПРЧ	– нормированное первичное регулирование частоты;
ОПРЧ	– общее первичное регулирование частоты;
САУ ГА	– система автоматического управления гидроагрегатом;
СДС «СО ЕЭС»	– Система добровольной сертификации ОАО «СО ЕЭС».

5. Требования, предъявляемые к гидроагрегатам, САУ ГА и ГРАМ для участия гидроагрегатов в НПРЧ

5.1. Участие гидроагрегата в НПРЧ должно осуществляться в пределах его регулировочного диапазона, ограниченного только допустимыми режимами работы по условиям безопасной эксплуатации.

5.2. Для участия гидроагрегата в НПРЧ гидроагрегат, САУ ГА и ГРАМ дополнительно к указанным в Стандарте требованиям должны соответствовать требованиям СТО 59012820.27.100.003-2012 в части обеспечения участия генерирующего оборудования ГЭС (ГАЭС) в ОПРЧ.

В случае привлечения гидроагрегата, участвующего в НПРЧ, к участию в АВРЧМ должны также выполняться требования СТО 59012820.29.240.002-2010.

5.3. Участие гидроагрегата в НПРЧ должно осуществляться действием САУ ГА, обеспечивающей регулирование частоты и мощности гидроагрегата в полностью автоматическом режиме с динамическими и статическими характеристиками, установленными Стандартом.

5.4. В САУ ГА должен использоваться постоянно действующий контур статического регулирования частоты вращения гидротурбины, а регулирование мощности гидроагрегата должно осуществляться с частотной коррекцией, соответствующей характеристикам регулятора частоты вращения.

5.5. В САУ ГА в качестве сигналов по частоте должны использоваться измерения частоты вращения гидротурбины.

Допускается использование измерений частоты, полученных с использованием тахогенератора или трансформатора напряжения гидрогенератора, в качестве измерений частоты вращения гидротурбины.

5.6. При участии гидроагрегата в НПРЧ должны быть предусмотрены:

- учет в ГРАМ требуемой первичной мощности для данного гидроагрегата, формируемой в САУ ГА при заданных параметрах первичного регулирования для режима НПРЧ как при управлении от ГРАМ, так и при индивидуальном управлении;

- при одновременном участии гидроагрегата в НПРЧ и АВРЧМ – возможность задания в ГРАМ ограничений диапазона вторичного регулирования для данного гидроагрегата в целях поддержания минимально необходимых первичных резервов в пределах его зоны разрешенной работы.

5.7. Требования по участию в НПРЧ должны выполняться в пределах зоны разрешенной работы гидроагрегата.

5.8. Структура и алгоритмы САУ ГА и ГРАМ должны обеспечивать выполнение требований Стандарта и не должны препятствовать действию устройств и комплексов противоаварийной автоматики.

5.9. Требуемая первичная мощность гидроагрегата при участии в НПРЧ рассчитывается по формуле:

$$\Delta P_{\Pi} = -\frac{2}{S\%} \times P_{\text{ном}} \times \Delta f_p, [\text{МВт}]$$

или

$$\Delta P_{\Pi}\% = -\frac{200}{S\%} \times \Delta f_p,$$

где

S – статизм первичного регулирования гидроагрегата, %;

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

Δf_p – расчетное отклонение частоты, Гц;

$\Delta f_p = 0$ при нахождении частоты в пределах «мертвой полосы» первичного регулирования ($50,00 \pm \Delta f_0$);

$\Delta f_p = f - (50,00 + \Delta f_0)$ – при повышенной частоте (Δf_p положительно);

$\Delta f_p = f - (50,00 - \Delta f_0)$ – при пониженной частоте (Δf_p отрицательно);

f – текущее значение частоты, Гц;

Δf_0 – величина отклонения частоты от 50 Гц, определяющая значение «мертвой полосы» первичного регулирования, Гц.

При оценке участия гидроагрегата в НПРЧ производится сравнение требуемой первичной мощности с фактическим изменением мощности гидроагрегата, определяемой по формуле:

$$\Delta P_{\phi} = P - P_{\text{исх}}, \text{МВт},$$

где P – мощность гидроагрегата на заданном интервале времени после отклонения частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования, МВт;

$P_{\text{исх}}$ – исходная мощность гидроагрегата на заданном интервале времени до момента отклонения частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования, МВт.

5.10. Измерение частоты вращения гидротурбины, используемое в САУ ГА, должно осуществляться с точностью не хуже 0,01 Гц.

5.11. Нечувствительность первичных регуляторов по частоте должна быть не более 0,01 Гц.

5.12. Зона нечувствительности первичного регулирования по частоте должна быть не более 0,02 Гц.

5.13. Величина «мертвой полосы» первичного регулирования участвующего в НПРЧ гидроагрегата должна быть не более $50,00 \pm 0,02$ Гц с возможностью ее расширения до величины не менее $50,000 \pm 0,075$ Гц с дискретностью 0,005 Гц.

5.14. Должна быть обеспечена возможность изменения персоналом ГЭС (ГАЭС) по диспетчерской команде диспетчерского персонала ОАО «СО ЕЭС» величины «мертвой полосы» первичного регулирования в САУ ГА и в ГРАМ без потери функции первичного регулирования гидроагрегата.

5.15. Должен быть обеспечен статизм первичного регулирования гидроагрегата в пределах 4,5–6 % с возможностью его изменения с шагом не более 0,5 %.

5.16. Мощность гидроагрегата, используемая в САУ ГА и в ГРАМ, должна измеряться с точностью не хуже 1 % $P_{ном}$.

5.17. При отклонениях частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования гидроагрегат должен выдавать требуемую первичную мощность с учетом изменения величины отклонения частоты, т.е. работать в следящем за отклонением частоты режиме до возврата частоты в пределы «мертвой полосы».

5.18. При скачкообразном отклонении частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования, вызывающем необходимость реализации первичной мощности (на загрузку или разгрузку) величиной 7 % $P_{ном}$ и менее в пределах регулировочного диапазона, совокупность основного и вспомогательного оборудования гидроагрегата, режимы его работы должны гарантированно обеспечивать динамику изменения первичной мощности гидроагрегата не хуже следующей: полная требуемая величина первичной мощности должна быть выдана за 30 секунд при выдаче половины требуемой величины первичной мощности не более чем за 10 секунд.

5.19. При скачкообразном отклонении частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования, вызывающем необходимость реализации первичной мощности (на загрузку или разгрузку) величиной более 7 % $P_{ном}$, совокупность основного и вспомогательного оборудования гидроагрегата, режимы его работы должны гарантированно обеспечивать динамику изменения первичной мощности указанного гидроагрегата с характеристиками, удовлетворяющими требованиям к ОПрЧ, установленным СТО 59012820.27.100.003-2012 для генерирующего оборудования ГЭС (ГАЭС).

5.20. Переходный процесс изменения мощности гидроагрегата при первичном регулировании частоты должен иметь апериодический характер, величина перерегулирования должна быть не более 1 % $P_{ном}$. При этом в квазиустановившемся режиме отклонение фактической первичной мощности гидроагрегата от требуемой величины должно быть не более ± 1 % $P_{ном}$.

5.21. При участии гидроагрегата в НПрЧ и отклонениях частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования время поддержания требуемой первичной мощности не должно ограничиваться.

5.22. Величины «мертвой полосы» и статизма первичного регулирования должны быть равны заданным значениям во всем регулировочном диапазоне гидроагрегата.

6. Требования к организации мониторинга участия гидроагрегатов в НПрЧ

6.1. Мониторинг участия гидроагрегата в НПрЧ осуществляется ОАО «СО ЕЭС» и персоналом ГЭС (ГАЭС) в соответствии с СТО 59012820.27.100.003-2012.

6.2. Для осуществления мониторинга участия гидроагрегата в НПРЧ и оценки технологических параметров гидроагрегата, характеризующих техническое состояние основного оборудования гидроагрегата при его участии в НПРЧ, ГЭС (ГАЭС) должны иметь устройства системы мониторинга, посредством которых должна обеспечиваться непрерывная регистрация параметров гидроагрегата и ГЭС (ГАЭС), минимальный перечень которых указан в таблице 6.1.

Таблица 6.1

№	Наименование параметра
1	Мощность гидроагрегата
2	Мощность ГЭС (ГАЭС)
3	Частота электрического тока на системах шин ГЭС (ГАЭС)
4	Частота вращения гидротурбины
5	Плановая мощность ГЭС (ГАЭС)
6	Вторичная мощность ГЭС (ГАЭС)
7	Заданная мощность гидроагрегата
8	Заданные расширения «мертвой полосы» первичного регулирования в САУ ГА
9	Уставка статизма первичного регулирования в САУ ГА
10	Задание первичной мощности гидроагрегата (коррекция по частоте)
11	Действующий напор ГЭС (ГАЭС)
12	Положение направляющего аппарата гидротурбины
13	Сигнал о режиме работы гидроагрегата (индивидуальный/групповой)
14	Сигнал о включенном/отключенном состоянии гидроагрегата

Примечание. Устройства системы мониторинга, регистрирующие указанные в таблице 6.1 параметры гидроагрегата и ГЭС (ГАЭС), могут входить в состав АСУ ТП.

6.3. Регистрация параметров гидроагрегата и ГЭС (ГАЭС) должна производиться с меткой времени с шагом не более 1 секунды. Время регистрации должно быть синхронизировано с астрономическим временем с точностью не хуже 1 секунды.

6.4. Дискретность регистрации измерений и заданий мощности должна быть не более 0,1 % $P_{ном}$.

Дискретность регистрации измерений частоты вращения гидротурбины и частоты на системах шин ГЭС должна быть не более 0,001 Гц (1 мГц).

6.5. В устройствах системы мониторинга (АСУ ТП) должна быть предусмотрена возможность хранения регистрируемых параметров гидроагрегата и ГЭС (ГАЭС) в течение не менее 12 месяцев.

6.6. Устройства системы мониторинга (АСУ ТП) должны обеспечивать возможность копирования всех или части регистрируемых параметров гидроагрегата и ГЭС (ГАЭС) за заданный промежуток времени на внешний электронный носитель или передачи выбранной части

параметров за заданный промежуток времени в систему мониторинга ОАО «СО ЕЭС».

6.7. На ГЭС (ГАЭС) должна быть обеспечена возможность мониторинга персоналом электростанции участия гидроагрегата в НПРЧ путем сопоставления на заданном интервале времени текущего значения мощности гидроагрегата и текущей заданной мощности гидроагрегата с частотной коррекцией при текущем отклонении частоты от номинального значения.

6.8. Для мониторинга персоналом ГЭС (ГАЭС) участия гидроагрегата в НПРЧ должно быть реализовано графическое представление указанных в пункте 6.7 параметров как в следящем режиме с возможностью задания шага обновления, так и в режиме просмотра ретроспективных данных.

7. Порядок подтверждения соответствия гидроагрегатов требованиям Стандарта

7.1. Подтверждение соответствия требованиям Стандарта осуществляется путем добровольной сертификации в СДС «СО ЕЭС».

Подтверждение соответствия требованиям Стандарта может осуществляться путем добровольной сертификации в иных системах добровольной сертификации, зарегистрированных в установленном порядке в едином реестре систем добровольной сертификации, при условии соблюдения требований, предусмотренных настоящим разделом Стандарта.

7.2. Сертификация гидроагрегата осуществляется в соответствии с правилами функционирования соответствующей системы добровольной сертификации с обязательным соблюдением требований настоящего раздела.

7.3. Объектом сертификации является гидроагрегат ГЭС (ГАЭС).

7.4. Сертификация гидроагрегата осуществляется по схеме, в обязательном порядке включающей выполнение следующих мероприятий:

- анализ документов и информации, представленных заявителем;
- сертификационные испытания;
- инспекционный контроль.

7.5. Анализ документов и информации, представленных заявителем, проводится органом по добровольной сертификации перед проведением сертификационных испытаний, с целью предварительной оценки основных технических характеристик гидроагрегата ГЭС (ГАЭС). Перечень документов и информации, подлежащих представлению заявителем на рассмотрение органу по добровольной сертификации, приведен в приложении 1. Орган по добровольной сертификации вправе дополнительно затребовать от собственника гидроагрегата иные документы и информацию в объеме, необходимом для проведения сертификации и оценки соответствия гидроагрегата требованиям Стандарта.

7.6. Сертификационные испытания проводятся в соответствии с Методикой проверки соответствия гидроагрегатов ГЭС (ГАЭС)

требованиям, предъявляемым к ним для участия в НПРЧ (далее – Методика), приведенной в приложении 2.

7.7. Сертификационные испытания проводятся на ГЭС (ГАЭС) при обязательном участии в испытаниях представителей органа по добровольной сертификации. На испытаниях могут присутствовать представители ОАО «СО ЕЭС» и организаций, участвующих в наладке или модернизации гидроагрегата.

7.8. Сертификационные испытания должны проводиться по программе, разработанной органом по добровольной сертификации в соответствии с Методикой и согласованной с ОАО «СО ЕЭС».

7.9. Результаты сертификационных испытаний оформляются органом по добровольной сертификации в виде протокола сертификационных испытаний.

Протокол сертификационных испытаний должен соответствовать требованиям, указанным в Правилах функционирования СДС «СО ЕЭС». Дополнительно в протоколе сертификационных испытаний должны быть указаны границы регулировочного диапазона гидроагрегата для напора, при котором проводились испытания.

7.10. Копия протокола сертификационных испытаний должна быть направлена в ОАО «СО ЕЭС» органом по добровольной сертификации не позднее 5 (пяти) рабочих дней с момента его оформления.

7.11. Сертификат соответствия выдается заявителю только при положительных результатах сертификационных испытаний.

7.12. В качестве результатов сертификационных испытаний органом по добровольной сертификации могут рассматриваться результаты приемо-сдаточных и иных испытаний гидроагрегата при условии, что:

- испытания проведены в объеме всех этапов, указанных в Методике;
- программа испытаний согласована ОАО «СО ЕЭС»;
- испытания проводились с участием представителей органа по добровольной сертификации;
- испытания оформлены протоколом в соответствии с пунктом 7.9 Стандарта.

7.13. Срок действия сертификата соответствия гидроагрегата требованиям Стандарта устанавливается равным 6 годам.

7.14. Инспекционный контроль соответствия гидроагрегата требованиям Стандарта должен проводиться в течение срока действия сертификата соответствия.

7.15. Инспекционный контроль проводится в форме плановых и внеплановых проверок.

7.16. Плановые проверки должны осуществляться один раз в год.

7.17. Для гидроагрегатов, принимавших фактическое участие в НПРЧ в течение 12 месяцев, предшествующих проверке, объем плановой проверки должен включать в себя:

7.17.1. Анализ фактического участия гидроагрегата в НПРЧ.

7.17.2. Анализ параметров гидроагрегата ГЭС (ГАЭС), характеризующих техническое состояние основного оборудования гидроагрегата при его участии в НПРЧ.

7.17.3. Проверку параметров настройки САУ ГА и ГРАМ.

7.17.4. Проверку функционирования устройств системы мониторинга участия гидроагрегата в НПРЧ на электростанции.

При этом проверки по пунктам 7.17.3 и 7.17.4 должны проводиться с обязательным присутствием представителей органа по добровольной сертификации на ГЭС (ГАЭС).

7.18. Для гидроагрегатов, не принимавших фактическое участие в НПРЧ в течение 12 месяцев, предшествующих проверке, плановая проверка должна осуществляться с обязательным присутствием представителей органа по добровольной сертификации на ГЭС (ГАЭС) и включать в себя:

7.18.1. Проверку параметров настройки САУ ГА и ГРАМ.

7.18.2. Проверку функционирования устройств системы мониторинга участия гидроагрегата в НПРЧ на электростанции.

7.18.3. Проведение испытаний участия гидроагрегата в НПРЧ в объеме раздела П7 Методики.

7.19. Внеплановая проверка должна проводиться:

– по инициативе ОАО «СО ЕЭС», если по результатам мониторинга фактического участия гидроагрегата в НПРЧ зафиксировано несоответствие гидроагрегата требованиям Стандарта;

– при замене или модернизации технических средств САУ ГА и ГРАМ;

– при изменении структуры и (или) алгоритмов ГРАМ, САУ ГА, устройств регулирования гидроагрегата, влияющих на характеристики первичного регулирования;

– при изменениях конструкции и (или) характеристик гидроагрегата, влияющих на характеристики первичного регулирования.

7.20. Объем внеплановой проверки определяется органом по добровольной сертификации в зависимости от причины, по которой она проводится, и согласовывается с ОАО «СО ЕЭС». Если объем внеплановой проверки включает в себя мероприятия, указанные в пункте 7.18, то проверка должна проводиться в присутствии представителя органа по добровольной сертификации.

7.21. По результатам каждой плановой и внеплановой проверки гидроагрегата орган по добровольной сертификации оформляет решение о соответствии (несоответствии) гидроагрегата требованиям Стандарта.

Решение по результатам плановой (внеплановой) проверки направляется собственнику гидроагрегата в сроки, определенные договором на инспекционный контроль, и ОАО «СО ЕЭС» – в течение двух рабочих дней со дня его оформления, но не позднее двух недель после проведения проверки.

7.22. После устранения собственником гидроагрегата замечаний, выявленных по результатам проверки, должна быть проведена повторная

проверка в объеме и порядке, соответствующих проверке, при которой были выявлены замечания (проведение испытаний, анализ параметров, настроек и т.д.).

7.23. Основания и порядок приостановления, возобновления, прекращения действия сертификата соответствия определяются Правилами функционирования СДС «СО ЕЭС».

Приложение 1**Перечень документов и информации по гидроагрегатам ГЭС (ГАЭС), подлежащих представлению заявителем на рассмотрение органу по добровольной сертификации**

1. Тип гидротурбины, входящей в состав гидроагрегата, основные технические характеристики гидроагрегата, в том числе зоны разрешенной работы гидроагрегата для нормальных условий его эксплуатации.
2. Описание алгоритмов работы и структурные схемы САУ ГА.
3. Описание алгоритмов работы и структурные схемы ГРАМ.
4. Инструкции по эксплуатации оборудования и устройств, входящих в САУ ГА и ГРАМ, определяющих характеристики первичного регулирования.
5. Характеристики системы регулирования гидротурбины гидроагрегата, актуальные на момент представления информации:
 - статическая характеристика регулирования;
 - зона нечувствительности по частоте;
 - осциллограммы переходных процессов по открытию направляющего аппарата и по мощности при изменениях частоты или изменениях заданий по частоте, полученных при испытаниях гидроагрегата.
6. Существующие ограничения в работе основного и вспомогательного оборудования гидроагрегата и ГЭС (ГАЭС).
7. Энергетические характеристики гидроагрегата и ГЭС (ГАЭС).
8. Информация о наличии в САУ ГА возможности имитации отклонения частоты без вывода гидроагрегата из участия в ОПРЧ.
9. Описание технических средств, на которых реализованы ГРАМ, САУ ГА и устройства системы мониторинга участия гидроагрегата в первичном регулировании частоты (далее – устройства системы мониторинга).
10. Документы, подтверждающие соответствие требуемой точности синхронизации системного времени в САУ ГА и устройствах системы мониторинга с астрономическим временем.
11. Документы для оценки и подтверждения требуемой Стандартом точности измерения мощности гидрогенератора, частоты вращения гидротурбины, частоты на системах шин ГЭС:
 - методика измерения частоты вращения гидротурбины;
 - паспорта, сертификаты об утверждении типа средств измерений на преобразователи измерительные (датчики) активной мощности, преобразователи измерительные частоты вращения гидротурбины (с приложением описания типа средств измерений);
 - другие документы, позволяющие оценить значение точности по каналу измерения активной мощности гидроагрегата, частоты вращения гидротурбины, частоты на системах шин ГЭС.

12. Программы (методики) и протоколы последних испытаний (приемо-сдаточных, после капитального ремонта и др.), в рамках которых проводилась проверка действия САУ ГА, ГРАМ, устройств системы мониторинга.

13. Карта (журнал) уставок технологических защит и автоматики гидроагрегата.

Методика проверки соответствия гидроагрегатов ГЭС (ГАЭС) требованиям, предъявляемых к ним для участия в НПРЧ

П1. Общие положения

П1.1. Сертификационные испытания гидроагрегата на соответствие требованиям Стандарта должны включать в себя проведение проверок по разделам П2–П7.

П1.2. Проверка участия гидроагрегата в НПРЧ должна производиться путем имитации отклонений частоты в САУ ГА и ГРАМ параллельно с действующим трактом общего первичного регулирования частоты (ОПРЧ).

П1.3. Во время проведения сертификационных испытаний должно сохраняться участие гидроагрегата в ОПРЧ.

П1.4. При проведении сертификационных испытаний гидроагрегата на соответствие требованиям Стандарта динамика изменения первичной мощности гидроагрегата при максимальной требуемой первичной мощности $\Delta P_{\text{П}} = 7 \% P_{\text{НОМ}}$ должна быть не хуже: $3,5 \% P_{\text{НОМ}}$ – за 10 секунд, $7 \% P_{\text{НОМ}}$ – за 30 секунд. Задержка начала изменения мощности гидроагрегата в требуемом направлении не должна превышать 5 секунд. Допустимая область изменения первичной мощности гидроагрегата приведена на рис. П.1.

П1.5. Сертификационные испытания гидроагрегата на соответствие требованиям Стандарта должны проводиться для зон разрешенной работы гидроагрегата.

Если регулировочный диапазон гидроагрегата включает несколько зон разрешенной работы, то проводится полный объем испытаний по П3–П7 для каждой из зон разрешенной работы гидроагрегата.

П1.6. Во время сертификационных испытаний не должны выполняться какие-либо работы в САУ ГА или ГРАМ, которые могут повлиять на результаты испытаний или нарушать их проведение. Не разрешается проводить изменений структуры или параметров САУ ГА и ГРАМ, если это не предусмотрено методикой испытаний. Все штатные системы автоматического регулирования, технологических защит и автоматики гидроагрегата должны быть введены в работу.

П1.7. Во время сертификационных испытаний технологические параметры гидроагрегата не должны выходить за допустимые пределы, определенные действующими руководящими документами по эксплуатации.

П1.8. В случае возникновения условий для участия гидроагрегата ГЭС (ГАЭС) в ОПРЧ и противоаварийном управлении испытания должны быть приостановлены. Возобновление испытаний допускается только с разрешения диспетчерского персонала ОАО «СО ЕЭС».

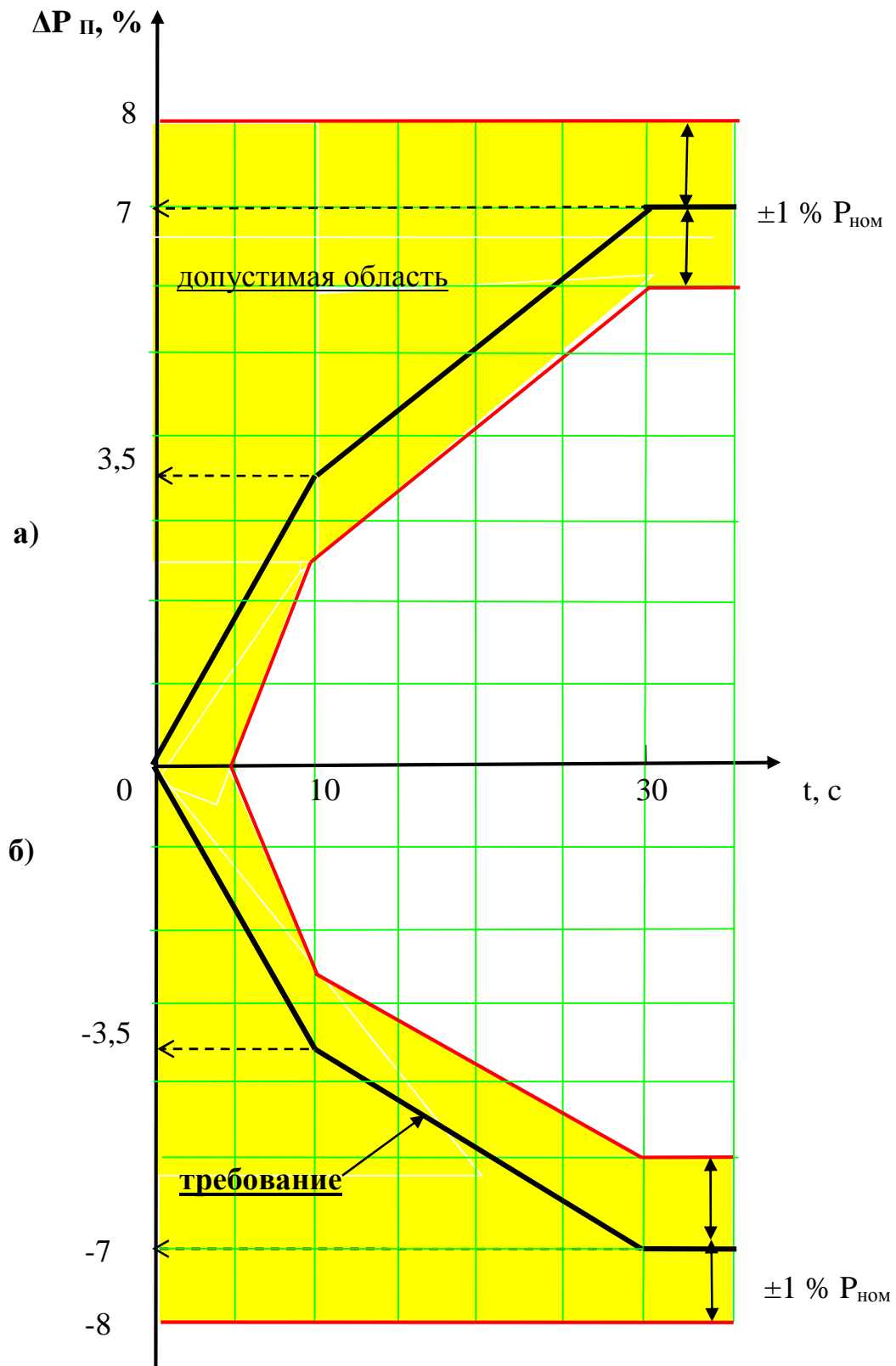


Рис. П.1. Допустимая область изменения первичной мощности гидроагрегата при $\Delta P_{\text{п}} = \pm 7\% P_{\text{ном}}$ при скачкообразных снижении (а) и повышении (б) частоты

П2. Проверка выполнения требований к устройствам системы мониторинга

В процессе испытаний сертифицируемого гидроагрегата должны быть проверены устройства системы мониторинга (АСУТП), регистрирующие параметры гидроагрегата и ГЭС (ГАЭС) в соответствии с требованиями раздела 6 Стандарта.

Критерии оценки:

– количество регистрируемых параметров гидроагрегата должно соответствовать пункту 6.2 Стандарта, шаг регистрации параметров – не более 1 секунды;

– дискретность регистрации измерений и заданий мощности, измерений частоты вращения гидротурбины и частоты на системах шин ГЭС, соответственно, должна быть не более 0,1 % $P_{ном}$ и 0,001 Гц;

– аппаратные средства устройств системы мониторинга позволяют хранить весь объем регистрируемых параметров гидроагрегата и ГЭС (ГАЭС) не менее 12 месяцев;

– существует возможность копирования на внешний электронный носитель части архива за заданный промежуток времени всех или части регистрируемых параметров гидроагрегата и ГЭС (ГАЭС);

– реализована возможность мониторинга персоналом электростанции участия гидроагрегата в НПРЧ путем представления параметров в соответствии с требованиями пунктов 6.7, 6.8 Стандарта.

П3. Проверка возможности задания ограничений диапазона заданной мощности гидроагрегата, изменения величин «мертвой полосы» и статизма первичного регулирования

В случае участия сертифицируемого гидроагрегата в АВРЧМ при проверке в ГРАМ должно быть выполнено задание ограничений диапазона вторичного регулирования гидроагрегата для обеспечения требуемой величины первичного резерва в соответствии с требованиями пункта 5.6 Стандарта.

При проверке должно быть выполнено изменение в САУ ГА и в ГРАМ величины «мертвой полосы» первичного регулирования в соответствии с требованиями пункта 5.14 Стандарта.

При проверке должна быть подтверждена возможность изменения в САУ ГА и в ГРАМ статизма первичного регулирования в соответствии с требованиями пункта 5.15 Стандарта.

Критерии оценки:

– в случае участия гидроагрегата в АВРЧМ в ГРАМ существует возможность задания ограничений диапазона вторичного регулирования гидроагрегата для обеспечения требуемой величины первичного резерва, с учетом текущего напора;

- существует возможность изменения в САУ ГА и в ГРАМ величины «мертвой полосы» первичного регулирования с требуемой дискретностью при сохранении штатного режима функционирования гидроагрегата, без прекращения участия гидроагрегата в первичном регулировании;
- существует возможность изменения в САУ ГА и в ГРАМ величины статизма первичного регулирования с требуемой дискретностью.

П4. Проверка нечувствительности первичных регуляторов

Проверка нечувствительности первичных регуляторов проводится при установленном статизме первичного регулирования $S = 5\%$ при произвольно выбранной фиксированной нагрузке гидроагрегата ($P_{зд}$) в пределах его зоны разрешенной работы (гидроагрегат на индивидуальном управлении).

На входе САУ ГА с периодичностью 2 минуты имитируются отклонения частоты на величину $\Delta f = \pm 20$ мГц в соответствии с графиком на рис. П.2.

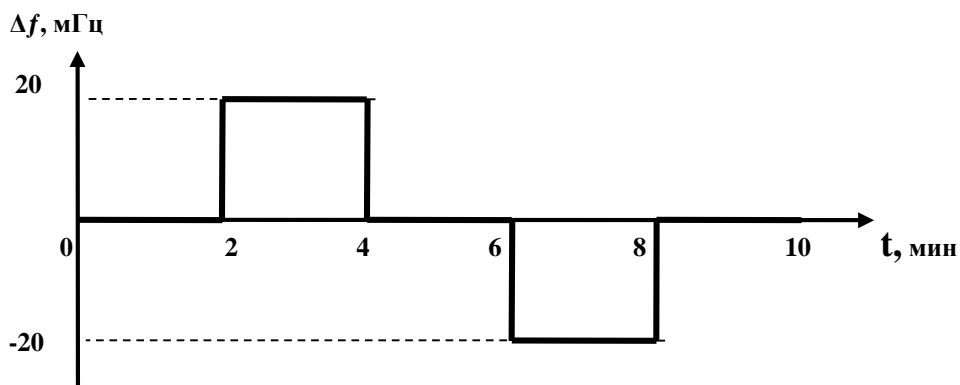


Рис. П.2. Имитация отклонений частоты при проверке нечувствительности первичных регуляторов гидроагрегата

По величине изменения мощности гидроагрегата при имитации отклонений частоты должны быть определены величины фактической нечувствительности первичных регуляторов гидроагрегата.

Критерии оценки:

– при имитации отклонений частоты на $\Delta f = \pm 20$ мГц должны фиксироваться противоположные по знаку каждому изменению частоты изменения мощности гидроагрегата в пределах $(0,4 \div 0,8) \% P_{ном}$. Изменение мощности менее $0,4 \% P_{ном}$ означает превышение максимальной допустимой нечувствительности первичных регуляторов ± 10 мГц.

Оценка нечувствительности первичных регуляторов гидроагрегата также производится в процессе проведения опыта по П7.3. при установленном нулевом расширении «мертвой полосы» первичного регулирования.

П5. Проверка следящего режима первичного регулирования частоты

Проверка следящего режима первичного регулирования проводится при статизме первичного регулирования $S = 5\%$ в режиме индивидуального и группового управления, при двух уровнях заданной нагрузки гидроагрегата ($P_{зд}$) вверху и внизу зоны разрешенной работы:

- внизу зоны разрешенной работы: $P_{зд} = P_{мин} + 6\% P_{ном}$;
 - вверху зоны разрешенной работы: $P_{зд} = P_{макс} - 6\% P_{ном}$,
- где $P_{макс}$ – верхняя граница зоны разрешенной работы, МВт.

$P_{мин}$ – нижняя граница зоны разрешенной работы, МВт.

Проверка производится путем последовательной имитации отклонений частоты в сторону снижения и в сторону увеличения, состоящих из трех ступеней величиной по 50 мГц с последующим снятием имитации отклонения частоты в соответствии с графиками на рис. П.3 и П.4.

Переходные процессы требуемого изменения первичной мощности гидроагрегата показаны на рис. П.3 и П.4.

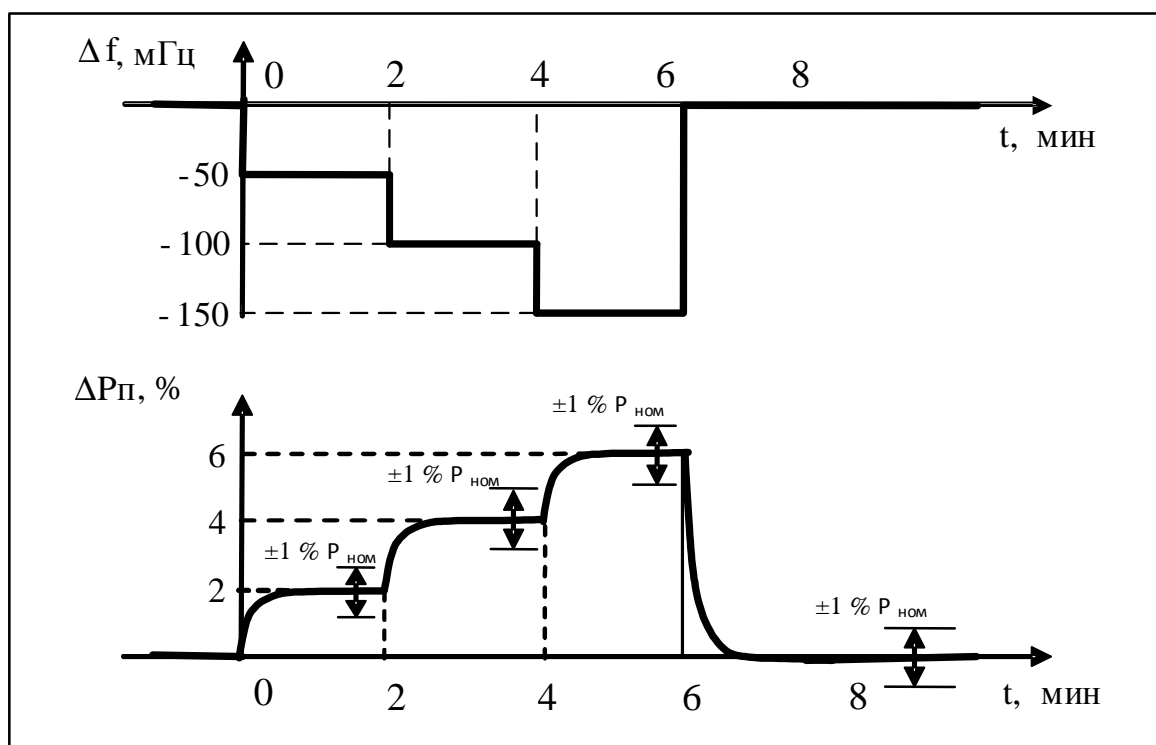


Рис. П.3. Имитация отклонений частоты в сторону снижения и требуемые изменения первичной мощности гидроагрегата в следящем режиме

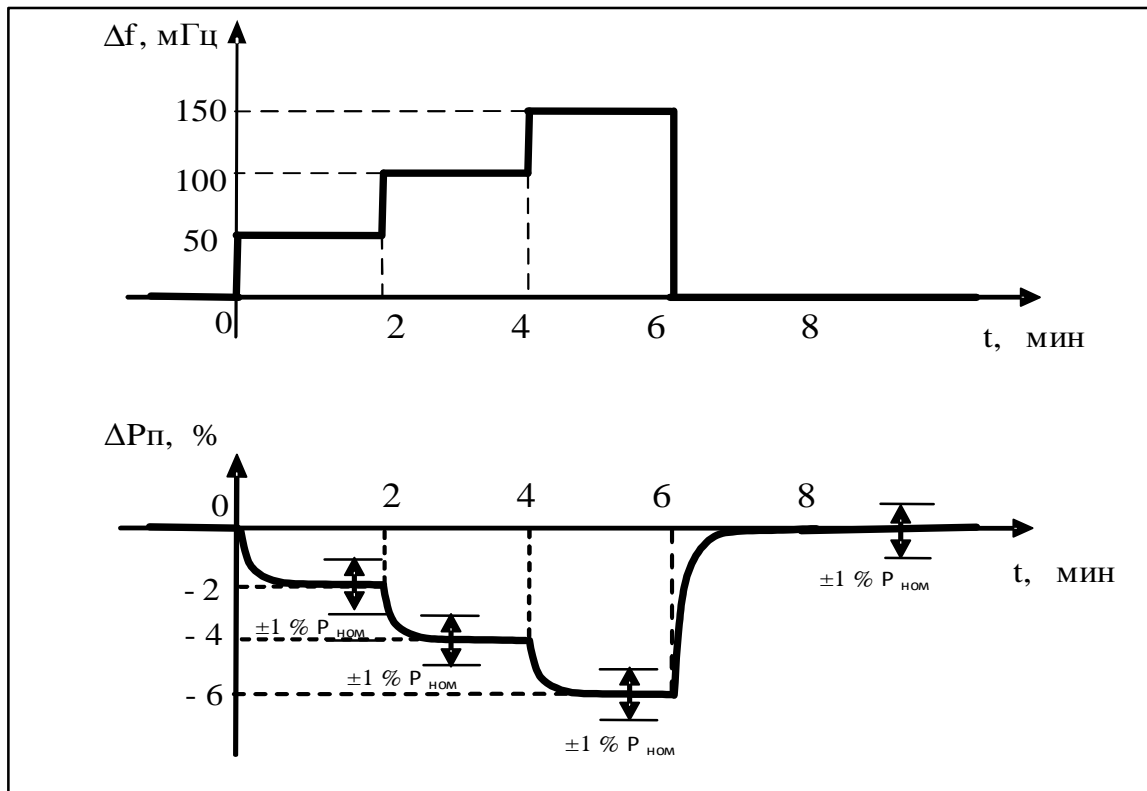


Рис. П.4. Имитация отклонений частоты в сторону увеличения и требуемые изменения первичной мощности гидроагрегата в следящем режиме

Критерии оценки:

– при имитации отклонений частоты должны фиксироваться противоположные по знаку изменения фактической мощности гидроагрегата с требуемой динамикой, с точностью поддержания каждого нового задания первичной мощности $\pm 1\% P_{\text{ном}}$, а задание мощности гидроагрегату от ГРАМ не должно препятствовать выдаче требуемой первичной мощности.

Пб. Проверка динамики первичного регулирования гидроагрегата при $\Delta P_{\text{п}} = \pm 7\% P_{\text{ном}}$

Проверка производится при статизме первичного регулирования $S = 5\%$ на двух уровнях заданной нагрузки гидроагрегата вверху и внизу зоны разрешенной работы (гидроагрегат на индивидуальном управлении):

- внизу зоны разрешенной работы: $P_{\text{зд}} = P_{\text{мин}} + 7\% P_{\text{ном}}$;
- вверху зоны разрешенной работы: $P_{\text{зд}} = P_{\text{макс}} - 7\% P_{\text{ном}}$,

путем имитации отклонений частоты $\Delta f = \pm 175$ мГц.

На заданном уровне нагрузки выполняется четыре последовательных опыта снижения и увеличения частоты с интервалами 2 мин в соответствии с графиком на рис. П.5.

Переходные процессы требуемого изменения первичной мощности гидроагрегата показаны на рис. П.5.

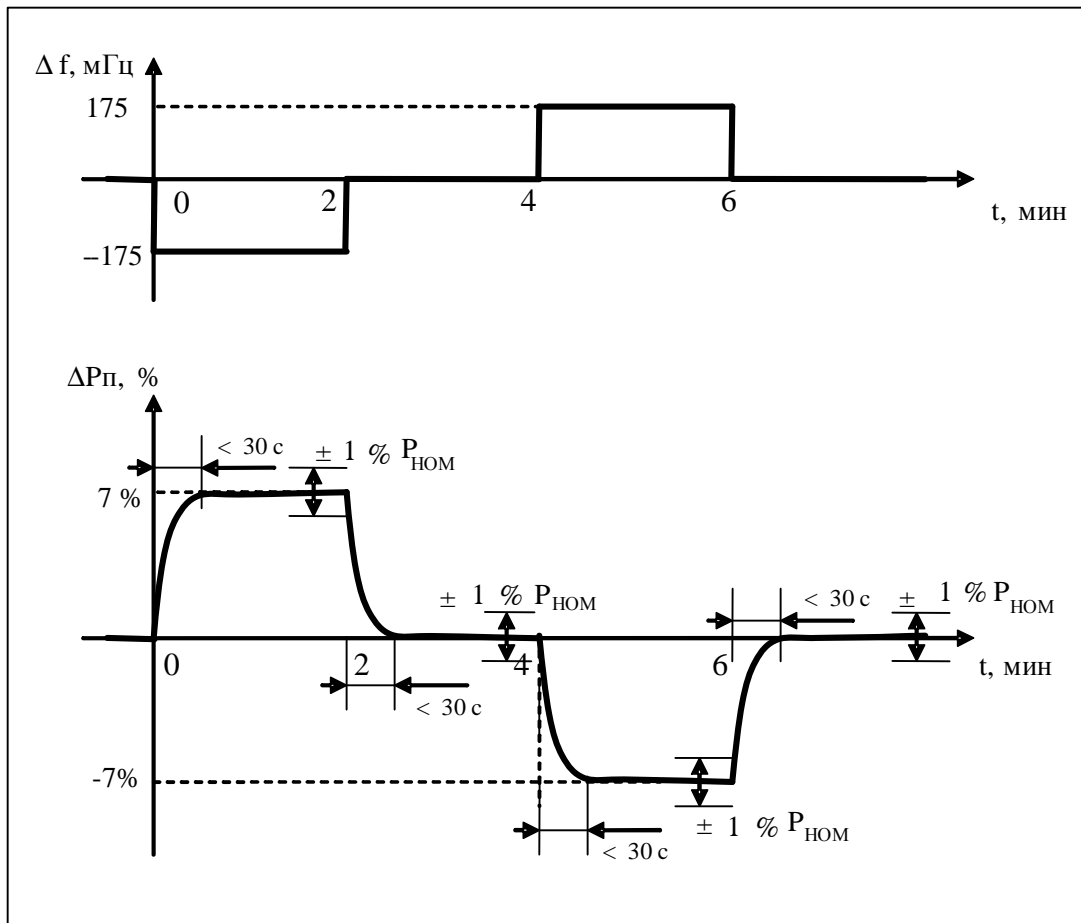


Рис. П.5. Имитация отклонений частоты и требуемые изменения первичной мощности гидроагрегата при $\Delta P_{\text{п}} = \pm 7\% P_{\text{ном}}$

Критерии оценки:

- при имитации отклонений частоты должны фиксироваться противоположные по знаку изменения фактической мощности гидроагрегата с требуемой динамикой и точностью поддержания каждого нового задания первичной мощности $\pm 1\% P_{\text{НОМ}}$;

- при имитации отклонений частоты на $\Delta f = 175$ мГц должно происходить аperiodическое изменение мощности гидроагрегата на $3,5\% P_{\text{НОМ}}$ за время $t \leq 10$ секунд и за время $t \leq 30$ секунд – на $7\% P_{\text{НОМ}}$.

П7. Проверка работы гидроагрегата в режиме НПРЧ

П7.1. После завершения проверок участия гидроагрегата в НПРЧ с имитацией отклонений частоты должна быть проведена проверка работы гидроагрегата в режиме НПРЧ.

Проверка работы гидроагрегата в режиме НПРЧ производится с «мертвой полосой» первичного регулирования не более $50,00 \pm 0,02$ Гц, при установленном статизме первичного регулирования $S = 5\%$.

П7.2. Проверка работы гидроагрегата в режиме НПРЧ может проводиться одновременно для всех прошедших проверку по пунктам П2÷П6 гидроагрегатов при условии обеспечения резерва первичного регулирования

не менее $\pm 7\%$ $P_{\text{ном}}$ на каждом из проверяемых гидроагрегатов в пределах зоны разрешенной работы.

В процессе проверки допускается работа гидроагрегата как на индивидуальном управлении, так и на управлении от ГРАМ, в том числе в режиме АВРЧМ.

При участии гидроагрегатов в АВРЧМ первичный резерв на каждом из гидроагрегатов задается путем ограничения в ГРАМ диапазона вторичного регулирования для данных гидроагрегатов с учетом действующих границ зоны разрешенной работы гидроагрегатов при текущем напоре.

Общая продолжительность проверки гидроагрегата в режиме НПРЧ должна составлять не менее 12 часов.

Допускается временное отключение/вывод из режима производства электрической энергии участвующего в проверке гидроагрегата, при сохранении требуемой общей продолжительности проверки гидроагрегата в режиме НПРЧ.

П7.3. На одном из заданных уровней нагрузки гидроагрегата должно быть произведено оперативное отключение и включение режима НПРЧ путем расширения «мертвой полосы» первичного регулирования до $50,000 \pm 0,075$ Гц (отключение режима НПРЧ) и последующего восстановления «мертвой полосы» до $50,00 \pm 0,02$ Гц (включение режима НПРЧ) через 1 час. Время отключения и включения режима НПРЧ должно фиксироваться.

На одном из заданных уровней нагрузки гидроагрегата должна быть произведена оценка реальной зоны нечувствительности первичного регулирования гидроагрегата для ее учета при последующем задании расширения «мертвой полосы» в САУ ГА. Для этого должно быть установлено нулевое или минимально возможное расширение «мертвой полосы» первичного регулирования на 30–40 минут. Время работы с нулевым расширением «мертвой полосы» должно фиксироваться.

П7.4. Предварительная оценка результатов проверки гидроагрегата в режиме НПРЧ проводится на основании данных текущего мониторинга (в присутствии участников испытаний), а окончательная оценка – на основе данных архива мониторинга специалистами органа по добровольной сертификации, участвовавшими в испытаниях.

Критерии оценки:

– при работе в режиме группового управления задание мощности гидроагрегату от ГРАМ не должно выходить за установленные ограничения, обеспечивающие наличие первичного резерва на гидроагрегате;

– при отклонении частоты за пределы $50,00 \pm 0,02$ Гц должно происходить заметное изменение мощности гидроагрегата;

– знак величины изменения мощности гидроагрегата должен быть противоположен знаку величины изменения частоты;

– при отклонениях частоты на величину более $50,00 \pm 0,03$ Гц продолжительностью более 1 минуты должно четко фиксироваться

соответствующее изменение первичной мощности гидроагрегата на величину $0,4 \% P_{\text{ном}}$ или более, пропорционально отклонению частоты;

- при возврате частоты в пределы $50,00 \pm 0,02$ Гц продолжительностью более 1 минуты должен фиксироваться четкий возврат мощности гидроагрегата к исходной нагрузке, соответствующей заданной;

- в случае скачкообразного изменения частоты на величину ± 30 мГц и более должно четко фиксироваться соответствующее изменение мощности гидроагрегата с требуемой динамикой первичного регулирования и последующее пропорциональное отклонению частоты изменения мощности до возврата частоты в пределы $50,00 \pm 0,02$ Гц;

- при работе в режиме группового управления и отклонениях частоты на величину более $50,00 \pm 0,03$ Гц фактическая мощность ГЭС должна соответствовать текущему заданию в ГРАМ с учетом требуемого задания первичного регулирования на гидроагрегатах, с точностью поддержания требуемой первичной мощности в пределах $\pm 1 \%$ номинальной мощности гидроагрегатов;

- должно быть обеспечено устойчивое удержание средней за 1 час нагрузки гидроагрегата на уровне $\pm 1 \% P_{\text{ном}}$ заданной мощности, если среднее значение частоты за 1 час находилось в пределах $50,00 \pm 0,01$ Гц;

- в период отключения режима НПРЧ и при отклонениях частоты до $50,000 \pm 0,075$ Гц не должно происходить заметного изменения первичной мощности гидроагрегата.

Окончательная оценка результатов работы гидроагрегата в НПРЧ должна проводиться специалистами органа по добровольной сертификации, участвовавшими в испытаниях, на основе данных архива мониторинга, в том числе с применением критериев контроля участия гидроагрегата в НПРЧ. Критерии контроля должны применяться с граничными значениями, указанными в карте граничных мер и параметров алгоритмов.

Ключевые слова: гидроагрегат, общее первичное регулирование частоты, нормированное первичное регулирование частоты, зона нечувствительности, «мертвая полоса».

ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы»

наименование организации

*Руководитель организации-
разработчика*

Председатель Правления

должность

личная подпись

Б.И. Аюев

инициалы, фамилия

*Руководитель
разработки*

**Заместитель Председателя
Правления**

должность

личная подпись

С.А. Павлушко

инициалы, фамилия

Исполнитель

**Начальник Службы внедрения
противоаварийной и режимной
автоматики**

должность

личная подпись

Е.И. Сацук

инициалы, фамилия