

Приложение 1
к приказу ОАО «СО ЕЭС»
от 25.04.2013 № 208



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

СТО 59012820.27.100.002-2013
Регистрационный номер (обозначение)

25.04.2013
Дата утверждения

Стандарт организации

НОРМЫ УЧАСТИЯ ЭНЕРГОБЛОКОВ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В НОРМИРОВАННОМ ПЕРВИЧНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ И АВТОМАТИЧЕСКОМ ВТОРИЧНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Издание официальное

Москва 2013

Содержание

1.	Область применения.....	4
2.	Нормативные ссылки.....	5
3.	Термины и определения	5
4.	Обозначения и сокращения.....	5
5.	Общие требования, предъявляемые к энергоблокам тепловых электростанций для участия в НПРЧ и (или) АВРЧМ.....	6
6.	Требования, предъявляемые к энергоблокам тепловых электростанций для участия в НПРЧ.....	7
7.	Требования, предъявляемые к энергоблокам тепловых электростанций для участия в АВРЧМ	9
8.	Требования к организации мониторинга участия энергоблоков тепловых электростанций в НПРЧ и (или) АВРЧМ	9
9.	Порядок подтверждения соответствия энергоблоков тепловых электростанций требованиям Стандарта	11
10.	Переходные положения.....	15
	Приложение 1.....	17
	Приложение 2.....	19

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО «СО ЕЭС»

НОРМЫ УЧАСТИЯ ЭНЕРГОБЛОКОВ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В НОРМИРОВАННОМ ПЕРВИЧНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ И АВТОМАТИЧЕСКОМ ВТОРИЧНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

1. Область применения

1.1. Стандарт устанавливает:

– технические требования, предъявляемые к энергоблокам тепловых электростанций для участия в нормированном первичном регулировании частоты;

– технические требования, предъявляемые к энергоблокам тепловых электростанций для участия в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности;

– требования к организации мониторинга участия энергоблоков тепловых электростанций в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности;

– порядок и методику проверки соответствия энергоблоков тепловых электростанций требованиям, предъявляемым к ним для участия в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности.

1.2. Стандарт не распространяется на:

– парогазовые установки;

– тепловые электростанции неблочной компоновки, установки которых работают на один или несколько паровых коллекторов свежего (острого) пара (тепловые электростанции с поперечными связями);

– энергоблоки, в состав которых входят паровые турбины с противодавлением.

1.3. Стандарт предназначен для ОАО «СО ЕЭС», организаций, являющихся собственниками или иными законными владельцами энергоблоков тепловых электростанций, организаций, осуществляющих деятельность по проектированию, разработке, изготовлению, монтажу, наладке, эксплуатации и проверке систем автоматического управления мощностью энергоблоков тепловых электростанций.

1.4. Стандарт не определяет технические требования к задатчику вторичной мощности системы автоматического управления мощностью энергоблока тепловой электростанции и его алгоритмам функционирования, терминалу автоматического регулирования частоты и перетоков мощности,

каналам связи. Данные технические требования устанавливаются ОАО «СО ЕЭС». Проверка их выполнения осуществляется непосредственно при подключении энергоблока тепловой электростанции к управляющему вычислительному комплексу централизованной системы автоматического регулирования частоты и мощности.

2. Нормативные ссылки

В Стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

СТО 59012820.27.100.003-2012 «Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России. Нормы и требования», утвержден приказом ОАО «СО ЕЭС» от 05.12.2012 № 475 «О системе добровольной сертификации ОАО «СО ЕЭС» и утверждении стандартов»;

СТО 59012820.27.100.002-2005 «Нормы участия энергоблоков ТЭС в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты» (СТО СО-ЦДУ ЕЭС 001-2005), утвержден приказом ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС» от 06.06.2005 № 91.

3. Термины и определения

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

Мощность: текущее значение трехфазной активной мощности.

Энергоблок тепловой электростанции (энергоблок): составная часть тепловой электростанции, представляющая собой комплекс основного и вспомогательного оборудования, объединенного в единую технологическую систему без связи по свежему (острому) пару со смежным оборудованием, и предназначенная для выработки электрической и тепловой энергии за счет преобразования энергии топлива.

Плановая мощность энергоблока (плановая мощность): задаваемая оператором энергоблока величина активной мощности, в соответствии с которой системой автоматического управления мощностью должна поддерживаться или изменяться фактическая мощность энергоблока.

Собственник энергоблока: собственник или иной законный владелец энергоблока.

4. Обозначения и сокращения

В Стандарте применены следующие обозначения и сокращения:

АВРЧМ	– автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности;
АРЧМ	– автоматическое регулирование частоты и перетоков мощности;
АСУ ТП	– автоматизированная система управления

	технологическим процессом;
ЕЭС России	– Единая энергетическая система России;
ЗВМ	– задатчик вторичной мощности;
НПРЧ	– нормированное первичное регулирование частоты;
ОПРЧ	– общее первичное регулирование частоты;
РЧВ	– регулятор частоты вращения;
САУМ	– система автоматического управления мощностью;
СДС «СО ЕЭС»	– Система добровольной сертификации ОАО «СО ЕЭС»
УВК	– управляющий вычислительный комплекс;
ЦКС	– центральная координирующая система;
ЦС	– централизованная система;
УВК ЦКС/ ЦС АРЧМ	– УВК ЦКС АРЧМ ЕЭС и (или) УВК ЦС АРЧМ;
ЧК	– частотный корректор.

5. Общие требования, предъявляемые к энергоблокам тепловых электростанций для участия в НПРЧ и (или) АВРЧМ

5.1. Участие энергоблока в НПРЧ и (или) АВРЧМ должно осуществляться в пределах имеющихся у него регулировочных возможностей, ограниченных только допустимыми режимами работы по условиям безопасной эксплуатации.

5.2. Допускается одновременное участие энергоблока в НПРЧ и АВРЧМ при условии выполнения требований к каждому из видов регулирования.

5.3. Для участия в НПРЧ и (или) АВРЧМ энергоблок дополнительно к указанным в Стандарте требованиям должен соответствовать требованиям, предъявляемым СТО 59012820.27.100.003-2012 в части участия генерирующего оборудования в ОПРЧ.

5.4. Участие энергоблока в НПРЧ и (или) АВРЧМ должно осуществляться действием САУМ, обеспечивающей регулирование мощности энергоблока в пределах регулировочного диапазона в полностью автоматическом режиме с динамическими и статическими характеристиками, установленными Стандартом.

5.5. При участии в НПРЧ и (или) АВРЧМ текущая мощность энергоблока должна поддерживаться САУМ равной заданному значению с точностью не хуже 1 % установленной мощности энергоблока.

5.6. Турбина должна иметь постоянно функционирующий РЧВ, обеспечивающий регулирование частоты вращения турбины во всех режимах работы. При этом технологической автоматикой котла и турбины в пределах регулировочного диапазона должно быть обеспечено поддержание требуемого РЧВ значения первичной мощности.

5.7. Регулирование мощности энергоблока должно осуществляться с коррекцией заданной мощности по частоте вращения турбины,

обеспечивающей корректное взаимодействие с РЧВ во всем диапазоне нормальных и аварийных режимов работы энергоблока и энергосистемы.

5.8. В РЧВ и в ЧК регулятора мощности энергоблока в качестве сигналов по частоте должны использоваться измерения частоты вращения турбины.

В РЧВ и в ЧК регулятора мощности не допускается использование измерений частоты электрического тока взамен измерений частоты вращения турбины.

5.9. Не допускается блокировка действия РЧВ со стороны регулятора мощности энергоблока.

5.10. Требования по участию энергоблока в НПРЧ и (или) АВРЧМ должны выполняться во всем регулировочном диапазоне.

5.11. Структура САУМ энергоблока должна обеспечивать выполнение требований Стандарта и не должна препятствовать действию устройств и комплексов противоаварийной автоматики.

6. Технические требования, предъявляемые к энергоблокам тепловых электростанций для участия в НПРЧ

6.1. Требуемая первичная мощность энергоблока при участии в НПРЧ рассчитывается по формуле:

$$\Delta P_{\text{п}} = -\frac{2}{S\%} \times P_{\text{ном}} \times \Delta f_{\text{р}}, [\text{МВт}]$$

или

$$\Delta P_{\text{п}}\% = -\frac{200}{S\%} \times \Delta f_{\text{р}},$$

где

S – статизм первичного регулирования энергоблока, %;

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

$\Delta f_{\text{р}}$ – расчетное отклонение частоты, Гц;

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

$\Delta f_{\text{р}} = f - (50,00 + \Delta f_0)$ – при повышенной частоте ($\Delta f_{\text{р}}$ положительно);

$\Delta f_{\text{р}} = f - (50,00 - \Delta f_0)$ – при пониженной частоте ($\Delta f_{\text{р}}$ отрицательно);

f – текущее значение частоты, Гц;

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

6.2. Измерение частоты вращения турбины должно осуществляться с точностью не хуже 0,01 Гц.

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

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

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

6.6. Должна быть обеспечена возможность оперативного изменения величины «мертвой полосы» первичного регулирования энергоблока без потери функции первичного регулирования.

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

6.8. Мощность энергоблока, используемая в САУМ, должна измеряться с точностью не хуже 1% $P_{\text{ном}}$.

6.9. При отклонениях частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования энергоблок 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».

6.10. При скачкообразном отклонении частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования, вызывающем необходимость реализации первичной мощности (на загрузку или разгрузку) величиной 5 % $P_{\text{ном}}$ и менее в пределах регулировочного диапазона, совокупность основного и вспомогательного оборудования энергоблока, режимы его работы, технологическая автоматика должны гарантированно обеспечивать динамику изменения первичной мощности энергоблока 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.

6.11. При скачкообразном отклонении частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования, вызывающем необходимость реализации первичной мощности (на загрузку или разгрузку) величиной 10 % $P_{\text{ном}}$ в пределах регулировочного диапазона, совокупность основного и вспомогательного оборудования, режимы его работы, технологическая автоматика должны гарантированно обеспечивать динамику изменения первичной мощности энергоблока с характеристиками, удовлетворяющими требованиям к ОПРЧ для энергоблоков тепловых электростанций, установленным СТО 59012820.27.100.003-2012.

6.12. В случаях когда величина требуемой первичной мощности составляет от 6 % $P_{\text{ном}}$ до 9 % $P_{\text{ном}}$, динамика изменения первичной мощности энергоблока должна удовлетворять требованиям к ОПРЧ для энергоблоков тепловых электростанций, установленным СТО 59012820.27.100.003-2012, при условии выдачи 5 % $P_{\text{ном}}$ не более чем за 30 секунд.

6.13. Переходный процесс при первичном регулировании должен иметь аperiодический характер без перерегулирования (не более 1 % $P_{\text{ном}}$). При

этом время выдачи требуемой первичной мощности при текущем отклонении частоты не должно ограничиваться.

7. Технические требования, предъявляемые к энергоблокам тепловых электростанций для участия в АВРЧМ

7.1. Участие энергоблоков в АВРЧМ должно осуществляться путем изменения мощности в соответствии с заданием вторичной мощности, поступающим от УВК ЦКС/ЦС АРЧМ.

7.2. Совокупность основного и вспомогательного оборудования энергоблока, режимы его работы, технологическая автоматика должны обеспечивать:

- изменение мощности энергоблока по заданиям УВК ЦКС/ЦС АРЧМ со скоростью до $1 \% P_{\text{ном}}/\text{мин}$;

- отработку заданий УВК ЦКС/ЦС АРЧМ, требующих выдачи вторичной мощности величиной до $\pm 5 \% P_{\text{ном}}$, в пределах регулировочного диапазона.

7.3. Количество циклов изменений вторичной мощности энергоблока не должно быть ограничено.

7.4. При участии энергоблока в АВРЧМ должна сохраняться функция его участия в первичном регулировании.

7.5. Для участия энергоблока в АВРЧМ в САУМ должна быть предусмотрена возможность установки ограничений величины вторичного задания от УВК ЦКС/ЦС АРЧМ и скорости его изменения.

7.6. Для обеспечения возможности подключения энергоблока к управлению от УВК ЦКС/ЦС АРЧМ должны быть предусмотрены:

- возможность создания ЗВМ в САУМ энергоблока для приема и обработки заданий от УВК ЦКС/ЦС АРЧМ;

- возможность подключения стационарного терминала АРЧМ к ЗВМ и УВК ЦКС/ЦС АРЧМ для обеспечения их взаимодействия.

8. Требования к организации мониторинга участия энергоблоков тепловых электростанций в НПРЧ и (или) АВРЧМ

8.1. Мониторинг участия энергоблоков в НПРЧ и (или) АВРЧМ осуществляется ОАО «СО ЕЭС» и персоналом электростанции в соответствии с СТО 59012820.27.100.003-2012.

8.2. Для осуществления мониторинга участия энергоблока в НПРЧ и (или) АВРЧМ и оценки технологических параметров энергоблока, характеризующих техническое состояние основного оборудования энергоблока при его участии в НПРЧ и (или) АВРЧМ, электростанции должны иметь устройства системы мониторинга, посредством которых должна обеспечиваться непрерывная регистрация параметров энергоблока, указанных в таблице 8.1.

Таблица 8.1

№	Наименование параметра
1	Мощность энергоблока
2	Частота электрического тока в сети
3	Частота вращения ротора турбины
4	Плановое задание по мощности энергоблока
5	Заданные расширения «мертвой полосы» первичного регулирования для РЧВ турбины, ЧК регулятора мощности энергоблока
6	Уставки статизма первичного регулирования РЧВ турбины, ЧК регулятора мощности энергоблока
7	Задание первичной мощности энергоблока (частотная коррекция)
8	Задание вторичной мощности энергоблока (только для энергоблоков, участвующих в АВРЧМ)
9	Уставка максимальной скорости изменения задания вторичной мощности (только для энергоблоков, участвующих в АВРЧМ)
10	Уставки максимальной и минимальной величин задания вторичной мощности (только для энергоблоков, участвующих в АВРЧМ)
11	Сигналы наличия (отсутствия) ограничений на изменение мощности
12	Давление пара перед турбиной
13	Температура пара перед турбиной
14	Положения регулирующих клапанов ВД турбины
15	Расход питательной воды
16	Расход топлива
17	Содержание кислорода (O ₂) в уходящих газах котлов
18	Давление (расход) воздуха
19	Состояние генераторных и / или линейных выключателей
20	Уровни в барабанах котлов

Примечание. Устройства системы мониторинга, регистрирующие указанные в таблице 8.1 параметры энергоблока, могут входить в состав АСУ ТП.

8.3. Регистрация параметров энергоблока 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.

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

Дискретность регистрации измерений частоты вращения турбины должна быть не более 0,001 Гц (1 мГц).

8.5. В устройствах системы мониторинга (АСУ ТП) должна быть предусмотрена возможность хранения регистрируемых параметров энергоблока в течение не менее 12 месяцев.

8.6. Устройства системы мониторинга (АСУ ТП) должны обеспечивать возможность копирования всех или части регистрируемых параметров энергоблока за заданный промежуток времени на внешний электронный носитель или передачи выбранной части параметров за заданный промежуток времени в систему мониторинга ОАО «СО ЕЭС».

8.7. На электростанции должна быть обеспечена возможность мониторинга персоналом электростанции участия энергоблока в НПРЧ путем сопоставления на заданном интервале времени текущего значения мощности энергоблока и текущего задания мощности энергоблока с частотной коррекцией при текущем отклонении частоты от номинального значения.

8.8. На электростанции должна быть обеспечена возможность мониторинга персоналом электростанции участия энергоблока в АВРЧМ путем сопоставления на заданном интервале времени текущего значения мощности энергоблока и текущего задания мощности энергоблока с частотной коррекцией с учетом задания вторичной мощности.

8.9. Для мониторинга персоналом электростанции участия энергоблока в НПРЧ и (или) АВРЧМ должно быть реализовано графическое представление указанных в пунктах 8.7, 8.8 параметров как в следящем режиме, с возможностью задания шага обновления, так и в режиме просмотра ретроспективных данных.

9. Порядок подтверждения соответствия энергоблоков тепловых электростанций требованиям Стандарта

9.1. 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.

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

9.3. Объектами сертификации являются энергоблоки тепловых электростанций.

9.4. Сертификация энергоблоков может осуществляться на соответствие требованиям Стандарта, предъявляемым к ним для участия:

- только в НПРЧ;
- только в АВРЧМ;
- в НПРЧ и в АВРЧМ.

9.5. Если сертификация энергоблока осуществлялась на соответствие требованиям Стандарта, предъявляемым к нему для участия в НПРЧ и в АВРЧМ, органом по добровольной сертификации должны выдаваться отдельные сертификаты соответствия энергоблока для участия его в НПРЧ и в АВРЧМ.

9.6. Сертификация энергоблока осуществляется по схеме, в обязательном порядке включающей выполнение следующих мероприятий:

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

9.7. Анализ документов и информации, представленных заявителем, проводится органом по добровольной сертификации перед проведением сертификационных испытаний, с целью предварительной оценки основных технических характеристик энергоблока. Минимальный 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 энергоблока иные документы и информацию в объеме, необходимом для проведения сертификации и оценки соответствия энергоблока требованиям Стандарта.

9.8. Сертификационные испытания проводятся в соответствии с Методикой проверки соответствия энергоблоков тепловых электростанций требованиям, предъявляемым к ним для участия в НПРЧ и (или) АВРЧМ (далее – Методика), приведенной в приложении 2.

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

9.10. Сертификационные испытания проводятся на объекте собственника энергоблока 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 энергоблока.

9.11. 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:

- режимы работы турбины, при которых проводились сертификационные испытания (конденсационный и (или) теплофикационный), и номинальная мощность энергоблока, соответствующая каждому из вышеуказанных режимов – для энергоблоков с теплофикационными турбинами;

- границы регулировочного диапазона энергоблока (максимальное и минимальное значение нагрузки энергоблока), для энергоблоков с теплофикационными турбинами – для каждого из режимов работы;

- оценка величины фактической нечувствительности первичных регуляторов энергоблока;

- виды топлива, на которых проводились сертификационные испытания.

9.12. 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.

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

9.14. В качестве результатов сертификационных испытаний органом по добровольной сертификации могут рассматриваться результаты приемосдаточных и иных испытаний энергоблока при условии, что:

- испытания проведены в объеме всех этапов, указанных в Методике;
- программа испытаний согласована органом по добровольной сертификации и ОАО «СО ЕЭС»;

- испытания проводились с участием представителей органа по добровольной сертификации;

- испытания оформлены протоколом в соответствии с п. 9.11 Стандарта.

9.15. Срок действия сертификата соответствия энергоблока требованиям Стандарта устанавливается равным 6 годам.

9.16. Инспекционный контроль соответствия энергоблока требованиям Стандарта должен проводиться в течение срока действия сертификата соответствия.

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

9.18. Плановые проверки должны осуществляться один раз в год.

9.19. Для энергоблоков, принимавших фактическое участие в НПРЧ и (или) АВРЧМ в течение 12 месяцев, предшествующих проверке, объем плановой проверки должен включать в себя:

9.19.1. Анализ фактического участия энергоблока в НПРЧ и (или) АВРЧМ.

9.19.2. Анализ параметров энергоблока, характеризующих техническое состояние основного оборудования энергоблока при его участии в НПРЧ и (или) АВРЧМ.

9.19.3. Проверку параметров настройки САУМ энергоблока.

9.19.4. Проверку функционирования устройств системы мониторинга участия энергоблока в НПРЧ и (или) АВРЧМ на электростанции.

При этом проверки по пункту 9.19.3 и пункту 9.19.4 должны проводиться с обязательным присутствием представителей органа по добровольной сертификации на объекте собственника энергоблока.

9.20. Для энергоблоков, не принимавших фактическое участие в НПРЧ и (или) АВРЧМ в течение 12 месяцев, предшествующих проверке, плановая проверка должна осуществляться с обязательным присутствием представителей органа по добровольной сертификации на объекте собственника энергоблока и включать в себя:

9.20.1. Проверку параметров настройки САУМ энергоблока.

9.20.2. Проверку функционирования устройств системы мониторинга участия энергоблока в НПРЧ и (или) АВРЧМ на электростанции.

9.20.3. Проведение испытаний участия энергоблока в НПРЧ в объеме пункта П10 Методики – для энергоблоков, сертифицированных на соответствие требованиям для участия в НПРЧ.

9.20.4. Проведение испытаний участия энергоблоков в АВРЧМ в объеме пункта П8 Методики – для энергоблоков, сертифицированных на соответствие требованиям для участия в АВРЧМ.

9.21. Внеплановая проверка должна проводиться:

– по инициативе ОАО «СО ЕЭС», если по результатам мониторинга фактического участия энергоблока в НПРЧ и (или) АВРЧМ зафиксировано несоответствие энергоблока требованиям Стандарта;

– при замене или модернизации технических средств систем регулирования энергоблока;

– при изменении структуры и (или) алгоритмов устройств регулирования турбины, котла и энергоблока в целом, влияющих на характеристики первичного и (или) вторичного регулирования;

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

9.22. Объем внеплановой проверки определяется органом по добровольной сертификации в зависимости от причины, по которой она проводится, и согласовывается с ОАО «СО ЕЭС». В случае если объем внеплановой проверки включает в себя мероприятия, указанные в пункте 9.20, то проверка должна проводиться в присутствии представителя органа по добровольной сертификации.

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

Решение по результатам плановой (внеплановой) проверки направляется собственнику энергоблока 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.

9.24. После устранения собственником энергоблока 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.).

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

10. Переходные положения

10.1. Сертификаты соответствия энергоблоков требованиям СТО 59012820.27.100.002-2005 сохраняют силу в течение сроков их действия.

10.2. Инспекционный контроль за энергоблоками, сертифицированными на соответствие требованиям СТО 59012820.27.100.002-2005, осуществляется в соответствии с Правилами функционирования СДС «СО ЕЭС» и требованиями к форме, периодичности проведения, объему проверок и оформлению их результатов, предусмотренными разделом 9 Стандарта, с учетом следующих особенностей:

а) в случаях когда согласно пунктам 9.20, 9.22 Стандарта в объем проверки входит проведение испытаний участия сертифицированного энергоблока в НПРЧ и (или) АВРЧМ, такие испытания проводятся:

– в период до 31.12.2013 включительно – в соответствии с Методикой проверки требований, предъявляемых к энергоблокам тепловых электростанций, выделяемых для участия в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты и мощности, предусмотренной разделом 8 СТО 59012820.27.100.002-2005;

– начиная с 01.01.2014 – в соответствии с Методикой, предусмотренной приложением 2 к Стандарту;

б) по результатам проведения инспекционного контроля орган по добровольной сертификации дает заключение о соответствии (несоответствии) сертифицированного энергоблока требованиям СТО 59012820.27.100.002-2005, при этом начиная с 01.01.2014 указанное заключение выдается и энергоблок признается соответствующим (не соответствующим) требованиям СТО 59012820.27.100.002-2005, если в ходе проведения проверки установлено соответствие (несоответствие) энергоблока требованиям Стандарта;

в) инспекционный контроль, осуществляемый в соответствии с договорами, заключенными до введения в действие настоящего Стандарта,

проводится в соответствии с указанными в настоящем пункте требованиями в части, не противоречащей условиям договора;

г) условия договоров на проведение инспекционного контроля, заключаемых после введения в действие Стандарта, и договоров, в соответствии с которыми инспекционный контроль должен проводиться начиная с 01.01.2014, должны соответствовать требованиям Правил функционирования СДС «СО ЕЭС» и раздела 9 Стандарта.

10.3. С даты введения в действие Стандарта допуск к проведению в СДС «СО ЕЭС» добровольной сертификации энергоблоков тепловых электростанций на соответствие требованиям СТО 59012820.27.100.002-2005 на новый срок или в отношении юридических лиц, ранее не имевших допуска (не аккредитованных) на проведение добровольной сертификации в указанной области, не осуществляется за исключением случаев, указанных в абзаце втором настоящего пункта.

В случае если заявка на участие в СДС «СО ЕЭС» в качестве органа по добровольной сертификации энергоблоков тепловых электростанций на соответствие требованиям СТО 59012820.27.100.002-2005 поступила в ОАО «СО ЕЭС» до даты введения в действие Стандарта, а решение о допуске юридического лица, подавшего такую заявку, принимается после введения в действие Стандарта, допуск осуществляется на срок до 31.12.2013.

Приложение 1

Минимальный перечень документов и информации по энергоблокам тепловых электростанций, подлежащих представлению заявителем на рассмотрение органу по добровольной сертификации

1. Типы турбины и котла, входящих в состав энергоблока, основные технические характеристики энергоблока, турбины, котла, в том числе регулировочный диапазон энергоблока (максимальное и минимальное значение нагрузки энергоблока) для нормальных условий его эксплуатации.

2. Описание алгоритмов работы и структурные схемы системы автоматического управления мощностью (далее – САУМ) энергоблока.

3. Инструкции по эксплуатации оборудования и устройств, входящих в САУМ энергоблока.

4. Характеристики систем регулирования турбины, актуальные на момент представления информации:

- нагрузочная характеристика;
- зона нечувствительности по частоте;
- степень неравномерности по частоте (общая и местная, максимальная и минимальная);

- время непрерывного полного хода регулирующих клапанов турбины при воздействии на механизм управления клапанами турбины (органы управления нагрузкой турбины) в сторону открытия и закрытия (на остановленной турбине).

5. Перечень оборудования и технологической автоматики, изменение эксплуатационного состояния которых требуется производить в ручном режиме для поддержания полного регулировочного диапазона энергоблока.

6. Существующие ограничения в работе основного и вспомогательного оборудования энергоблока.

7. Режимные карты энергоблока.

8. Информация о наличии в САУМ энергоблока возможности имитации отклонения частоты.

9. Описание технических средств, на которых реализованы САУМ энергоблока и устройства системы мониторинга участия энергоблока в первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков мощности (далее – устройства системы мониторинга).

10. Документы, подтверждающие соответствие требуемой точности синхронизации системного времени в САУМ и устройствах системы мониторинга с астрономическим временем.

11. Документы для оценки и подтверждения требуемой Стандартом точности измерения мощности турбогенератора и частоты вращения ротора турбины:

- методика измерения частоты вращения ротора турбины;

– паспорта, сертификаты об утверждении типа средств измерений на преобразователи измерительные (датчики) активной мощности, преобразователи измерительные частоты вращения (с приложением описания типа средств измерений);

– другие документы, позволяющие оценить значение точности по каналу измерения мощности турбогенератора и частоты вращения ротора турбины.

12. Программы (методики) и протоколы последних испытаний (приемо-сдаточных, после капитального ремонта и др.), в рамках которых проводилась проверка действия систем регулирования турбины, котла, САУМ энергоблока, устройств системы мониторинга.

13. Карта (журнал) уставок технологической автоматики энергоблока.

14. Для проведения сертификации на соответствие требованиям Стандарта в части возможности участия энергоблока в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности дополнительно предоставляется информация о возможности:

– имитации в САУМ энергоблока задания вторичной мощности;

– реализации задатчика вторичной мощности (далее – ЗВМ) в САУМ энергоблока для приема и обработки заданий вторичной мощности от управляющего вычислительного комплекса центральной координирующей/централизованной системы автоматического регулирования частоты и перетоков мощности (далее – УВК ЦКС/ЦС АРЧМ);

– задания в САУМ энергоблока ограничений максимальной и минимальной величины задания вторичной мощности и скорости задания вторичной мощности;

– подключения стационарного терминала автоматического регулирования частоты и перетоков мощности (далее – терминал АРЧМ) для организации взаимодействия ЗВМ и УВК ЦКС/ЦС АРЧМ;

– подключения каналов связи между ЗВМ, терминалом АРЧМ и УВК ЦКС/ЦС АРЧМ.

Методика проверки соответствия энергоблоков тепловых электростанций требованиям, предъявляемым к ним для участия в НПРЧ и (или) АВРЧМ

П1. Общие положения

П1.1. Сертификационные испытания энергоблока на соответствие требованиям Стандарта для участия в НПРЧ и в АВРЧМ должны включать в себя проведение проверок по пунктам П.2–П.10.

П1.2. Сертификационные испытания энергоблока на соответствие требованиям Стандарта для участия только в НПРЧ должны включать в себя проведение проверок по пунктам П.2–П.7, П.10.

П1.3. Сертификационные испытания энергоблока на соответствие требованиям Стандарта для участия только в АВРЧМ должны включать в себя проведение проверок по пунктам П.2, П.3, П.8.

П1.4. При наличии действующего сертификата соответствия энергоблока требованиям Стандарта для участия в НПРЧ сертификационные испытания энергоблока на соответствие требованиям Стандарта для участия в АВРЧМ должны включать в себя проведение проверок по пунктам П.8, П.9.

При наличии действующего сертификата соответствия энергоблока требованиям Стандарта для участия в АВРЧМ сертификационные испытания энергоблока на соответствие требованиям Стандарта для участия в НПРЧ должны включать в себя проведение проверок по пунктам П.4–П.7, П.9 и П.10.

П1.5. При сертификационных испытаниях энергоблока с турбиной теплофикационного типа проверка на соответствие требованиям Стандарта должна проводиться в полном объеме для режима работы турбины, при котором обеспечивается полный (максимальный) регулировочный диапазон энергоблока.

П1.6. Величины требуемых изменений мощности при проверке участия энергоблока с турбиной теплофикационного типа в НПРЧ и (или) АВРЧМ должны определяться как доля от номинальной мощности энергоблока для режима работы турбины, в котором проводятся испытания.

П1.7. При сертификационных испытаниях энергоблока проверки по пунктам П.3, П.5–П.10 должны проводиться на основном топливе в полном объеме.

П1.8. Необходимость проведения указанных проверок на резервном виде топлива определяется собственником энергоблока, объем указанных проверок определяется органом по добровольной сертификации.

П1.9. Проверка участия энергоблока в НПРЧ должна производиться путем имитации отклонений частоты в САУМ энергоблока параллельно с действующим трактом общего первичного регулирования частоты.

Проверка участия энергоблока в АВРЧМ должна производиться путем имитации поступления в САУМ энергоблока заданий вторичной мощности от УВК ЦКС/ЦС АРЧМ параллельно с действующим трактом задания плановой мощности.

П1.10. Имитация отклонений частоты и поступления заданий вторичной мощности должна производиться отдельно, с подачей имитирующих сигналов в САУМ энергоблока.

Пример имитации отклонений частоты и поступления заданий вторичной мощности при сертификационных испытаниях приведен на рис. П.1.

П1.11. Во время проведения сертификационных испытаний должно сохраняться участие энергоблока в ОПРЧ.

П1.12. При проведении сертификационных испытаний энергоблока на соответствие требованиям Стандарта, предъявляемым для участия в НПРЧ, динамика изменения первичной мощности энергоблока при максимальной требуемой первичной мощности $\Delta P_{\Pi} = 5\% P_{\text{ном}}$ должна быть не хуже: $2,5\% P_{\text{ном}}$ – за 10 секунд, $5\% P_{\text{ном}}$ – за 30 секунд; при максимальной требуемой первичной мощности $\Delta P_{\Pi} = 10\% P_{\text{ном}}$ динамика изменения первичной мощности энергоблока должна быть не хуже: $5\% P_{\text{ном}}$ – за 15 секунд, $10\% P_{\text{ном}}$ – за 300 секунд для энергоблоков, работающих на газе, и за 360 секунд – для энергоблоков, работающих на угле. Допустимая область изменения первичной мощности энергоблока приведена на рис. П.2, П.3.

П1.13. Во время сертификационных испытаний не должны выполняться какие-либо работы на энергоблоке, которые могут повлиять на результаты испытаний или нарушать их проведение. Не разрешается проводить изменений структуры или параметров САУМ энергоблока. Все штатные системы автоматического регулирования и технологической автоматики энергоблока должны быть введены в работу.

П1.14. Во время сертификационных испытаний технологические параметры турбины и котла не должны выходить за допустимые пределы, определенные действующими руководящими документами по эксплуатации.

П1.15. В случае возникновения условий для участия энергоблока в ОПРЧ и противоаварийном управлении испытания должны быть приостановлены. Возобновление испытаний допускается только с разрешения диспетчера ОАО «СО ЕЭС».

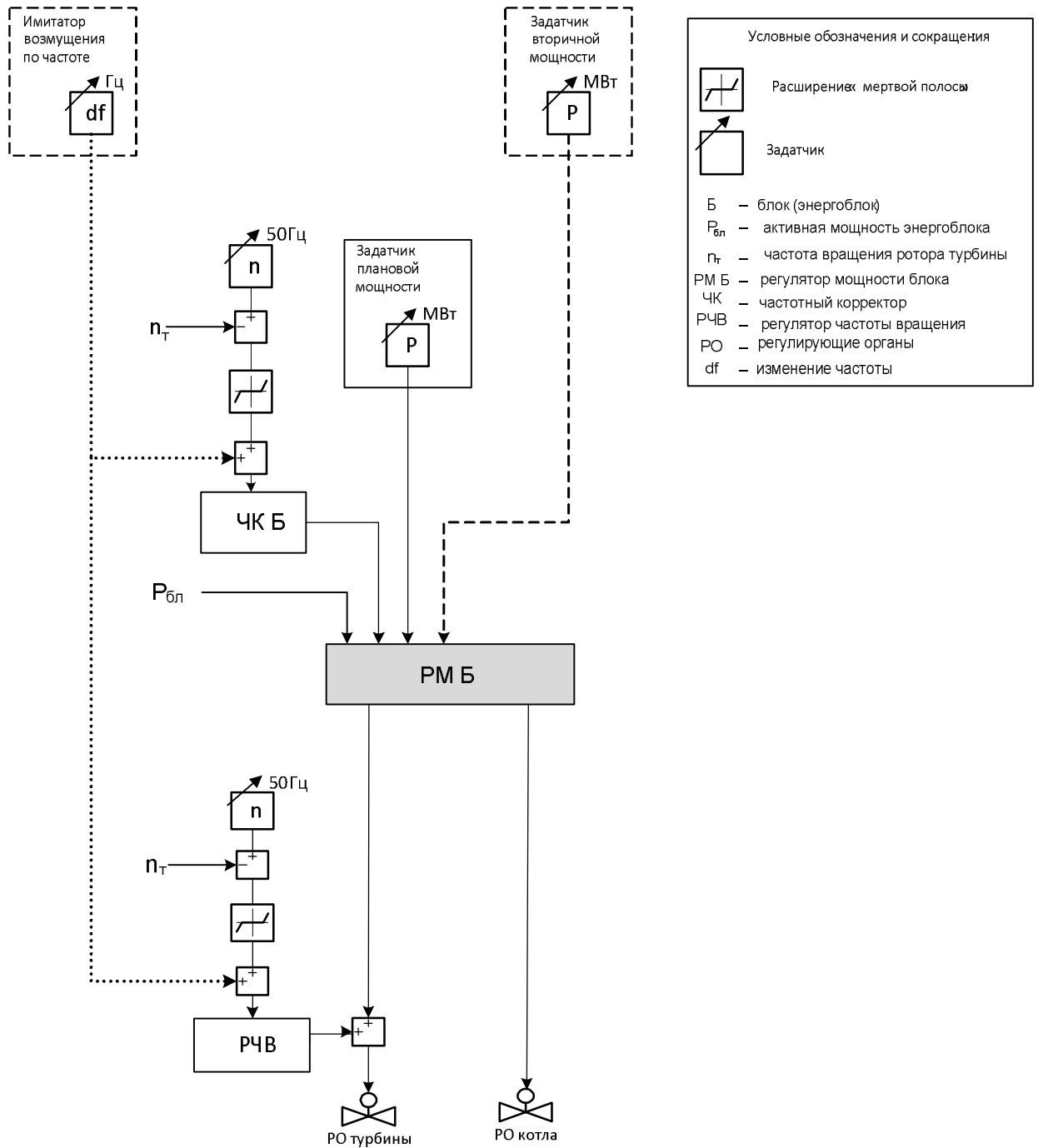


Рис. П.1. Пример имитации сигналов по отклонению частоты и заданию вторичной мощности в САУМ энергоблока

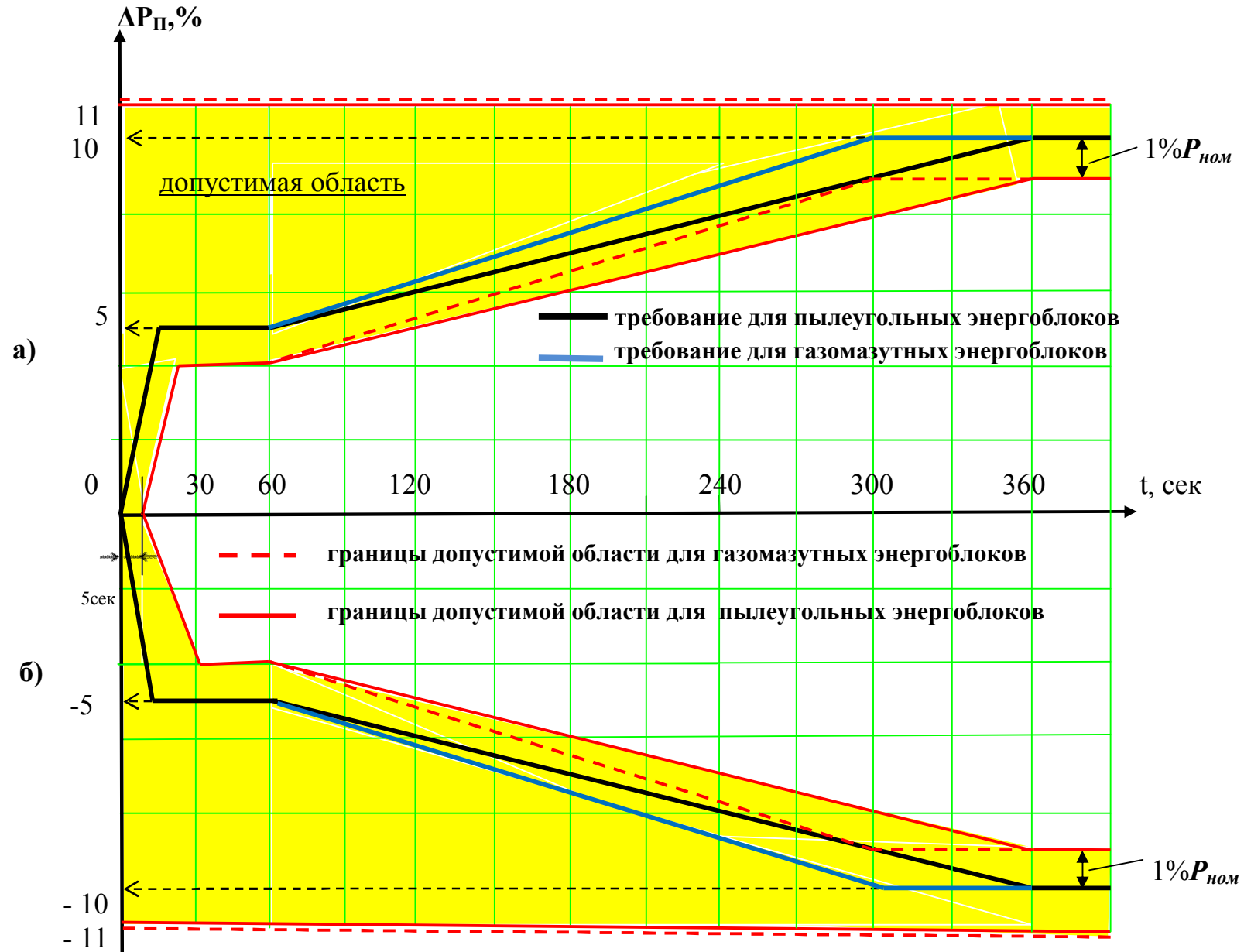


Рис. П.2. Допустимая область изменения первичной мощности энергоблока при $\Delta P_{П} = \pm 10 \% P_{ном}$ при снижении (а) и повышении (б) частоты

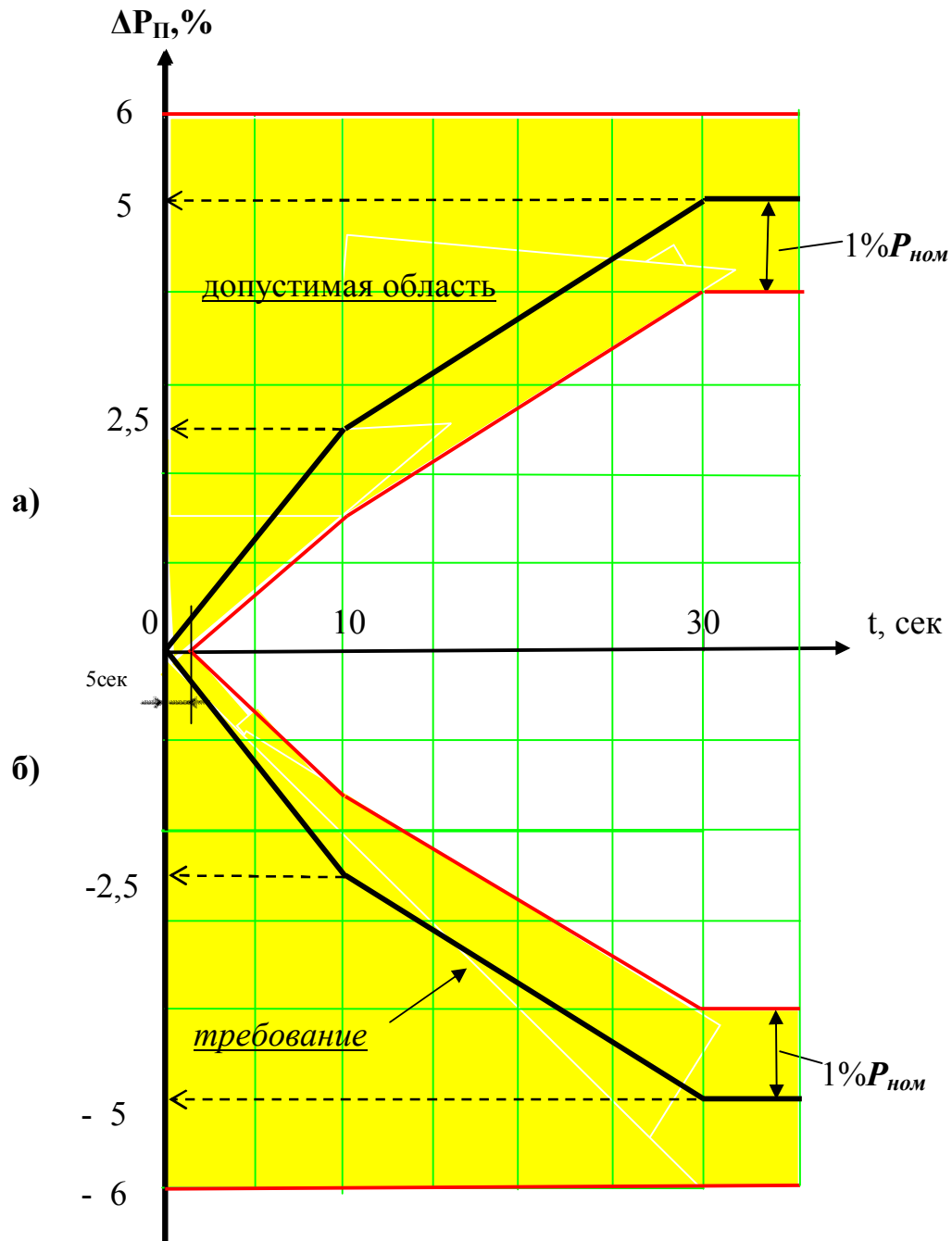


Рис. П.3. Допустимая область изменения первичной мощности энергоблока при $\Delta P_{II} = \pm 5\% P_{\text{ном}}$ при снижении (а) и повышении (б) частоты

П2. Проверка выполнения требований к устройствам системы мониторинга

В процессе испытаний сертифицируемого энергоблока должны быть проверены устройства системы мониторинга, регистрирующие параметры энергоблока в соответствии с требованиями раздела 8 Стандарта.

Критерии оценки:

– количество регистрируемых параметров энергоблока должно соответствовать пункту 8.2 Стандарта, шаг регистрации параметров – не более 1 секунды;

– дискретность регистрации измерений и заданий мощности, измерений частоты вращения турбины должна быть не более указанной в пункте 8.4 Стандарта;

– аппаратные средства устройств системы мониторинга позволяют хранить весь объем регистрируемых параметров энергоблока не менее 12 месяцев;

– существует возможность копирования на внешний электронный носитель части архива за заданный промежуток времени всех или части регистрируемых параметров энергоблока;

– реализована возможность мониторинга персоналом электростанции участия энергоблока в НПРЧ и (или) АВРЧМ путем представления параметров в соответствии с требованиями пунктов 8.7–8.9 Стандарта.

П3. Проверка точности поддержания САУМ энергоблока заданной мощности

В процессе испытаний должна быть выполнена проверка точности поддержания САУМ энергоблока задания мощности путем сравнения текущего задания и фактической мощности энергоблока в течение минимум одного часа.

Критерии оценки:

– максимальное отклонение фактической мощности энергоблока от задания мощности в САУМ не должно превышать $\pm 1 \% P_{\text{ном}}$.

П4. Проверка возможности изменения величин «мертвой полосы» и статизма первичного регулирования

При проверке в САУМ энергоблока должно быть выполнено изменение величины «мертвой полосы» первичного регулирования в соответствии с требованиями пункта 6.5 Стандарта.

При проверке в САУМ энергоблока должна быть подтверждена возможность изменения статизма первичного регулирования в соответствии с требованиями пункта 6.7 Стандарта.

Критерии оценки:

– в САУМ энергоблока существует возможность изменения величины «мертвой полосы» первичного регулирования с требуемой дискретностью при сохранении штатного режима функционирования энергоблока, без прекращения участия энергоблока в первичном регулировании;

– в САУМ энергоблока существует возможность изменения величины статизма первичного регулирования с требуемой дискретностью.

П5. Проверка нечувствительности первичных регуляторов

Проверка нечувствительности первичных регуляторов проводится при плановой нагрузке энергоблока, соответствующей середине регулировочного диапазона энергоблока, и установленном статизме первичного регулирования $S = 6\%$ на РЧВ и ЧК энергоблока. На входах РЧВ и ЧК с периодичностью 3 минуты имитируются отклонения частоты на величину $\Delta f = \pm 20$ мГц в соответствии с графиком на рис. П.4.

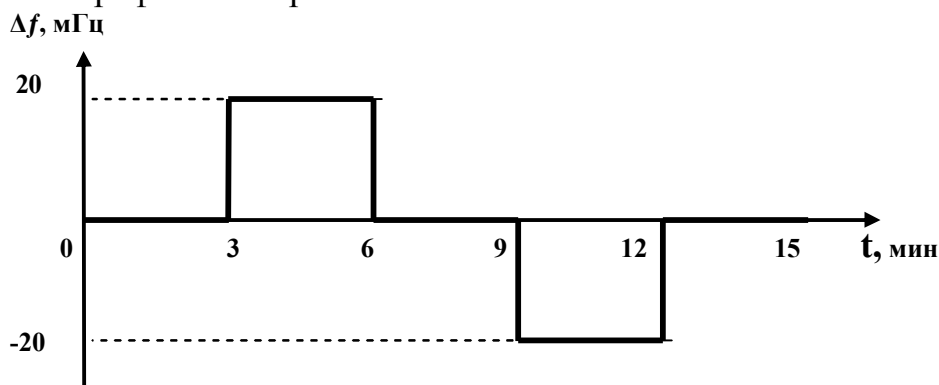


Рис. П.4. Имитация отклонений частоты при проверке нечувствительности первичных регуляторов энергоблока

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

Критерии оценки:

– при имитации отклонений частоты на $\Delta f = \pm 20$ мГц должны фиксироваться противоположные по знаку каждому изменению частоты изменения мощности энергоблока в пределах $(0,33 \div 0,67)\% P_{\text{НОМ}}$. Изменение мощности менее $0,33\% P_{\text{НОМ}}$ означает превышение максимальной допустимой нечувствительности первичных регуляторов ± 10 мГц.

П6. Проверка следящего режима первичного регулирования частоты

Проверка следящего режима первичного регулирования проводится при статизме первичного регулирования $S = 6\%$ при двух уровнях плановой нагрузки энергоблока ($P_{\text{пл}}$):

– внизу регулировочного диапазона: $P_{\text{пл}} = P_{\text{МИН}} + 6\% P_{\text{НОМ}}$;

– вверху регулировочного диапазона: $P_{пл} = P_{МАКС} - 6\% P_{НОМ}$.

Проверка производится путем последовательной имитации отклонений частоты в сторону снижения и в сторону увеличения, состоящих из трех ступеней величиной по 60 мГц с последующим полным снятием имитации отклонения частоты в соответствии с графиками на рис. П.5. и П.6.

Переходные процессы требуемого изменения первичной мощности энергоблока показаны на рис. П.5 и П.6.

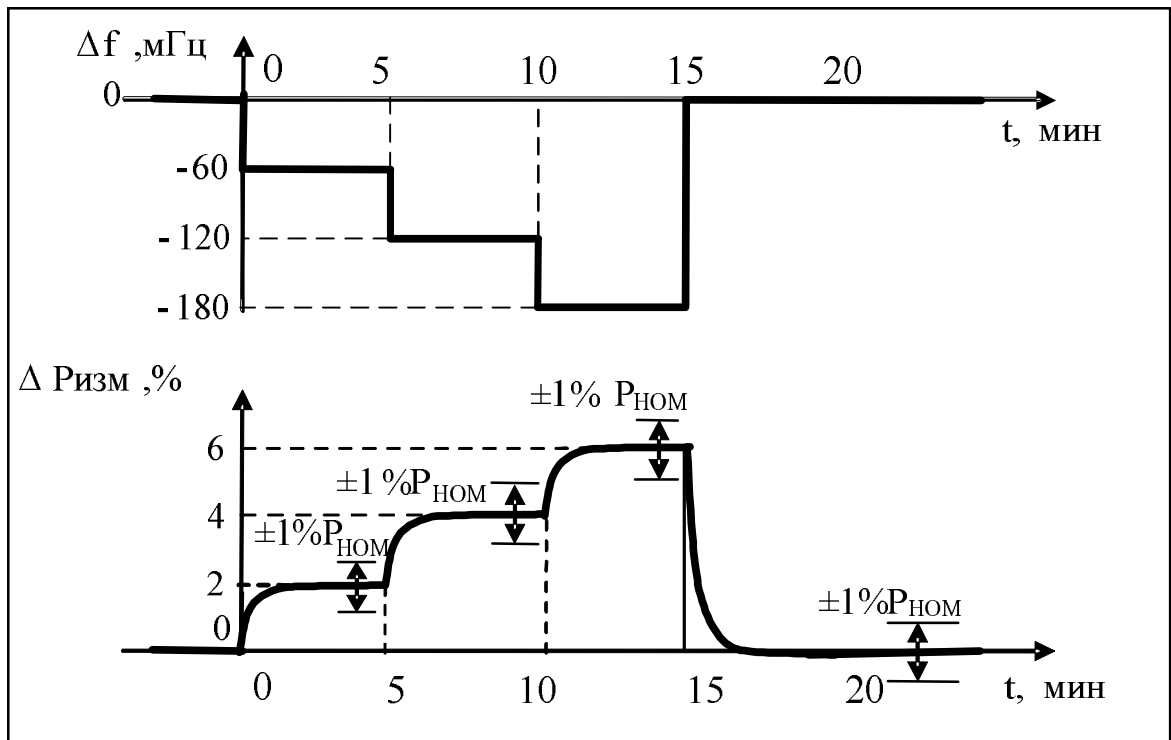


Рис. П.5. Имитация снижения частоты и требуемые изменения первичной мощности энергоблока в следящем режиме

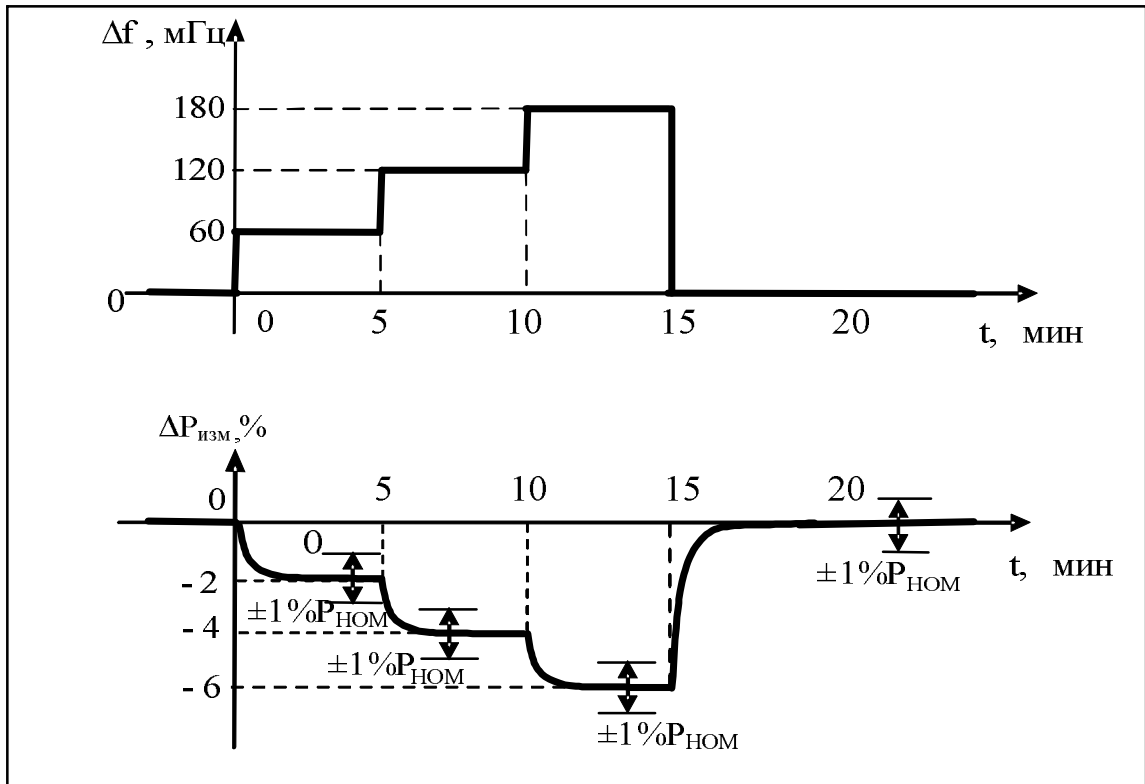


Рис. П.6. Имитация повышения частоты и требуемые изменения первичной мощности энергоблока в следящем режиме

Критерии оценки:

– при имитации отклонений частоты должны фиксироваться противоположные по знаку изменения фактической мощности энергоблока с требуемой динамикой, с точностью поддержания каждого нового задания мощности $\pm 1\% P_{\text{НОМ}}$.

П7. Проверка динамики первичного регулирования

Проверка динамики первичного регулирования энергоблока включает в себя опыты по проверке соответствия требованиям Стандарта при имитации отклонений частоты, требующих изменения мощности энергоблока в пределах $\pm 5\% P_{\text{НОМ}}$ и в пределах $\pm 10\% P_{\text{НОМ}}$.

П7.1. Проверка динамики первичного регулирования энергоблока при $\Delta P_{\text{П}} = \pm 5\% P_{\text{НОМ}}$

Проверка производится при статизме первичного регулирования $S=6\%$ на двух уровнях плановой нагрузки энергоблока:

- вверху регулировочного диапазона: $P_{\text{пл}} = P_{\text{МАКС}} - 5\% P_{\text{НОМ}}$;
- внизу регулировочного диапазона: $P_{\text{пл}} = P_{\text{МИН}} + 5\% P_{\text{НОМ}}$

путем имитации отклонений частоты $\Delta f = \pm 150$ мГц.

На каждом уровне плановой нагрузки выполняется четыре последовательных опыта снижения и увеличения частоты с интервалами 10 минут в соответствии с графиком на рис. П.7.

Переходные процессы требуемого изменения первичной мощности энергоблока показаны на рис. П.7.

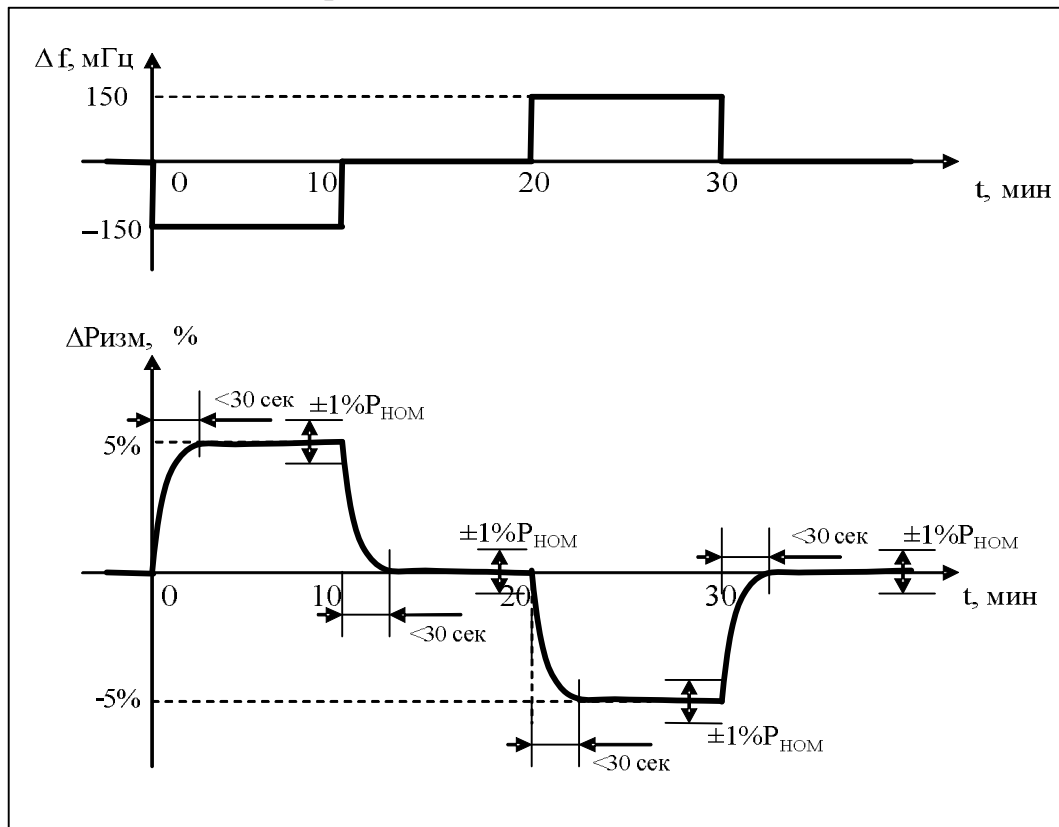


Рис. П.7. Имитация отклонений частоты и требуемые изменения первичной мощности энергоблока при $\Delta P_{\text{П}} = \pm 5\% P_{\text{НОМ}}$

Критерии оценки:

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

- при имитации отклонений частоты на $\Delta f = 150 \text{ мГц}$ должно происходить аperiодическое изменение мощности энергоблока на $2,5\% P_{\text{НОМ}}$ за время $t \leq 10 \text{ сек}$ и за время $t \leq 30 \text{ сек}$ – на $5\% P_{\text{НОМ}}$.

П7.2. Проверка динамики первичного регулирования энергоблока при $\Delta P_{\text{П}} = \pm 10\% P_{\text{НОМ}}$

Проверка производится при статизме первичного регулирования $S = 6\%$ на двух уровнях плановой нагрузки энергоблока:

- вверху регулировочного диапазона: $P_{\text{пл}} = P_{\text{МАКС}} - 10\% P_{\text{НОМ}}$;

- внизу регулировочного диапазона: $P_{\text{пл}} = P_{\text{МИН}} + 10\% P_{\text{НОМ}}$

путем имитации отклонений частоты $\Delta f = \pm 300 \text{ мГц}$.

На каждом уровне плановой нагрузки выполняется четыре последовательных опыта по снижению и увеличению частоты с интервалами 10 минут в соответствии с графиками на рис. П.8.

Переходные процессы требуемого изменения первичной мощности энергоблока показаны на рис. П.8.

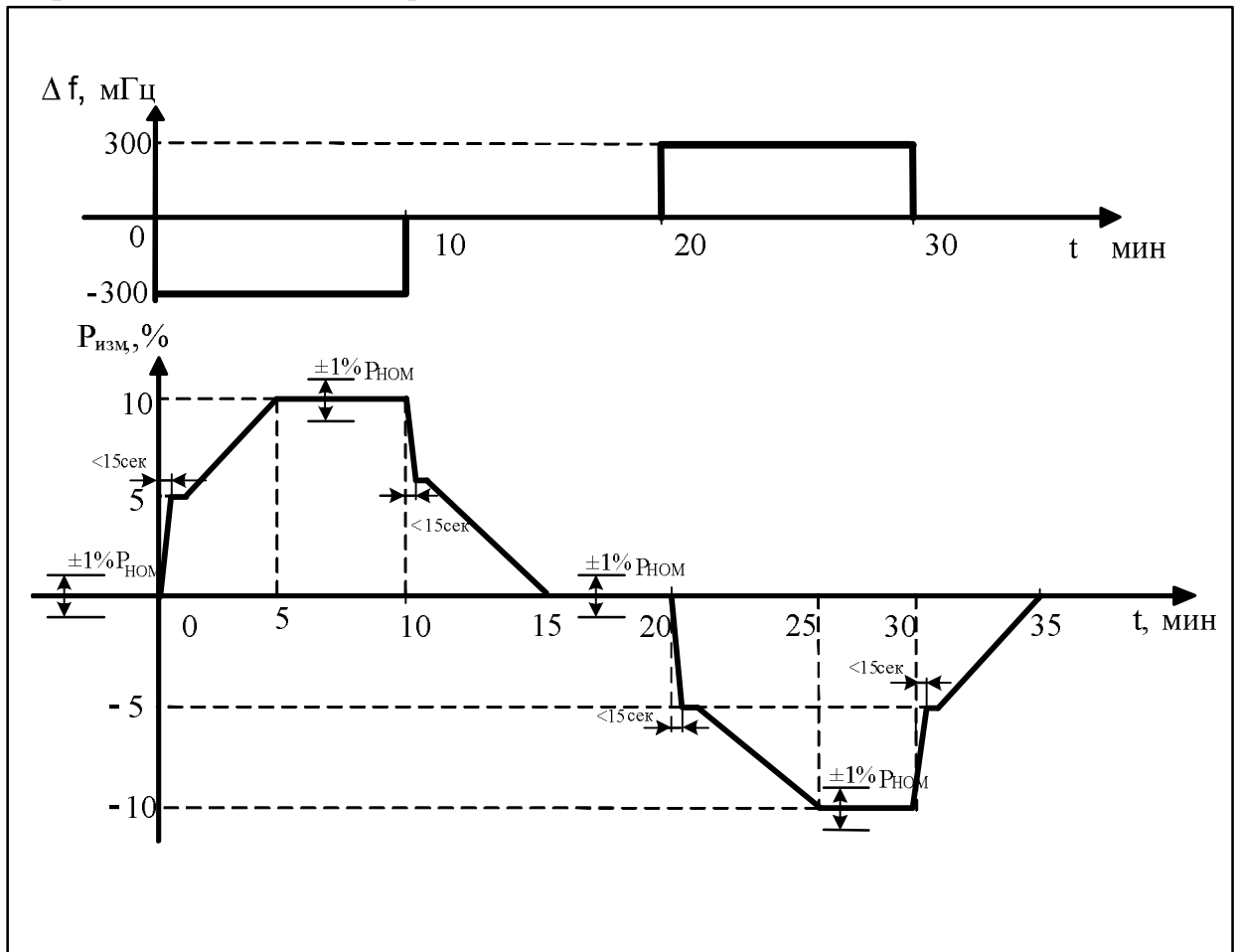


Рис. П.8 Имитация отклонений частоты и требуемые изменения первичной мощности энергоблока, работающего на газе при $\Delta P_{II} = \pm 10 \% P_{НОМ}$

Критерии оценки:

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

- при имитации отклонений частоты на $\Delta f = 300$ мГц должно происходить аperiodическое изменение мощности энергоблока на $5 \% P_{НОМ}$ за время $t \leq 15$ секунд и на $10 \% P_{НОМ}$ за время $t \leq 5$ минут для энергоблоков, работающих на газе, и за время $t \leq 6$ минут для энергоблоков, работающих на угле.

П8. Проверка участия энергоблока в АВРЧМ

Перед началом проверки участия энергоблока в АВРЧМ в САУМ энергоблока задаются ограничения максимальной и минимальной величины задания вторичной мощности величиной $\pm 5 \% P_{НОМ}$ соответственно и ограничение скорости задания вторичной мощности величиной $1 \% P_{НОМ}/мин$.

Проверка участия энергоблока в АВРЧМ производится на двух уровнях плановой нагрузки энергоблока:

- вверху регулировочного диапазона: $P_{пл} = P_{МАКС} - 5 \% P_{НОМ}$;
- внизу регулировочного диапазона: $P_{пл} = P_{МИН} + 5 \% P_{НОМ}$

путем имитации периодических изменений задания вторичной мощности на величину $\Delta P_{ВТ} = \pm 5 \% P_{НОМ}$ со скоростью $1 \% P_{НОМ}/мин$ как показано на рис. П.8.

Переходные процессы требуемого изменения вторичной мощности энергоблока показаны на рис. П.9.

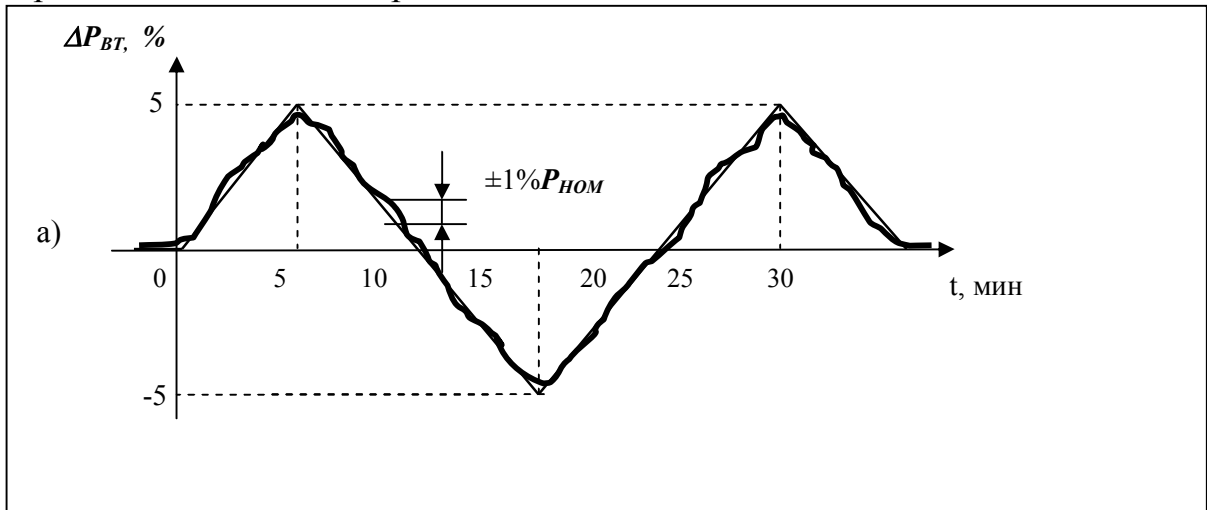


Рис. П.9. Имитация изменений задания и требуемые изменения вторичной мощности энергоблока при скорости задания изменения мощности $1 \% P_{НОМ}/мин$

Для проверки правильности действия САУМ энергоблока при установленных ограничениях скорости и величин задания вторичной мощности производится имитация участия энергоблока в АВРЧМ на уровне плановой нагрузки энергоблока, соответствующей середине регулировочного диапазона, путем имитации периодических изменений задания вторичной мощности на величину $\Delta P_{ВТ} = \pm 8 \% P_{НОМ}$ со скоростью $2 \% P_{НОМ}/мин$, как показано на рис. П.10(а). При этом фактические изменения мощности энергоблока по заданию САУМ должны быть со скоростью не более $1 \% P_{НОМ}/мин$ величиной не более $\Delta P_{ВТ} = \pm 3 \% P_{НОМ}$, как показано на рис. П.10(б).

После завершения проверки необходимо в САУМ энергоблока выполнить обнуление остатка задания вторичной мощности с перезаписью его в плановое задание.

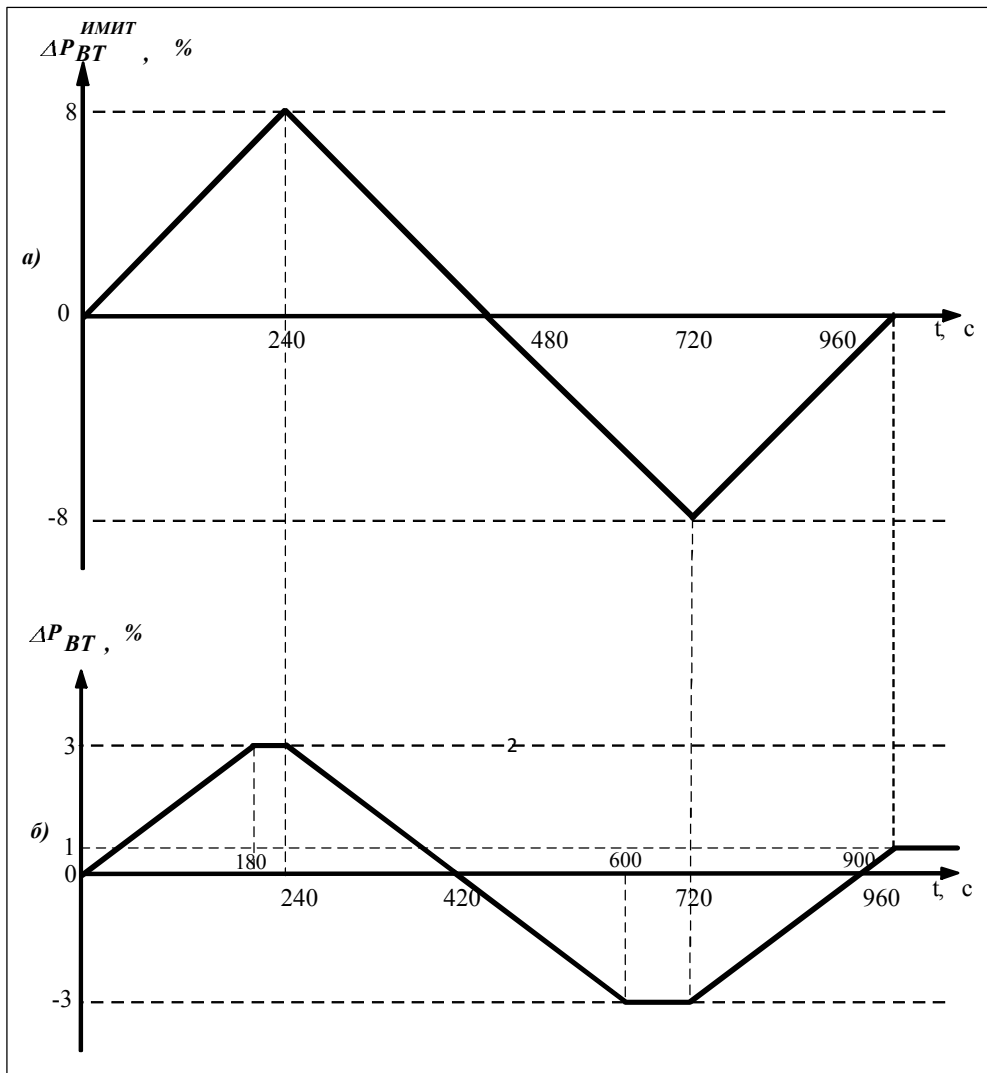


Рис.П.10. Имитация изменений задания $\Delta P_{BT} = \pm 8\% P_{ном}$ со скоростью $2\% P_{ном}/мин$ (а) и требуемые изменения мощности энергоблока при установленных в САУМ ограничениях скорости и величин задания вторичной мощности соответственно $1\% P_{ном}/мин$ и $\Delta P_{BT} = \pm 3\% P_{ном}$ (б)

Критерии оценки:

– изменения фактической мощности энергоблока должны соответствовать изменениям задания мощности, формируемым САУМ, с учетом установленных ограничений скорости и величин задания вторичной мощности, с отклонением не более $\pm 1\% P_{ном}$.

П9. Проверка одновременного участия энергоблока в НПРЧ и АВРЧМ

Для проверки одновременного участия энергоблока в НПРЧ и АВРЧМ производится имитация отклонений частоты с имитацией задания вторичной мощности при неизменном плановом задании и при изменении планового задания энергоблока.

П9.1. Проверка одновременного участия энергоблока в НПРЧ и АВРЧМ при неизменном плановом задании

Проверка производится при статизме первичного регулирования $S=6\%$ на двух уровнях плановой нагрузки энергоблока:

- внизу регулировочного диапазона: $P_{пл} = P_{МИН} + 10\% P_{НОМ}$;
- вверху регулировочного диапазона: $P_{пл} = P_{МАКС} - 10\% P_{НОМ}$

путем проведения двух опытов с последовательной имитацией изменений задания вторичной мощности на величину $\Delta P_{ВТ} = \pm 5\% P_{НОМ}$ со скоростью $1\% P_{НОМ}/мин$ и имитацией отклонений частоты $\Delta f = \pm 150$ мГц в соответствии с графиками на рис. П.11.

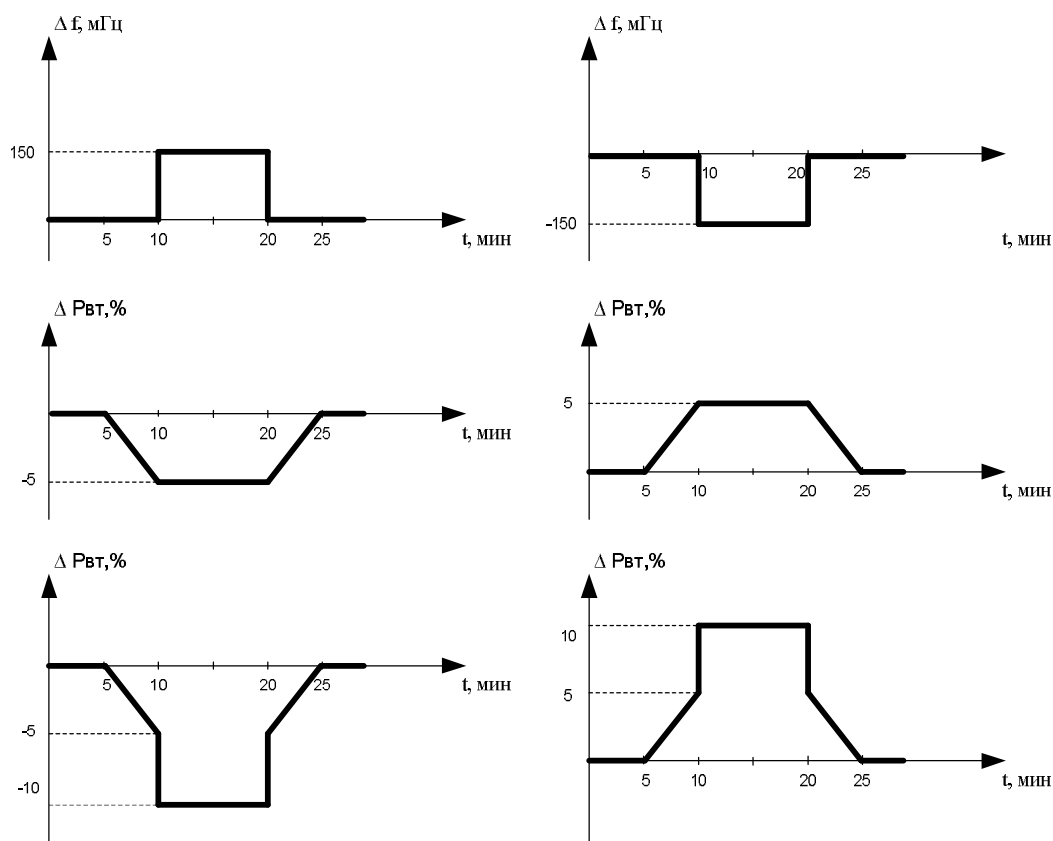


Рис. П.11. Имитация изменений задания вторичной мощности и отклонений частоты вниз (а) и вверх (б) регулировочного диапазона энергоблока

Критерии оценки:

- изменения фактической мощности энергоблока должны соответствовать изменениям задания вторичной мощности с отклонением не более $\pm 1\% P_{НОМ}$;
- при имитации отклонений частоты должны фиксироваться противоположные по знаку изменения фактической мощности энергоблока с требуемой динамикой и точностью подержания каждого нового задания мощности $\pm 1\% P_{НОМ}$;
- при имитации отклонений частоты на $\Delta f = 150$ мГц должно происходить аperiodическое изменение мощности энергоблока на $2,5\% P_{НОМ}$ за время $t \leq 10$ секунд и за время $t \leq 30$ секунд – на $5\% P_{НОМ}$.

П9.2. Проверка одновременного участия энергоблока в НПРЧ и АВРЧМ при изменении планового задания

Перед началом проверки в САУМ энергоблока должно быть снято ограничение по максимальной величине задания вторичной мощности, установленное при проведении проверки по пункту П8. Проверка производится при статизме первичного регулирования $S=6\%$ при исходной плановой нагрузке энергоблока ниже средней части регулировочного диапазона энергоблока на $10\% P_{\text{НОМ}}$ путем последовательного изменения плановой мощности энергоблока со скоростью $0,5\% P_{\text{НОМ}}/\text{мин}$, имитации изменений задания вторичной мощности со скоростью $1\% P_{\text{НОМ}}/\text{мин}$ на величину $\Delta P_{\text{ВТ}}=10\% P_{\text{НОМ}}$ и имитацией отклонений частоты $\Delta f=-150$ мГц в соответствии с графиками на рис. П.12.

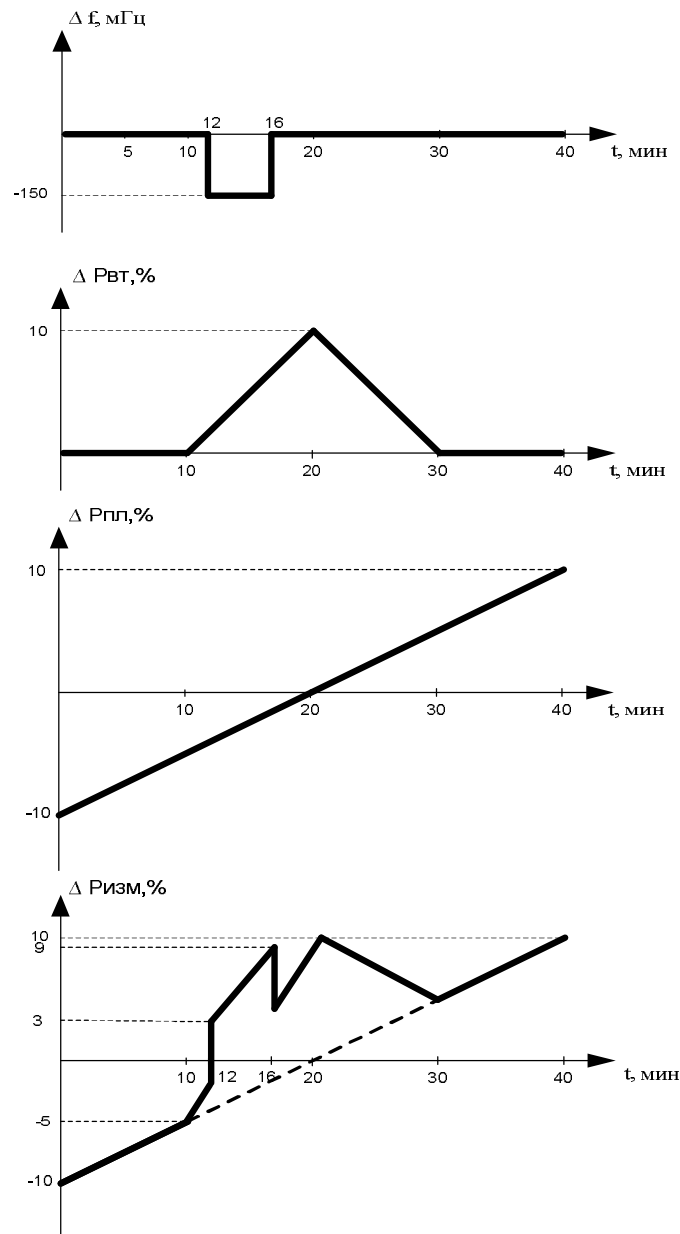


Рис.П.12. Имитация изменений заданий вторичной мощности и отклонений частоты при изменении планового задания энергоблока

На рис. П.12 также представлен график изменения задания по мощности ΔP , которое должно быть сформировано в САУМ энергоблока.

Критерии оценки:

– изменения фактической мощности энергоблока должны соответствовать изменениям задания мощности энергоблока с отклонением не более $\pm 1\% P_{\text{ном}}$.

П10. Проверка работы энергоблока в режиме НПРЧ

П10.1. После завершения проверок участия энергоблока в НПРЧ с имитацией отклонений частоты должна быть проведена проверка работы энергоблока в режиме НПРЧ.

Проверка работы энергоблока в режиме НПРЧ производится с минимальной «мертвой полосой» первичного регулирования (не более $50 \pm 0,02$ Гц) при установленном статизме первичного регулирования $S = 4\%$.

При проверке дополнительного расширения «мертвой полосы» первичного регулирования в САУМ энергоблока не производится.

П10.2. Проверка работы энергоблока в режиме НПРЧ проводится при выполнении энергоблоком реального суточного графика, включающего 3 уровня планового задания мощности: внизу регулировочного диапазона, в середине регулировочного диапазона и вверху регулировочного диапазона при условии обеспечения резерва первичного регулирования не менее $\pm 5\% P_{\text{ном}}$ как при неизменном плановом задании мощности энергоблока, так и при переходе от одного уровня планового задания на другой.

Время работы при неизменном плановом задании мощности энергоблока должно быть не менее 4 часов. Переход от одного уровня планового задания на другой должен производиться со скоростью не более $0,5\% P_{\text{ном}}/\text{мин}$.

При проверке работы энергоблока в режиме НПРЧ при минимальной «мертвой полосе» первичного регулирования должна быть произведена оценка реальной зоны нечувствительности первичного регулирования энергоблока для ее учета при последующем задании расширения «мертвой полосы» в САУМ энергоблока.

П10.3. На одном из постоянных уровней планового задания мощности должно быть произведено оперативное отключение и включение режима НПРЧ путем расширения «мертвой полосы» первичного регулирования до $50 \pm 0,075$ Гц (отключение режима НПРЧ) и последующего восстановления минимальной «мертвой полосы» (включение режима НПРЧ) через 30–40 минут. Время отключения и включения режима НПРЧ должно фиксироваться.

Задание величины расширения «мертвой полосы» первичного регулирования должно выполняться с учетом реальной зоны

нечувствительности первичного регулирования энергоблока, определенной по пункту П10.2.

Общая продолжительность проверки энергоблока в режиме НПРЧ при полном составе оборудования должна составлять не менее 24 часов.

П10.4. Общая продолжительность проверки энергоблока в режиме НПРЧ на резервном топливе определяется собственником энергоблока по согласованию с органом по добровольной сертификации.

П10.5. Предварительная оценка результатов проверки энергоблока 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 отклонениях частоты в пределах $50 \pm 0,02$ Гц и постоянной плановой нагрузке фактическая мощность энергоблока должна оставаться в пределах $\pm 1\%$ $P_{ном}$ относительно заданной мощности;

- при отклонении частоты за пределы $50 \pm 0,02$ Гц должно происходить заметное изменение мощности энергоблока;

- знак величины изменения мощности энергоблока должен быть противоположен знаку величины изменения частоты;

- при отклонениях частоты на величину более $50 \pm 0,03$ Гц продолжительностью более 1 минуты должно четко фиксироваться соответствующее изменение первичной мощности энергоблока на величину $0,5\%$ $P_{ном}$ или более, пропорционально отклонению частоты;

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

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

- в периоды изменения планового задания мощности энергоблока должна отчетливо накладываться выдача первичной мощности при отклонении частоты за пределы $50 \pm 0,03$ Гц;

- должно быть обеспечено устойчивое удержание средней за час нагрузки энергоблока на уровне $\pm 0,5\%$ $P_{ном}$ заданной плановой мощности, если среднее значение частоты за час находилось в пределах $50 \pm 0,01$ Гц;

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

Ключевые слова: энергоблок, общее первичное регулирование частоты, нормированное первичное регулирование частоты, автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности, 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*

**Первый заместитель
Председателя Правления**

должность

личная подпись

Н.Г. Шульгинов

инициалы, фамилия

Исполнитель

**Начальник Службы внедрения
противоаварийной и режимной
автоматики**

должность

личная подпись

Е.И. Сацук

инициалы, фамилия