

Приложение 1
к приказу АО «СО ЕЭС»
от 13.09.2016 № 242



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

СТО 59012820.27.100.004-2016

Регистрационный номер (обозначение)

13.09.2016

Дата утверждения

Стандарт организации

НОРМЫ УЧАСТИЯ ПАРОГАЗОВЫХ И ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК В НОРМИРОВАННОМ ПЕРВИЧНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ И АВТОМАТИЧЕСКОМ ВТОРИЧНОМ РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Издание официальное

Москва 2016

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 29.06.2015 № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации», а правила применения стандарта организации – ГОСТ Р.1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Сведения о стандарте

1. РАЗРАБОТАН: акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы».
2. ВНЕСЕН: акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы».
3. УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ: приказом АО «СО ЕЭС» от 13.09.2016 № 242.
4. ВЗАМЕН стандарта организации ОАО «СО ЕЭС» СТО 59012820.27.100.004-2012 «Нормы участия парогазовых установок в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности», утвержденного приказом ОАО «СО ЕЭС» от 05.12.2012 № 475.

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

Содержание

Сведения о стандарте	2
Содержание	3
1. Область применения	4
2. Нормативные ссылки	5
3. Термины и определения	5
4. Обозначения и сокращения.....	6
5. Общие требования, предъявляемые к ПГУ (ГТУ) для участия в НПРЧ и (или) АВРЧМ.....	7
6. Требования, предъявляемые к ПГУ (ГТУ) для участия в НПРЧ	8
7. Требования, предъявляемые к ПГУ (ГТУ) для участия в АВРЧМ.....	10
8. Требования к организации мониторинга участия ПГУ (ГТУ) в НПРЧ и (или) АВРЧМ	11
9. Порядок подтверждения соответствия ПГУ (ГТУ) требованиям Стандарта	12
10.Переходные положения.....	16
Приложение 1	18
Приложение 2	20

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ АО «СО ЕЭС»

НОРМЫ УЧАСТИЯ ПАРОГАЗОВЫХ И ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК 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 парогазовым и газотурбинным установкам для участия в нормированном первичном регулировании частоты;
- технические требования, предъявляемые к парогазовым и газотурбинным установкам для участия в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности;
- требования к организации мониторинга участия парогазовых и газотурбинных установок в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности;
- порядок и методику проверки соответствия парогазовых и газотурбинных установок требованиям, предъявляемым к ним для участия в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности.

1.2. Стандарт распространяется на:

- парогазовые установки утилизационного типа в одновальном, двухвальном и многовальном исполнении с одной или несколькими газотурбинными установками и котлами – утилизаторами, подключенными к одной паровой турбине;
- парогазовые установки надстроечного типа, за исключением парогазовых установок надстроечного типа, работающих в режиме паросилового энергоблока без газовой турбины, а также парогазовых установок надстроечного типа, технологическая схема и схема системы управления мощностью которых реализованы с обязательным воздействием на регулирующие клапаны паровой турбины¹;

¹ При работе парогазовых установок надстроечного типа в режиме паросилового энергоблока без газовой турбины, а также в случае, если технологическая схема и схема системы управления мощностью парогазовой установки надстроечного типа реализованы с обязательным воздействием на регулирующие клапаны паровой турбины, должен применяться СТО 59012820.27.100.002-2013 «Нормы участия энергоблоков тепловых электростанций в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности».

– газотурбинные установки, работающие автономно или с паровыми либо водогрейными котлами.

1.3. Стандарт предназначен для АО «СО ЕЭС», организаций, являющихся собственниками или иными законными владельцами парогазовых и газотурбинных установок, организаций, осуществляющих деятельность по проектированию, разработке, изготовлению, монтажу, наладке, эксплуатации и проверке систем автоматического управления мощностью на парогазовых и газотурбинных установках.

1.4. Стандарт не определяет технические требования к задатчику вторичной мощности системы автоматического управления мощностью парогазовой или газотурбинной установки и его алгоритмам функционирования, терминалу автоматического регулирования частоты и перетоков мощности, каналам связи. Данные технические требования устанавливаются АО «СО ЕЭС». Проверка их выполнения осуществляется непосредственно при подключении парогазовой или газотурбинной установки к управляющему вычислительному комплексу централизованной системы автоматического регулирования частоты и мощности.

2. Нормативные ссылки

В Стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

– стандарт организации АО «СО ЕЭС» 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;

– стандарт организации АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.27.100.002-2013 «Нормы участия энергоблоков тепловых электростанций в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности», утвержден приказом ОАО «СО ЕЭС» от 25.04.2013 № 208;

– стандарт организации АО «СО ЕЭС» СТО 59012820.27.100.004-2012 «Нормы участия парогазовых установок в нормированном первичном регулировании частоты и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности», утвержден приказом ОАО «СО ЕЭС» от 05.12.2012 № 475;

– ГОСТ Р 52200-2004 «Установки газотурбинные. Нормальные условия и номинальные показатели».

3. Термины и определения

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

Газотурбинная установка – энергетическая установка, в состав которой входят газовая турбина, генератор и вспомогательное оборудование.

Котел – утилизатор – паровой котел, в котором для получения пара нужных параметров используются только выхлопные газы газотурбинной установки.

Мощность – текущее значение трехфазной активной мощности.

Парогазовая установка – энергетическая установка (энергоблок) комбинированного цикла, включающая в себя одну или несколько газотурбинных установок с котлами-утилизаторами и паровую турбину конденсационного или теплофикационного типа.

Парогазовая установка надстроечного типа – энергетическая установка (энергоблок) комбинированного цикла, включающая в себя газотурбинную установку, паровой котел, в котором для получения пара нужных параметров используются в том числе выхлопные газы газотурбинной установки, и паровую турбину конденсационного или теплофикационного типа.

Паротурбинная установка – энергетическая установка, в состав которой входят паровая турбина, генератор и вспомогательное оборудование.

Плановая мощность – величина активной мощности без учета первичной и вторичной мощности, задаваемая в системе автоматического управления мощностью парогазовой (газотурбинной) установки в целях выполнения планового диспетчерского графика (диспетчерской команды).

Система автоматического управления мощностью – система управления мощностью парогазовой (газотурбинной) установки, обеспечивающая автоматическое поддержание и изменение активной мощности установки с учетом заданных значений плановой, первичной и вторичной мощностей.

4. Обозначения и сокращения

В Стандарте применены следующие обозначения и сокращения:

ПГУ	–	парогазовая установка;
ГТУ	–	газотурбинная установка;
ПТУ	–	паротурбинная установка;
ЕЭС России	–	Единая энергетическая система России;
НПРЧ	–	нормированное первичное регулирование частоты;
ОПРЧ	–	общее первичное регулирование частоты;
АВРЧМ	–	автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности;
ВНА	–	воздушный направляющий аппарат;
АСУ ТП	–	автоматизированная система управления технологическим процессом;
САУМ	–	система автоматического управления мощностью;
РЧВ	–	регулятор частоты вращения;
ЗВМ	–	датчик вторичной мощности;

АРЧМ	– автоматическое регулирование частоты и перетоков мощности;
УВК	– управляющий вычислительный комплекс;
ЦКС	– центральная координирующая система;
ЦС	– централизованная система;
ЧК	– частотный корректор.

5. Общие требования, предъявляемые к ПГУ (ГТУ) для участия в НПРЧ и (или) АВРЧМ

5.1. Участие ПГУ (ГТУ) в НПРЧ и (или) АВРЧМ должно осуществляться в пределах имеющихся регулировочных возможностей соответствующих установок, ограниченных только допустимыми режимами работы по условиям безопасной эксплуатации.

5.2. Допускается одновременное участие ПГУ (ГТУ) в НПРЧ и АВРЧМ при условии выполнения требований к каждому из видов регулирования.

5.3. Для участия в НПРЧ и (или) АВРЧМ ПГУ (ГТУ) должна соответствовать требованиям, предъявляемым СТО 59012820.27.100.003-2012 в части участия генерирующего оборудования в ОПРЧ.

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

5.5. Каждая ГТУ и каждая турбина в составе ПГУ должна иметь постоянно функционирующий РЧВ, обеспечивающий регулирование частоты вращения турбины во всех режимах работы. При этом технологической автоматикой ГТУ и ПГУ в пределах регулировочного диапазона должно быть обеспечено поддержание требуемого РЧВ значения первичной мощности.

5.6. Регулирование суммарной мощности ПГУ, мощности ГТУ (отдельных и в составе ПГУ) и ПТУ должно осуществляться с коррекцией заданной мощности по частоте вращения турбин во всем диапазоне нормальных и аварийных режимов соответствующих установок и энергосистемы.

5.7. Величины «мертвой полосы» и статизма первичного регулирования ПГУ (ГТУ) должны быть равны заданным значениям во всем регулировочном диапазоне ПГУ (ГТУ).

5.8. В РЧВ и в ЧК регуляторов мощности ГТУ (отдельных и входящих в состав ПГУ) в качестве сигналов по частоте должны использоваться измерения частоты вращения соответствующих турбин.

В ЧК блочного регулятора мощности ПГУ в качестве сигналов по частоте должны использоваться измерения частоты вращения одной или нескольких турбин.

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

5.9. Не допускается препятствие действию РЧВ и регуляторов мощности ГТУ, ПТУ со стороны блочного регулятора мощности ПГУ.

5.10. Требования по участию ПГУ в НПРЧ и (или) АВРЧМ должны выполняться во всем регулировочном диапазоне ПГУ, определяемом составом включенного оборудования и влияющими параметрами окружающей среды (температуры окружающего воздуха, атмосферного давления, влажности). При этом в САУМ ПГУ должна быть предусмотрена возможность коррекции границ регулировочного диапазона ПГУ при изменениях состава включенного оборудования и параметров окружающей среды.

5.11. Для участия ПГУ (ГТУ) в НПРЧ и (или) АВРЧМ при задании плановой мощности должно учитываться размещение заданных резервов первичного и (или) вторичного регулирования с учетом границ фактического регулировочного диапазона.

5.12. Структура САУМ ПГУ (ГТУ) должна обеспечивать выполнение требований Стандарта и не должна препятствовать действию устройств и комплексов противоаварийной автоматики.

6. Требования, предъявляемые к ПГУ (ГТУ) для участия в НПРЧ

6.1. Требуемая первичная мощность ПГУ (ГТУ) при участии в НПРЧ рассчитывается по формуле:

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

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

где 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;

S – статизм первичного регулирования ПГУ (ГТУ), %;

$P_{\text{ном}}$ – номинальная мощность ПГУ (ГТУ), МВт.

При оценке участия ПГУ (ГТУ) в НПРЧ производится сравнение требуемой первичной мощности с фактическим изменением мощности ПГУ (ГТУ), определяемой по формуле:

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

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

$P_{исх}$ – исходная мощность ПГУ (ГТУ) на заданном интервале времени до отклонения частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования, МВт.

Примечание. Номинальная мощность ПГУ при работе полным составом оборудования равна установленной мощности ПГУ.

Номинальная мощность ПГУ при работе в режиме полублока равна половине установленной мощности ПГУ.

6.2. Используемое в САУМ измерение частоты вращения ГТУ и турбин, входящих в состав ПГУ должно осуществляться с точностью не хуже 0,01 Гц.

6.3. Нечувствительность первичных регуляторов ПГУ (ГТУ) по частоте должна быть не более 0,01 Гц.

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

6.5. Величина «мертвой полосы» первичного регулирования участвующей в НПРЧ ПГУ (ГТУ) 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.

6.6. Должна быть обеспечена возможность оперативного изменения величины «мертвой полосы» первичного регулирования ПГУ (ГТУ) без потери функции первичного регулирования.

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

6.8. Используемая в САУМ мощность ГТУ и турбин, входящих в состав ПГУ, должна измеряться с точностью не хуже 1 % номинальной мощности соответствующей турбины².

6.9. При отклонениях частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования ПГУ (ГТУ) должна 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 $5\%P_{ном}$ и менее в пределах регулировочного диапазона, совокупность основного и вспомогательного оборудования ПГУ (ГТУ), режимы его работы, технологическая автоматика должны гарантированно обеспечивать

² Для одновальных ПГУ с одним генератором мощность должна измеряться с точностью не хуже 1 % номинальной мощности ПГУ.

динамику изменения первичной мощности не хуже следующей: $2,5 \% P_{\text{ном}}$ – за 15 с и $5 \% P_{\text{ном}}$ – за 30 с.

6.11. При скачкообразном отклонении частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования, вызывающем необходимость реализации первичной мощности более $5 \% P_{\text{ном}}$, ПГУ (ГТУ) должна гарантированно в пределах регулировочного диапазона выдать за 30 с часть требуемой первичной мощности в объеме $5 \% P_{\text{ном}}$, а оставшуюся часть требуемой первичной мощности – с характеристиками, удовлетворяющими требованиям к ОНРЧ для ПГУ (ГТУ), установленным СТО 59012820.27.100.003-2012.

6.12. Переходный процесс изменения мощности ПГУ (ГТУ) при первичном регулировании должен иметь апериодический характер, величина перерегулирования должна быть не более $1 \% P_{\text{ном}}$. При этом в квазиустановившемся режиме отклонение фактической первичной мощности ПГУ (ГТУ) от требуемой величины должно быть не более $\pm 1 \% P_{\text{ном}}$.

6.13. При участии ПГУ (ГТУ) в ННРЧ и отклонениях частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования время выдачи требуемой первичной мощности при текущем отклонении частоты не должно ограничиваться.

7. Требования, предъявляемые к ПГУ (ГТУ) для участия в АВРЧМ

7.1. Участие ПГУ (ГТУ) в АВРЧМ должно осуществляться путем изменения мощности в соответствии с заданием вторичной мощности, поступающим от УВК ЦКС АРЧМ ЕЭС или УВК ЦС АРЧМ (далее – УВК ЦКС/ЦС АРЧМ).

7.2. Совокупность основного и вспомогательного оборудования ПГУ (ГТУ), режимы его работы, технологическая автоматика должны обеспечивать:

- изменение мощности ПГУ (ГТУ) по заданиям УВК ЦКС/ЦС АРЧМ со скоростью до $3 \% P_{\text{ном}}/\text{мин}$;
- 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 ПГУ (ГТУ) не должно быть ограничено.

7.4. При участии ПГУ (ГТУ) в АВРЧМ должна сохраняться функция его участия в первичном регулировании.

7.5. При участии ПГУ (ГТУ) в АВРЧМ отклонение фактической вторичной мощности ПГУ (ГТУ) от требуемой величины должно быть не более $\pm 1 \% P_{\text{ном}}$.

7.6. Для участия ПГУ (ГТУ) в АВРЧМ в САУМ должна быть предусмотрена возможность установки ограничений величины вторичного задания от УВК ЦКС/ЦС АРЧМ и скорости его изменения.

7.7. Для обеспечения возможности подключения ПГУ (ГТУ) к управлению от УВК ЦКС/ЦС АРЧМ должны быть предусмотрены:

- возможность создания ЗВМ в САУМ ПГУ (ГТУ) 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 ПГУ (ГТУ) в НПРЧ и (или) АВРЧМ

8.1. Мониторинг участия ПГУ (ГТУ) в НПРЧ и (или) АВРЧМ осуществляется субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и персоналом электростанции в соответствии с СТО 59012820.27.100.003-2012.

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

Таблица 8.1

№	Наименование параметра
1	Обязательные параметры
1.1	Фактическая мощность ПГУ (ГТУ)
1.2	Плановая мощность ПГУ (ГТУ)
1.3	Частота вращения, используемая в САУМ ПГУ (ГТУ)
1.4	Частота электрического тока сети
1.5	Заданное значение первичной мощности ПГУ (ГТУ)
1.6	Заданное значение вторичной мощности ПГУ (ГТУ) (для ПГУ (ГТУ), участвующих в АВРЧМ)
1.7	Суммарное задание мощности ПГУ (ГТУ) с учетом плановой, первичной и вторичной мощности
2	Рекомендуемые параметры
2.1	Мощность ГТУ в составе ПГУ (кроме одновальных ПГУ с одним генератором)
2.2	Мощность ПТУ в составе ПГУ (кроме одновальных ПГУ с одним генератором)
2.3	Частота вращения роторов газовых турбин ПГУ
2.4	Частота вращения ротора паровой турбины ПГУ
2.5	Задания по мощности ГТУ в составе ПГУ (плановое, первичное)
2.6	Сигналы наличия (отсутствия) ограничений на изменение мощности
2.7	Температура газов за газовыми турбинами

2.8	Расход (давление) топлива в газовые турбины
2.9	Положение ВНА газовых турбин
2.10	Положение регулирующих топливных клапанов газовых турбин
2.11	Давление воздуха за компрессорами газовых турбин
2.12	Температура окружающей среды (наружного воздуха)

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

8.3. Регистрация параметров ПГУ (ГТУ) должна производиться с меткой времени с шагом не более 1 с. Время регистрации должно быть синхронизировано с астрономическим временем с точностью не хуже 1 с.

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

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

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

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

8.7. На электростанции должна быть обеспечена возможность мониторинга персоналом электростанции участия ПГУ (ГТУ) в НПРЧ путем сопоставления на заданном интервале времени текущего значения мощности и задания мощности с учетом частотной коррекции.

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

8.9. Для мониторинга персоналом электростанции участия ПГУ (ГТУ) в НПРЧ и (или) АВРЧМ должно быть реализовано графическое представление указанных в пп. 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 ПГУ (ГТУ) требованиям Стандарта

9.1. Подтверждение соответствия требованиям Стандарта осуществляется путем добровольной сертификации в Системе добровольной сертификации ОАО «СО ЕЭС» (СДС «СО ЕЭС»), созданной АО «СО ЕЭС» и зарегистрированной в едином реестре систем добровольной сертификации 21.03.2013 под № РОСС RU.31034.04ЕЭ01.

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 ПГУ (ГТУ) осуществляется в соответствии с правилами функционирования соответствующей системы добровольной сертификации (далее – СДС) с обязательным соблюдением требований настоящего раздела.

9.3. Объектами сертификации являются:

- ПГУ в части выполнения требований, предъявляемых к ним для участия в НПРЧ и (или) АВРЧМ;

- ГТУ в части выполнения требований, предъявляемых к ним для участия в НПРЧ и (или) АВРЧМ.

При этом если сертификация на соответствие требованиям Стандарта осуществлялась в отношении ПГУ, такой сертификат не является документом, подтверждающим соответствие входящей в ее состав ГТУ требованиям Стандарта при работе ГТУ с отключенной паровой турбиной и участии такой ГТУ в НПРЧ и (или) АВРЧМ.

9.4. Сертификация ПГУ (ГТУ) может осуществляться на соответствие требованиям Стандарта, предъявляемым к ним для участия:

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

При этом если сертификация ПГУ (ГТУ) осуществлялась на соответствие требованиям Стандарта, предъявляемым к ней для участия в НПРЧ и в АВРЧМ, органом по добровольной сертификации должны выдаваться отдельные сертификаты соответствия для участия ее в НПРЧ и в АВРЧМ.

9.5. Сертификация ПГУ (ГТУ) осуществляется по схеме, в обязательном порядке включающей выполнение следующих мероприятий:

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

9.6. Анализ документов и информации, представленных заявителем, проводится органом по добровольной сертификации перед проведением сертификационных испытаний, с целью предварительной оценки основных технических характеристик ПГУ (ГТУ).

Минимальный перечень документов и информации по ПГУ (ГТУ), подлежащих представлению заявителем на рассмотрение органу по добровольной сертификации, приведен в приложении 1 Стандарта.

Орган по добровольной сертификации вправе дополнительно затребовать от собственника или иного законного владельца ПГУ (ГТУ) (далее – собственник ПГУ (ГТУ)) иные документы и информацию в объеме,

необходимом для проведения сертификации и оценки соответствия ПГУ (ГТУ) требованиям настоящего Стандарта.

9.7. Сертификационные испытания проводятся в соответствии с методикой проверки соответствия ПГУ (ГТУ) требованиям, предъявляемым к ним для участия в НПРЧ и (или) АВРЧМ (далее – Методика), приведенной в приложении 2 Стандарта.

9.8. Сертификационные испытания проводятся на объекте собственника ПГУ (ГТУ) при обязательном участии в испытаниях представителей органа по добровольной сертификации. На испытаниях могут присутствовать представители АО «СО ЕЭС» и организаций, участвующих в наладке или модернизации ПГУ (ГТУ).

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

9.10. 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».

В протоколе сертификационных испытаний должны быть указаны границы регулировочного диапазона ПГУ (ГТУ) (максимальное и минимальное значение нагрузки ПГУ (ГТУ)) для фактических параметров окружающей среды (температура окружающего воздуха, атмосферное давление, влажность) на момент проведения сертификационных испытаний.

9.11. Копия протокола сертификационных испытаний должна быть направлена в АО «СО ЕЭС» органом по добровольной сертификации не позднее 5 рабочих дней с момента его оформления.

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

9.13. В качестве результатов сертификационных испытаний органом по добровольной сертификации могут рассматриваться результаты приемосдаточных и иных испытаний (совокупности испытаний) при условии, что:

- испытания проведены в объеме всех этапов, указанных в Методике;
- программа испытаний согласована органом по добровольной сертификации и АО «СО ЕЭС»;
- испытания проводились с участием представителей органа по добровольной сертификации;
- испытания оформлены протоколом в соответствии с п. 9.10 Стандарта.

9.14. Срок действия сертификата соответствия ПГУ (ГТУ) требованиям Стандарта устанавливается равным 6 годам.

9.15. Инспекционный контроль соответствия ПГУ (ГТУ) требованиям настоящего Стандарта должен проводиться в течение срока действия сертификата соответствия.

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

9.17. Плановые проверки должны осуществляться один раз в год.

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

9.18.1. Анализ фактического участия ПГУ (ГТУ) в НПРЧ и (или) АВРЧМ.

9.18.2. Анализ параметров ПГУ (ГТУ), характеризующих техническое состояние основного оборудования при ее участии в НПРЧ и (или) АВРЧМ.

9.18.3. Проверку параметров настройки САУМ ПГУ (ГТУ).

9.18.4. Проверку функционирования устройств системы мониторинга участия ПГУ (ГТУ) в НПРЧ и (или) АВРЧМ на электростанции.

При этом проверки по п. 9.18.3 и п. 9.18.4 должны проводиться с обязательным присутствием представителей органа по добровольной сертификации на объекте собственника.

9.19. Для ПГУ (ГТУ), 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 и включать в себя:

9.19.1. Проверку функционирования устройств системы мониторинга участия ПГУ (ГТУ) в НПРЧ и (или) АВРЧМ на электростанции.

9.19.2. Проведение испытаний участия ПГУ (ГТУ) в НПРЧ в объеме П8 Методики – для ПГУ (ГТУ), сертифицированных на соответствие требованиям для участия в НПРЧ.

9.19.3. Проведение испытаний участия ПГУ (ГТУ) в АВРЧМ в объеме П6 Методики – для ПГУ (ГТУ), сертифицированных на соответствие требованиям для участия в АВРЧМ.

9.20. Внеплановая проверка должна проводиться:

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

– при замене или модернизации технических средств систем регулирования ПГУ (ГТУ);

– при изменении структуры и (или) алгоритмов устройств регулирования ГТУ, ПТУ, котлов-утилизаторов и ПГУ (ГТУ) в целом, влияющих на характеристики первичного и (или) вторичного регулирования;

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

9.21. Объем внеплановой проверки определяется органом по добровольной сертификации в зависимости от причины, по которой она проводится, и согласовывается с АО «СО ЕЭС». В случае если объем внеплановой проверки включает в себя мероприятия, указанные в п. 9.19 Стандарта, то при ее проведении обязательно присутствие на объекте представителя органа по добровольной сертификации.

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

Решение по результатам плановой (внеплановой) проверки направляется собственнику ПГУ (ГТУ) и АО «СО ЕЭС» не позднее двух недель после ее проведения.

9.23. После устранения собственником замечаний, выявленных по результатам проверки, должна быть проведена повторная проверка в объеме и порядке (проведение испытаний, анализ параметров, настроек и т.д.), соответствующих проверке, при которой были выявлены замечания.

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

10. Переходные положения

10.1. Сертификаты соответствия ПГУ требованиям СТО 59012820.27.100.004-2012 сохраняют силу в течение сроков их действия. Инспекционный контроль ПГУ, сертифицированными на соответствие требованиям СТО 59012820.27.100.004-2012, осуществляется с учетом следующих особенностей:

а) в случаях, когда согласно пп. 9.19, 9.21 Стандарта в объем проверки входит проведение испытаний участия сертифицированной ПГУ в НПРЧ и (или) АВРЧМ, такие испытания проводятся:

- в период до 31.12.2016 включительно – в соответствии с Методикой проверки соответствия ПГУ требованиям, предъявляемым к ним для участия в НПРЧ и (или) АВРЧМ, предусмотренной приложением 2 к СТО 59012820.27.100.004-2012;

- начиная с 01.01.2017 – в соответствии с Методикой, предусмотренной приложением 2 к Стандарту;

б) по результатам проведения инспекционного контроля орган по добровольной сертификации дает заключение о соответствии (несоответствии) сертифицированной ПГУ требованиям СТО 59012820.27.100.004-2012, при этом начиная с 01.01.2017 указанное заключение выдается и ПГУ признается соответствующей (не соответствующей) требованиям СТО 59012820.27.100.004-2012, если в ходе проведения проверки установлено соответствие (несоответствие) ПГУ требованиям Стандарта;

в) инспекционный контроль, осуществляемый в соответствии с договорами, заключенными до введения в действие 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 01.01.2017 должны соответствовать требованиям Правил функционирования СДС «СО ЕЭС» и раздела 9 Стандарта.

10.2. С даты введения в действие Стандарта допуск к проведению в СДС «СО ЕЭС» добровольной сертификации ПГУ на соответствие требованиям СТО 59012820.27.100.004-2012 на новый срок или в отношении юридических лиц, ранее не имевших допуска на проведение добровольной сертификации в указанной области, не осуществляется.

Приложение 1

**Минимальный перечень документов и информации по ПГУ (ГТУ),
подлежащих представлению заявителем на рассмотрение органу по
добровольной сертификации**

П1. Описание и основные технические характеристики основного оборудования ПГУ (ГТУ), проектная документация, инструкции по эксплуатации и др.

П2. Зависимости электрической нагрузки ПГУ (ГТУ) от параметров окружающей среды (поправочные кривые или расчетные зависимости).

П3. Границы регулировочного диапазона ПГУ (ГТУ) (значения максимальной, минимальной и установленной мощностей ПГУ (ГТУ)) для номинальных параметров³.

П4. Перечень оборудования и технологической автоматики, изменение эксплуатационного состояния которых требуется производить в ручном режиме для поддержания полного регулировочного диапазона ПГУ (ГТУ).

П5. Существующие ограничения в работе основного и вспомогательного оборудования ПГУ (ГТУ).

П6. Структурную схему и описание системы автоматического управления мощностью ПГУ (ГТУ) с указанием наличия имитатора отклонений частоты.

П7. Описание основных регуляторов газовой турбины (температуры на выходе ГТУ, расхода топлива и др.) и котла-утилизатора ПГУ (системы питания, топлива и др.).

П8. Описание системы регулирования паровой турбины ПГУ.

П9. Информация (с обосновывающими материалами) о возможности:

- реализации ЗВМ в САУМ ПГУ (ГТУ) для приема и обработки заданий вторичной мощности от УВК ЦКС/ЦС АРЧМ;

- задания в САУМ ПГУ (ГТУ) ограничений максимальной и минимальной величины задания вторичной мощности и скорости задания вторичной мощности;

- подключения стационарного терминала АРЧМ для организации взаимодействия ЗВМ и УВК ЦКС/ЦС АРЧМ;

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

П10. Описание технических средств автоматического управления (контроллеров), на которых реализованы системы автоматического управления мощностью и мониторинга ПГУ (ГТУ).

П11. Описание системы синхронизации контроллеров с астрономическим временем с указанием источника точного времени системы управления энергоблока.

³ По ГОСТ Р 52200-2004 или с указанием параметров приведения.

П12. Результаты испытаний по проверке готовности к участию в общем первичном регулировании (результаты испытания, пояснительную записку или заключение о готовности).

П13. Документы для оценки и подтверждения требуемой Стандартом точности измерения мощности турбогенераторов и частоты вращения роторов турбин:

- методика измерения частоты вращения роторов турбин;
- паспорта, сертификаты об утверждении типа средств измерений на преобразователи измерительные активной мощности, преобразователи измерительные частоты вращения;
- паспорта и протоколы поверок измерительных трансформаторов тока и напряжения для измерения активной мощности;
- данные о погрешности модулей обработки сигналов измерения мощности и частоты вращения в контроллерах;
- другие документы, позволяющие оценить значение точности по каналам измерения мощности турбогенераторов и частоты вращения роторов турбин.

Приложение 2**Методика проверки соответствия ПГУ (ГТУ) требованиям, предъявляемых к ним для участия в НПРЧ и (или) АВРЧМ****П1. Общие положения**

П1.1. Сертификационные испытания ПГУ (ГТУ) на соответствие требованиям Стандарта для участия в НПРЧ и в АВРЧМ должны включать в себя предварительную проверку выполнения всех общих требований разделов 5, 6 и (или) 7 по представленной заявителем документации, и проведение испытаний по пп. П2–П8 Методики.

П1.2. Сертификационные испытания ПГУ (ГТУ) на соответствие требованиям Стандарта для участия только в НПРЧ должны включать в себя проведение испытаний по пп. П2–П5, П8 Методики.

П1.3. Сертификационные испытания ПГУ (ГТУ) на соответствие требованиям Стандарта для участия только в АВРЧМ должны включать в себя проведение испытаний по пп. П2, П3, П6 Методики.

П1.4. При наличии действующего сертификата соответствия ПГУ (ГТУ) требованиям Стандарта для участия в НПРЧ сертификационные испытания ПГУ (ГТУ) на соответствие требованиям Стандарта для участия в АВРЧМ должны включать проведение проверок согласно разделам П6, П7 Методики.

При наличии действующего сертификата соответствия ПГУ (ГТУ) требованиям Стандарта для участия в АВРЧМ сертификационные испытания ПГУ (ГТУ) на соответствие требованиям Стандарта для участия в НПРЧ должны включать проведение проверок согласно пп. П4, П5, П7 и П8 Методики.

П1.5. Сертификационные испытания ПГУ (ГТУ) на соответствие требованиям Стандарта должны проводиться только при условии, когда фактический регулировочный диапазон ПГУ (ГТУ) при текущих параметрах окружающей среды (температура окружающего воздуха, атмосферное давление, влажность) не менее регулировочного диапазона, указанного в паспортных данных для номинальных параметров окружающей среды.

П1.6. При сертификационных испытаниях ПГУ проверки по пп. П5–П8 должны проводиться при том составе оборудования, при котором предполагается участие ПГУ в НПРЧ и (или) АВРЧМ.

При этом величины требуемых изменений мощности при проверке участия ПГУ в НПРЧ и (или) АВРЧМ должны определяться как доля от номинальной мощности ПГУ при данном составе оборудования.

П1.7. При сертификационных испытаниях ПГУ (ГТУ) проверки по пп. П5–П8 должны проводиться на основном топливе в полном объеме. Необходимость проведения указанных проверок на резервном виде топлива определяется органом по добровольной сертификации и согласовывается с

АО «СО ЕЭС» в рамках согласования им программы сертификационных испытаний.

П1.8. Имитация участия ПГУ (ГТУ) в НПРЧ должна производиться путем имитации отклонений частоты в САУМ ПГУ (ГТУ), в РЧВ и частотные корректоры регуляторов мощности установок в составе ПГУ параллельно с действующими трактами общего первичного регулирования частоты.

Имитация участия ПГУ (ГТУ) в АВРЧМ должна производиться путем имитации поступления в САУМ ПГУ (ГТУ) заданий вторичной мощности от УВК ЦКС/ЦС АРЧМ параллельно с действующим трактом задания плановой мощности.

П1.9. Имитация отклонений частоты и имитация заданий вторичной мощности должны производиться по отдельным каналам.

П1.10. Во время проведения сертификационных испытаний должно сохраняться участие ПГУ (ГТУ) в ОПРЧ.

П1.11. При проведении сертификационных испытаний ПГУ (ГТУ) на соответствие требованиям Стандарта, предъявляемым для участия в НПРЧ, динамика изменения первичной мощности должна быть не хуже: 2,5 % $P_{\text{ном}}$ – за 15 с, 5 % $P_{\text{ном}}$ – за 30 с, 10 % $P_{\text{ном}}$ – за 120 с.

Допустимая область изменения первичной мощности ПГУ (ГТУ) при максимальной требуемой первичной мощности $\Delta P_{\text{П}} = 10\% P_{\text{ном}}$ приведена на рис. П1.

П1.12. Во время сертификационных испытаний не должны выполняться какие-либо работы на ПГУ (ГТУ), которые могут повлиять на результаты испытаний или нарушать их проведение. Не разрешается проводить изменений структуры или параметров САУМ ПГУ (ГТУ). Все штатные системы автоматического регулирования и технологической автоматики ПГУ (ГТУ) должны быть введены в работу.

П1.13. Во время сертификационных испытаний технологические параметры оборудования ПГУ (ГТУ) не должны выходить за допустимые пределы, определенные действующими руководящими документами по эксплуатации.

П1.14. В случае возникновения условий для участия ПГУ (ГТУ) в ОПРЧ и противоаварийном управлении, испытания должны быть прекращены. Возобновление испытаний допускается только с разрешения диспетчера АО «СО ЕЭС».

П1.15. Во время сертификационных испытаний с целью последующего анализа должна осуществляться регистрация основных технологических параметров и положений регулирующих органов и регистрация (фиксация времени) срабатывания сигнализации, возникновения ограничений и других событий. Регистрация должна осуществляться либо с помощью архивных станций программно-технических комплексов или информационных систем, установленных на оборудовании ПГУ (ГТУ), либо фиксироваться по показаниям приборов, размещенных на щитах управления или по месту.

Обобщенный перечень регистрируемых параметров приведен в таблице 8.1 Стандарта.

Дискретность регистрации основных параметров, фиксируемых с помощью архивных станций (информационных систем) программно-технических комплексов, во время испытаний должна быть не более 1 с. Дискретность регистрации параметров, фиксируемых по показаниям приборов, размещенных на щитах управления или по месту, должна быть минимально возможной.

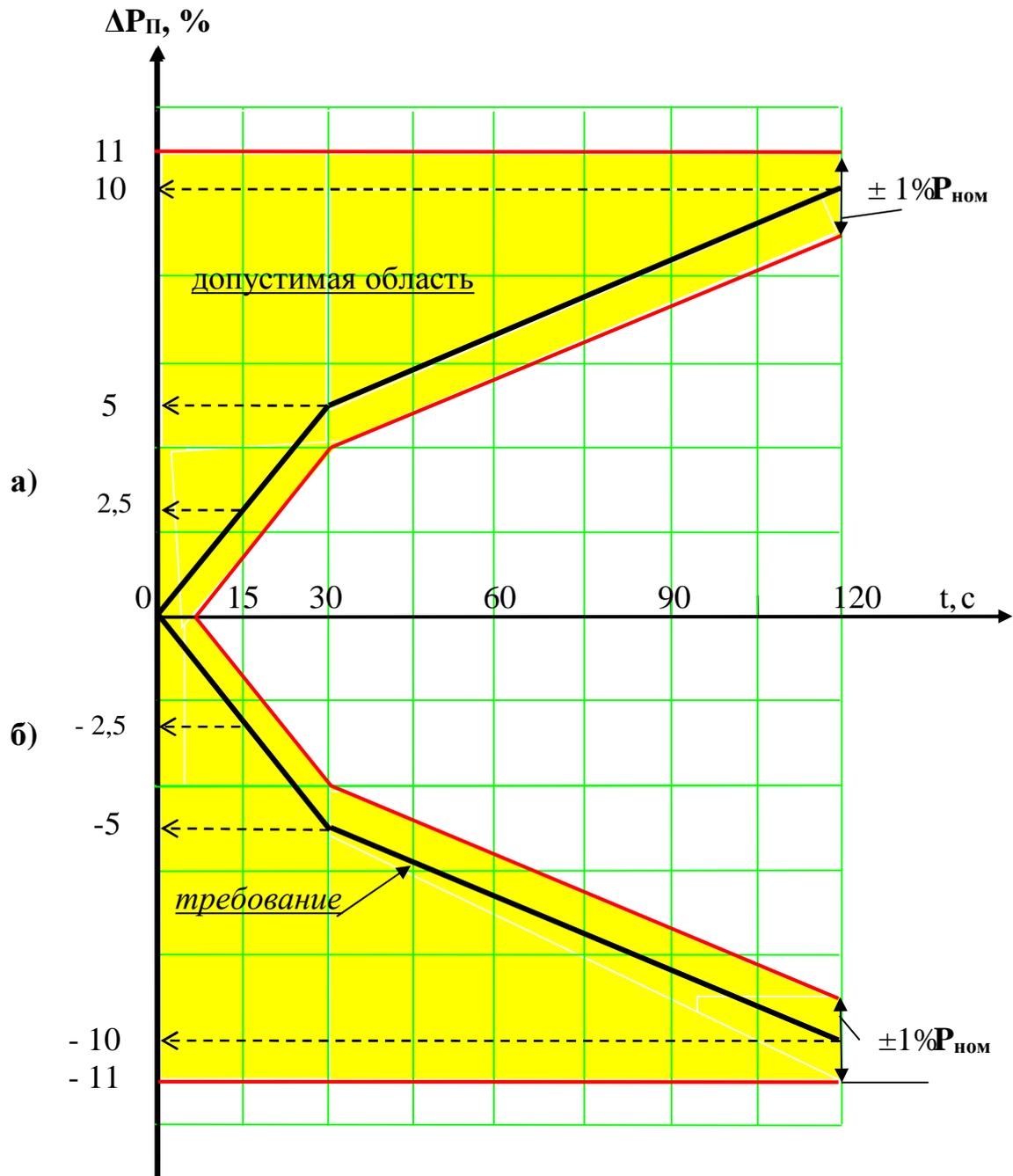


Рис. П.1. Допустимая область изменения первичной мощности ПГУ (ГТУ) при снижении (а) и повышении (б) частоты

П2. Проверка выполнения требований к устройствам системы мониторинга

В процессе испытаний сертифицируемой ПГУ (ГТУ) должны быть проверены устройства системы мониторинга в соответствии с требованиями раздела 8 Стандарта.

Критерии оценки:

- дискретность регистрации измерений и заданий мощности, измерений частоты вращения турбин должна быть не более указанной в п. 8.4 Стандарта, шаг регистрации данных параметров – не более 1 с;
- аппаратные средства устройств системы мониторинга позволяют хранить весь объем регистрируемых параметров ПГУ (ГТУ) не менее 12 месяцев;
- существует возможность копирования на внешний электронный носитель части архива за заданный промежуток времени всех или части регистрируемых параметров ПГУ (ГТУ);
- реализована возможность мониторинга персоналом электростанции участия ПГУ (ГТУ) в НПРЧ и (или) АВРЧМ путем представления параметров в соответствии с требованиями пп. 8.7–8.9 Стандарта.

П3. Проверка корректности измерений частоты

В процессе испытаний должна быть выполнена проверка корректности измерений частоты путем сравнения на интервале не менее одного часа измерений частоты вращения турбин, используемых в РЧВ и ЧК регуляторов мощности ПГУ (ГТУ), и частоты электрического тока сети.

Критерии оценки:

максимальная разность измерений частоты вращения турбин не должна превышать 10 мГц.

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

При проверке в САУМ ПГУ (ГТУ) должно быть выполнено изменение величины «мертвой полосы» первичного регулирования в соответствии с требованиями п. 6.5 Стандарта.

При проверке в САУМ ПГУ (ГТУ) должна быть подтверждена возможность изменения статизма первичного регулирования в соответствии с требованиями п. 6.7 Стандарта.

Критерии оценки:

- в САУМ ПГУ (ГТУ) существует возможность изменения величины «мертвой полосы» первичного регулирования с требуемой дискретностью при сохранении штатного режима функционирования ПГУ (ГТУ);
- в САУМ ПГУ (ГТУ) существует возможность изменения величины статизма первичного регулирования с требуемой дискретностью.

П5. Имитация участия ПГУ (ГТУ) в НПРЧ

Для имитации участия ПГУ (ГТУ) в НПРЧ производится имитация отклонений частоты для проверки:

- нечувствительности первичных регуляторов;
- следящего режима первичного регулирования;
- динамики первичного регулирования.

П5.1. Проверка нечувствительности первичных регуляторов

Проверка нечувствительности первичных регуляторов проводится при плановой нагрузке ПГУ (ГТУ), соответствующей середине регулировочного диапазона ПГУ (ГТУ) и установленном статизме первичного регулирования ПГУ (ГТУ) $S = 5\%$. На входах РЧВ и ЧК с периодичностью 3 мин имитируются отклонения частоты на величину $\Delta f = \pm 20$ мГц в соответствии с графиком на рис. П.2.

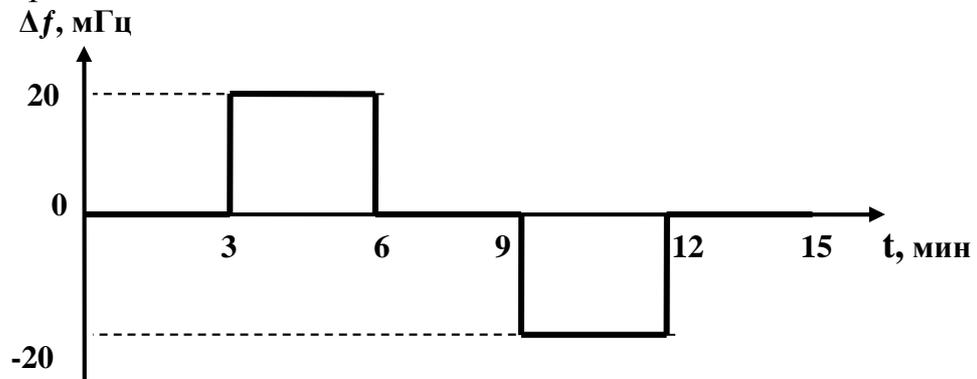


Рис. П.2. Имитация отклонений частоты при проверке нечувствительности первичных регуляторов ПГУ (ГТУ)

По величине изменения мощности ПГУ (ГТУ) при имитации отклонений частоты должны быть определены величины фактической нечувствительности первичных регуляторов ПГУ (ГТУ).

Критерии оценки:

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

П5.2. Проверка следящего режима первичного регулирования частоты

Проверка следящего режима первичного регулирования проводится при статизме первичного регулирования $S = 5\%$ при двух уровнях плановой нагрузки ПГУ (ГТУ) ($P_{\text{пл}}$):

- внизу регулировочного диапазона: $P_{\text{пл}} = P_{\text{мин}} + 6\% P_{\text{ном}}$;
- вверху регулировочного диапазона: $P_{\text{пл}} = P_{\text{макс}} - 6\% P_{\text{ном}}$.

Проверка производится путем последовательной имитации отклонений частоты в сторону снижения и в сторону увеличения, состоящих из трех

ступеней величиной по 50 мГц с последующим полным снятием имитации отклонения частоты в соответствии с графиками на рис. П.3 и П.4.

Переходные процессы требуемого изменения первичной мощности ПГУ (ГТУ) показаны на рис. П.3 и П.4.

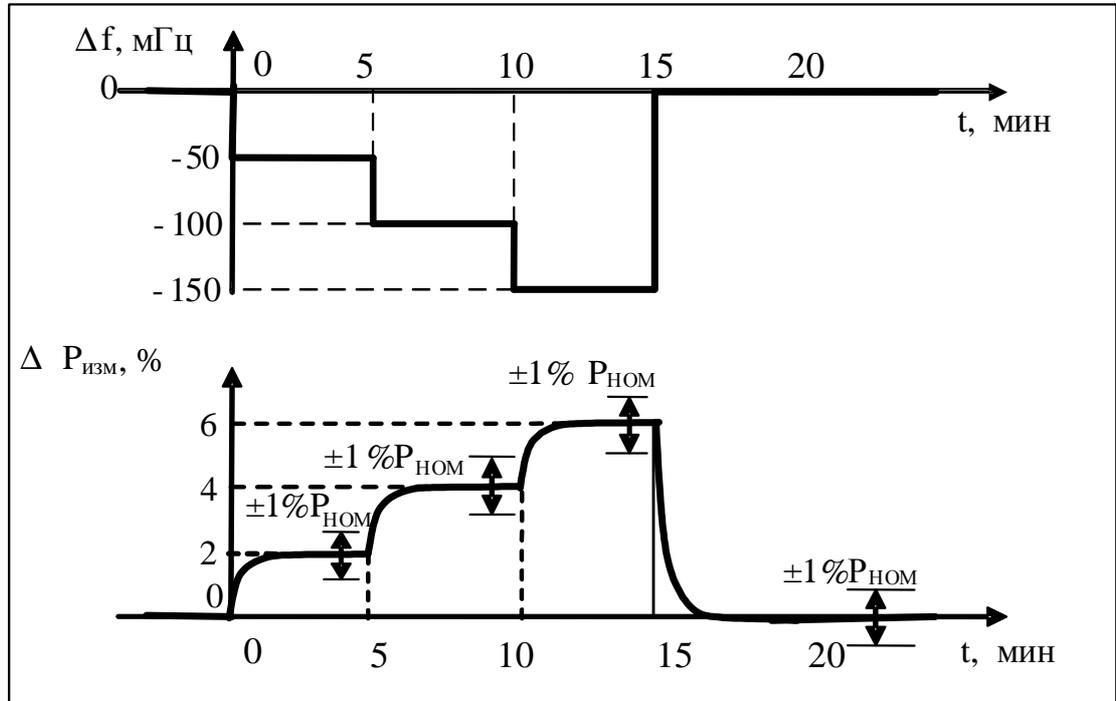


Рис. П.3. Имитация снижения частоты и требуемые изменения первичной мощности ПГУ (ГТУ) в следящем режиме

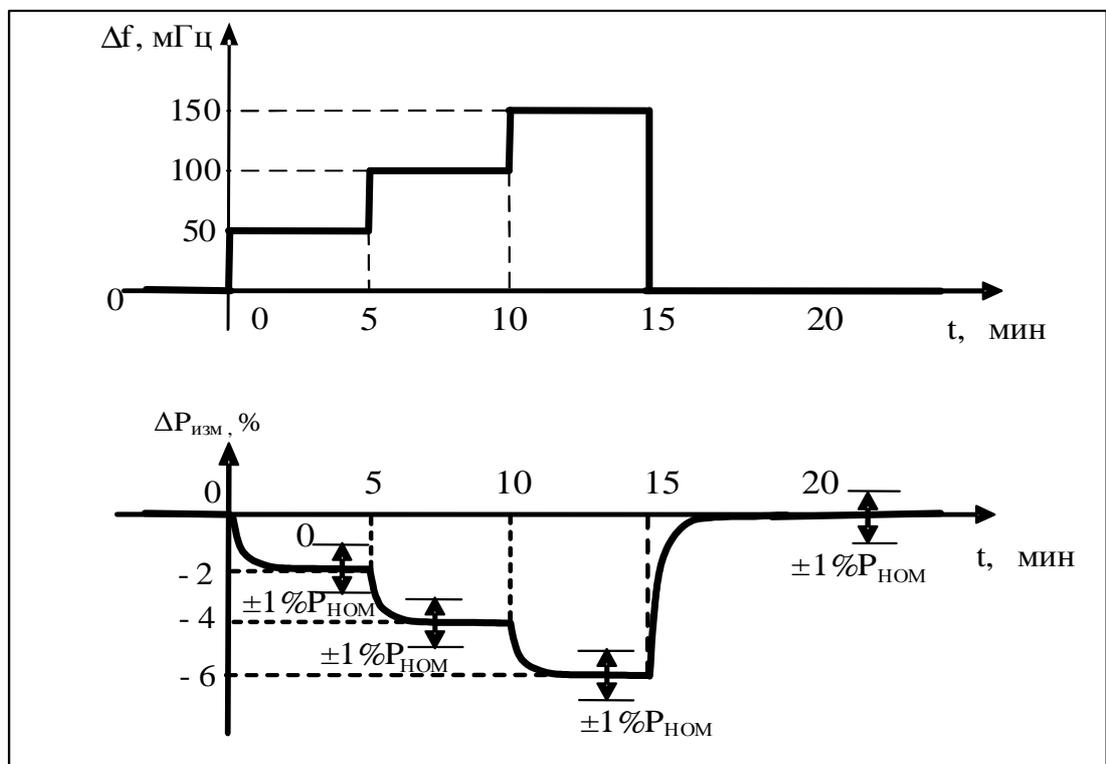


Рис. П.4. Имитация повышения частоты и требуемые изменения первичной мощности ПГУ (ГТУ) в следящем режиме

Критерии оценки:

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

П5.3. Проверка динамики первичного регулирования

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

П5.3.1. Проверка динамики первичного регулирования при $\Delta P_{\text{П}} = \pm 5 \% P_{\text{НОМ}}$

Проверка производится при статизме первичного регулирования $S=5 \%$ на двух уровнях плановой нагрузки ПГУ (ГТУ):

- 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 $\Delta f = \pm 125$ мГц.

На каждом уровне плановой нагрузки выполняется четыре последовательных опыта снижения и увеличения частоты с интервалами 10 мин в соответствии с графиком на рис. П.5.

Переходные процессы требуемого изменения первичной мощности ПГУ (ГТУ) показаны на рис. П.5.

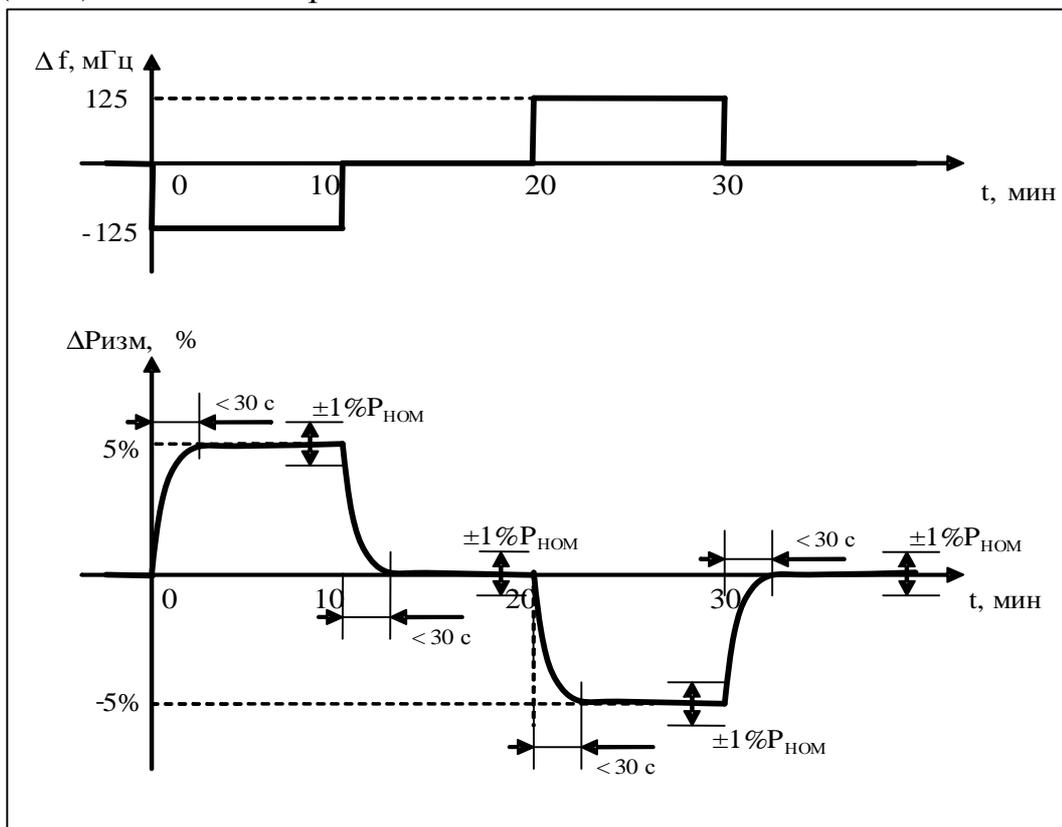


Рис. П.5. Имитация отклонений частоты и требуемые изменения первичной мощности ПГУ (ГТУ) при $\Delta P_{\text{П}} = \pm 5 \% P_{\text{НОМ}}$

Критерии оценки:

- при имитации отклонений частоты должны фиксироваться противоположные по знаку изменения фактической мощности ПГУ (ГТУ) с требуемой динамикой и точностью поддержания каждого нового задания первичной мощности $\pm 1\% P_{\text{НОМ}}$;
- при имитации отклонений частоты на $\Delta f = 125$ мГц должно происходить апериодическое изменение мощности ПГУ (ГТУ) на $2,5\% P_{\text{НОМ}}$ за время $t \leq 15$ с и за время $t \leq 30$ с – на $5\% P_{\text{НОМ}}$.

П5.3.2. Проверка динамики первичного регулирования при $\Delta P_{\text{П}} = \pm 10\% P_{\text{НОМ}}$

Проверка производится при статизме первичного регулирования $S = 5\%$ на двух уровнях плановой нагрузки ПГУ (ГТУ):

- 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 $\Delta f = \pm 250$ мГц.

На каждом уровне плановой нагрузки выполняется четыре последовательных опыта по снижению и увеличению частоты с интервалами 10 мин в соответствии с графиками на рис. П.6.

Переходные процессы требуемого изменения первичной мощности ПГУ (ГТУ) показаны на рис. П.6.

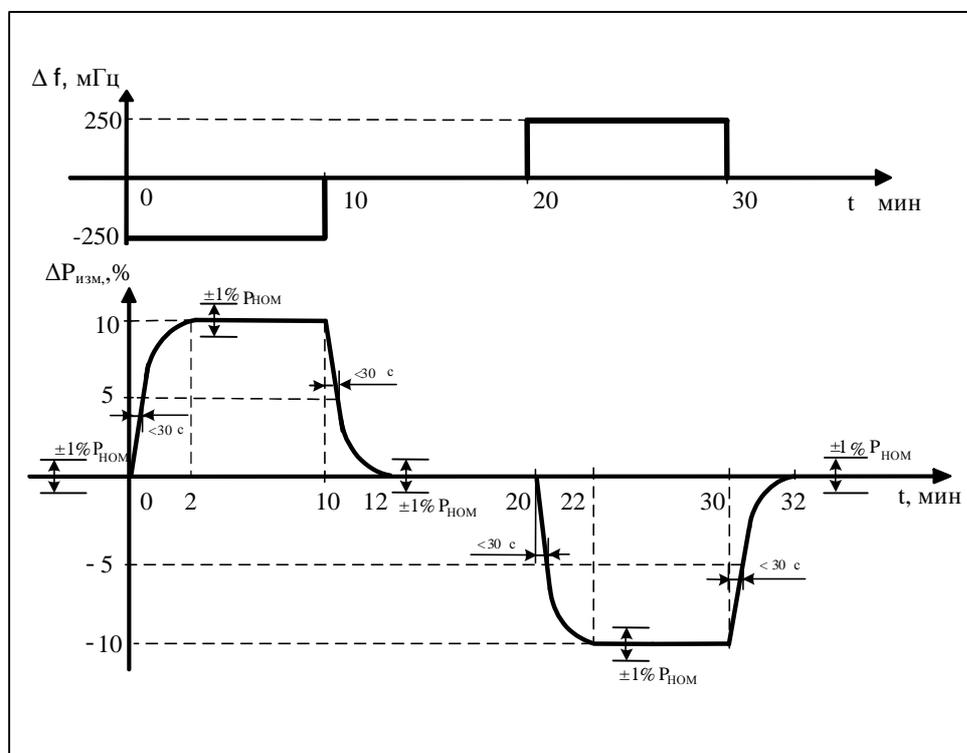


Рис. П.6 Имитация отклонений частоты и требуемые изменения первичной мощности ПГУ (ГТУ) при $\Delta P_{\text{П}} = \pm 10\% P_{\text{НОМ}}$

Критерии оценки:

- при имитации отклонений частоты должны фиксироваться

противоположные по знаку изменения фактической мощности ПГУ (ГТУ) с требуемой динамикой и точностью поддержания каждого нового задания первичной мощности $\pm 1 \% P_{ном}$;

– при имитации отклонений частоты на $\Delta f = 250$ мГц должно происходить апериодическое изменение мощности ПГУ (ГТУ) на $2,5 \% P_{ном}$ за время $t \leq 15$ с, за время $t \leq 30$ с – на $5 \% P_{ном}$. и на $10 \% P_{ном}$ за время $t \leq 2$ мин (ранее 120 с).

П6. Имитация участия ПГУ (ГТУ) в АВРЧМ

Перед началом имитации участия ПГУ (ГТУ) в АВРЧМ в САУМ задаются ограничения максимальной и минимальной величины задания вторичной мощности величиной $\pm 5 \% P_{ном}$ соответственно и ограничение скорости задания вторичной мощности величиной $3 \% P_{ном}/мин$.

Имитация участия ПГУ (ГТУ) в АВРЧМ производится на двух уровнях плановой нагрузки ПГУ (ГТУ):

- 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 $1 \% P_{ном}/мин$ и со скоростью $3 \% P_{ном}/мин$ как показано на рис. П.7.

Переходные процессы требуемого изменения вторичной мощности ПГУ (ГТУ) показаны на рис. П.7.

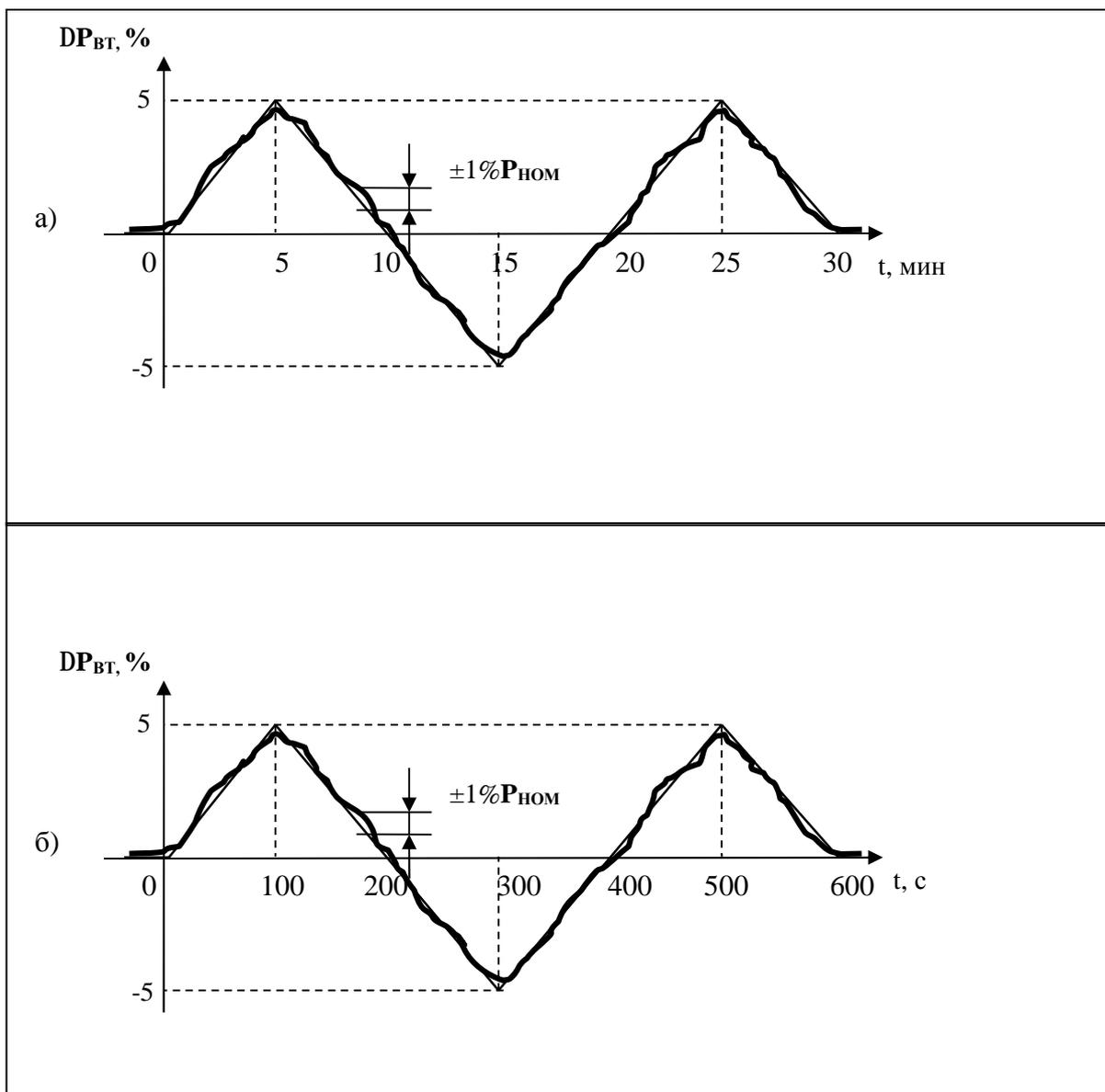


Рис.П.7. Имитация изменений задания и требуемые изменения вторичной мощности ПГУ (ГТУ) при скорости задания изменения мощности 1 % $P_{НОМ}/мин$ (а) и 3 % $P_{НОМ}/мин$ (б)

Для проверки правильности действия САУМ ПГУ (ГТУ) при установленных ограничениях скорости и величин задания вторичной мощности производится имитация участия ПГУ (ГТУ) в АВРЧМ на уровне плановой нагрузки, соответствующей середине регулировочного диапазона, путем имитации периодических изменений задания вторичной мощности на величину $\Delta P_{BT} = \pm 8\% P_{НОМ}$ со скоростью $4\% P_{НОМ}/мин$ как показано на рис. П.8(а). При этом фактические изменения мощности ПГУ (ГТУ) по заданию САУМ должны быть со скоростью не более $3\% P_{НОМ}/мин$ величиной не более $\Delta P_{BT} = \pm 5\% P_{НОМ}$ как показано на рис. П.8(б).

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

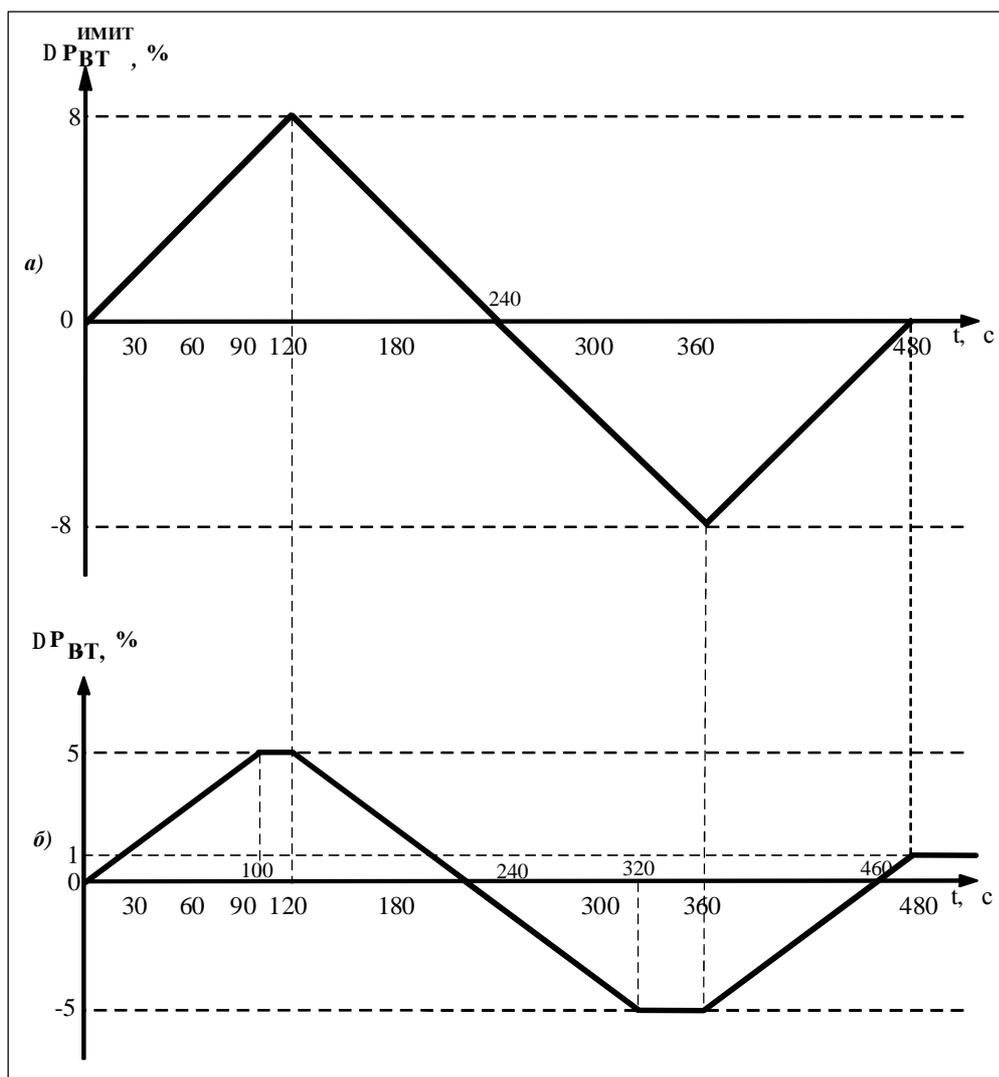


Рис.П.8. Имитация изменений задания $\Delta P_{ВТ}=\pm 8 \% P_{ном}$ со скоростью $4 \% P_{ном}/мин$ (а) и требуемые изменения мощности ПГУ (ГТУ) при установленных в САУМ ограничениях скорости и величин задания вторичной мощности соответственно $3 \% P_{ном}/мин$ и $\Delta P_{ВТ}=\pm 5 \% P_{ном}$ (б)

Критерии оценки:

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

П7. Имитация одновременного участия ПГУ (ГТУ) в НПРЧ и АВРЧМ

Для имитации одновременного участия ПГУ (ГТУ) в НПРЧ и АВРЧМ производится имитация отклонений частоты с имитацией задания вторичной мощности при неизменном плановом задании и при изменении планового задания.

П7.1. Проверка одновременного участия ПГУ (ГТУ) в НПРЧ и АВРЧМ при неизменном плановом задании

Проверка производится при статизме первичного регулирования $S=5\%$ на двух уровнях плановой нагрузки ПГУ (ГТУ):

- 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 $\Delta f = \pm 125$ мГц в соответствии с графиками на рис. П.9.

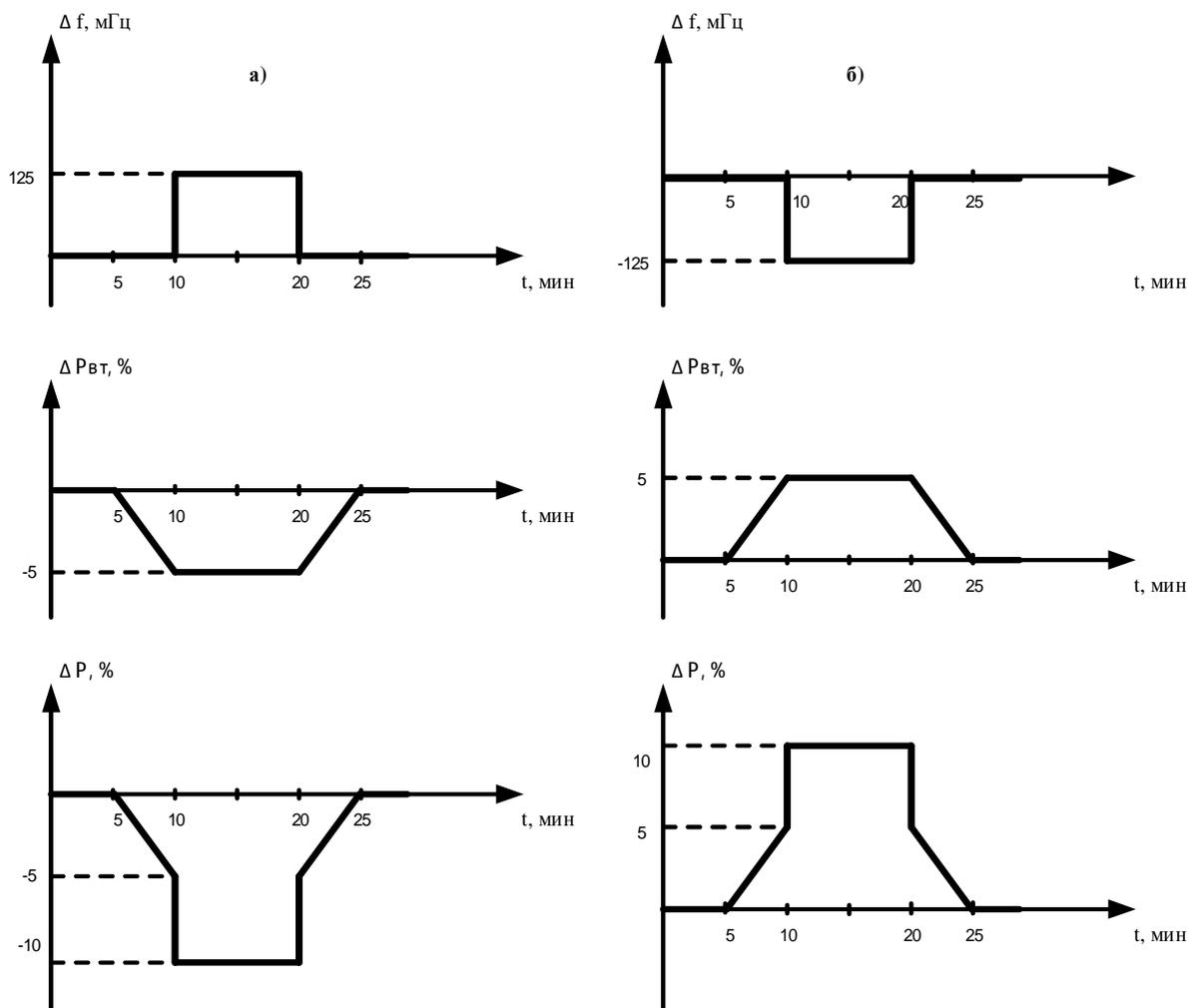


Рис. П.9. Имитация изменений задания вторичной мощности и отклонений частоты внизу (а) и вверху (б) регулировочного диапазона ПГУ (ГТУ)

Критерии оценки:

- изменения фактической мощности ПГУ (ГТУ) 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 ПГУ (ГТУ) с требуемой динамикой и точностью поддержания каждого нового задания первичной мощности $\pm 1\% P_{ном}$;
- при имитации отклонений частоты на $\Delta f = 125$ мГц должно

происходить аperiodическое изменение мощности ПГУ (ГТУ) на 2,5 % $P_{\text{ном}}$ за время $t \leq 15$ с и за время $t \leq 30$ с – на 5% $P_{\text{ном}}$.

П7.2. Проверка одновременного участия ПГУ (ГТУ) в НПРЧ и АВРЧМ при изменении планового задания

Перед началом проверки в САУМ ПГУ (ГТУ) должно быть снято ограничение по максимальной величине задания вторичной мощности, установленное при проведении проверки по п. П6. Проверка производится при статизме первичного регулирования $S=5\%$ при исходной плановой нагрузке ПГУ (ГТУ) ниже средней части регулировочного диапазона на 10 % $P_{\text{ном}}$ путем последовательного изменения плановой мощности ПГУ (ГТУ) со скоростью 0,5 % $P_{\text{ном}}$ /мин, имитации изменений задания вторичной мощности на величину $\Delta P_{\text{ВТ}}=10\%$ $P_{\text{ном}}$ и имитацией отклонений частоты $\Delta f=125$ мГц в соответствии с графиками на рис. П.10.

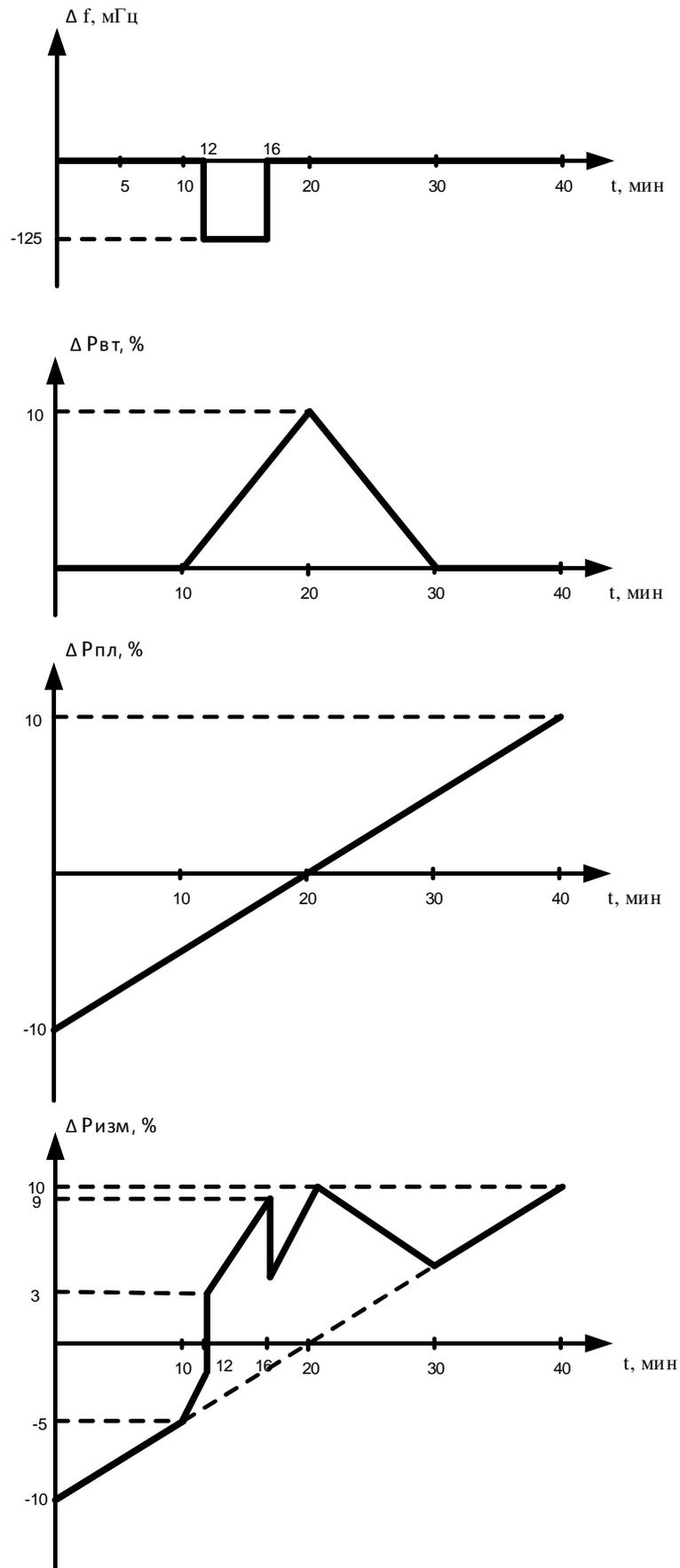


Рис.П.10. Имитация изменений заданий вторичной мощности и отклонений частоты при изменении планового задания ПГУ (ГТУ)

На рис. П.10 также представлен график изменения суммарного задания по мощности $\Delta P_{\text{ПГУ (ГТУ)}}$, которое должно быть сформировано в САУМ ПГУ (ГТУ).

Критерии оценки:

– изменения фактической мощности ПГУ (ГТУ) должны соответствовать изменениям суммарного задания мощности с требуемой динамикой и точностью поддержания каждого нового задания первичной и вторичной мощности суммарно $\pm 1\% P_{\text{ном}}$.

П8. Проверка работы ПГУ (ГТУ) в режиме НПРЧ

П8.1. После завершения испытаний с имитацией отклонений частоты должна быть проведена проверка работы ПГУ (ГТУ) в режиме НПРЧ.

Опробование участия ПГУ (ГТУ) в НПРЧ производится с минимальной «мертвой полосой» первичного регулирования (не более $50,00 \pm 0,02$ Гц) при установленном статизме первичного регулирования $S = 5\%$.

Задание величины расширения «мертвой полосы» первичного регулирования при работе ПГУ (ГТУ) в НПРЧ должно выполняться с учетом реальной зоны нечувствительности первичного регулирования ПГУ (ГТУ), определенной по п. П8.4.

П8.2. Проверка участия ПГУ (ГТУ) в НПРЧ при полном составе оборудования проводится при выполнении ПГУ (ГТУ) 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 ПГУ (ГТУ), так и при переходе от одного уровня планового задания на другой.

Время работы при неизменном плановом задании мощности ПГУ (ГТУ) должно быть не менее 6 ч. Переход от одного уровня планового задания на другой должен производиться со скоростью, предусмотренной инструкциями по эксплуатации оборудования.

П8.3. На одном из постоянных уровней планового задания мощности должно быть произведено оперативное отключение и включение функции 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 мин. Время отключения и включения режима НПРЧ должно фиксироваться.

П8.4. На одном из постоянных уровней планового задания мощности должна быть произведена оценка реальной зоны нечувствительности первичного регулирования ПГУ (ГТУ) для ее учета при последующем задании расширения «мертвой полосы» в САУМ ПГУ (ГТУ). Для этого должно быть установлено нулевое или минимально возможное расширение «мертвой полосы» первичного регулирования на 30–40 мин. Время работы с нулевым расширением «мертвой полосы» должно фиксироваться.

П8.5. Общая продолжительность участия в НПРЧ ГТУ и ПГУ при полном составе оборудования должна составлять не менее 24 ч.

П8.6. Проверка участия ПГУ в НПРЧ при неполном составе оборудования должна производиться в верхней и нижней частях регулировочного диапазона, соответствующего данному составу оборудования. При этом время работы при неизменном уровне планового задания должно составлять не менее 3 ч. Переход от одного уровня планового задания на другой должен производиться со скоростью, предусмотренной инструкциями по эксплуатации оборудования.

При этом резерв первичного регулирования должен составлять $\pm 5\%$ $P_{\text{ном}}$ для данного состава оборудования как при неизменном задании плановой нагрузки ПГУ, так и при переходе от одного уровня нагрузки на другой. Общая продолжительность проверки при неполном составе оборудования ПГУ должна составлять не менее 8 ч.

П8.5. Общая продолжительность опробования участия ПГУ (ГТУ) в НПРЧ на резервном топливе определяется собственником ПГУ (ГТУ) при согласовании с органом по добровольной сертификации.

П8.6. Предварительная оценка результатов опробования участия ПГУ (ГТУ) в 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 отклонении частоты за пределы $50,00 \pm 0,02$ Гц должно происходить заметное изменение мощности ПГУ (ГТУ);
- знак величины изменения мощности ПГУ (ГТУ) должен быть противоположен знаку величины изменения частоты;
- при отклонениях частоты на величину более $50,00 \pm 0,03$ Гц продолжительностью более 1 мин должно четко фиксироваться соответствующее изменение первичной мощности ПГУ (ГТУ) 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 мин должен фиксироваться четкий возврат мощности ПГУ (ГТУ) к исходной нагрузке, определяемой плановым заданием;
- в случае скачкообразного изменения частоты на величину ± 30 мГц и более должно четко фиксироваться соответствующее изменение мощности ПГУ (ГТУ) с требуемой динамикой первичного регулирования и последующее пропорциональное отклонению частоты изменение мощности до возврата частоты в пределы $50,00 \pm 0,02$ Гц;
- в периоды изменения планового задания мощности ПГУ (ГТУ) должна отчетливо накладываться выдача первичной мощности при отклонении частоты за пределы $50,00 \pm 0,03$ Гц;
- в период отключения режима НПРЧ и при отклонениях частоты до $50,000 \pm 0,075$ Гц не должно происходить заметного изменения первичной

мощности ПГУ (ГТУ).

Окончательная оценка результатов работы ПГУ (ГТУ) 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 ПГУ (ГТУ) в НПРЧ. Критерии контроля должны применяться с граничными значениями, указанными в карте граничных мер и параметров алгоритмов.

Ключевые слова: парогазовая установка утилизационного типа, газотурбинная установка, паротурбинная установка, система автоматического управления мощностью, общее первичное регулирование частоты, нормированное первичное регулирование частоты, автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности, зона нечувствительности.

Акционерное общество «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