
**Открытое акционерное общество «Системный оператор –
Центральное диспетчерское управление
Единой энергетической системы»**



**СТАНДАРТ
СО-ЦДУ ЕЭС**

**СТО
СО-ЦДУ ЕЭС
001-2005**

**Нормы участия энергоблоков ТЭС в
нормированном первичном и автоматическом вторичном
регулировании частоты**

**г. Москва
2005 г.**

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. №184-ФЗ «О техническом регулировании» и ГОСТ Р 1.0-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Основные положения».

Порядок разработки и применения стандартов организации установлены ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Сведения о стандарте

1. Разработан ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», ООО «Эмерсон», ФГУП «ВНИИСтандарт».
2. Внесен ФГУП «ВНИИСтандарт».
3. Утвержден приказом Председателя Правления ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» от 06.06.2005 № 91.
4. Введен в действие с 01.07.2005.
5. В настоящем стандарте реализованы нормы Федерального закона от 27.12.2002 №184-ФЗ «О техническом регулировании».
При разработке настоящего стандарта были также использованы материалы, изложенные в приказах ОАО РАО «ЕЭС России» от 18.09.2002 №524 «О повышении качества первичного и вторичного регулирования частоты электрического тока в ЕЭС России» и от 11.03.2005 №139 «О порядке подтверждения готовности энергоблоков ТЭС к участию в регулировании частоты».
6. Разрабатывается впервые.

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»

Содержание:

1	Область применения	5
2	Нормативные ссылки	5
3	Термины и определения	6
4	Требования к энергоблокам тепловых электростанций, выделяемым для участия в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты	8
4.1	Общие требования	8
4.1.1	Требования к точности измерения активной мощности.....	8
4.1.2	Требования к качеству регулирования активной мощности.....	8
4.2	Требования к первичному регулированию частоты электрического тока.....	10
4.2.1	Порядок осуществления первичного регулирования	10
4.2.2	Цикл работы системы первичного регулирования	11
4.2.3	Измерения частоты электрического тока.....	11
4.2.4	Нечувствительность первичных регуляторов.....	11
4.2.5	Мертвая полоса первичного регулирования.....	12
4.2.6	Диапазон первичного регулирования.....	12
4.2.7	Статизм	12
4.2.8	Примеры статической характеристики	13
4.2.9	Мощность, вырабатываемая энергоблоком в процессе первичного регулирования.....	14
4.2.10	Требования к динамике изменения мощности энергоблока	15
4.2.11	Требования к поддержанию первичной мощности энергоблока.....	16
4.2.12	Порядок исключения энергоблока из нормированного первичного регулирования.....	17
4.3	Требования к вторичному регулированию.....	17
4.3.1	Порядок осуществления вторичного регулирования.....	17
4.3.2	Диапазон вторичного регулирования	17
4.3.3	Скорость изменения мощности энергоблока.....	18
4.3.4	Требования к динамике изменения мощности энергоблока	18
4.4	Требования к третичному регулированию	18
4.5	Совместная работа первичного, вторичного и третичного регулирования	19
4.5.1	Требования к порядку выполнения совместных заданий по регулированию ..	19
4.5.2	Диапазон автоматического регулирования.....	19
4.5.3	Требования к взаимному расположению диапазонов регулирования	19
4.5.4	Динамика совместного регулирования	21
5	Требования к структуре регуляторов турбины и котла	22
6	Требования к системе мониторинга	22
6.1	Требования к порядку осуществления мониторинга первичного регулирования на электростанции.....	23
6.2	Требования к порядку осуществления мониторинга вторичного регулирования на электростанции.....	23
7	Требования к процессу подтверждения готовности энергоблока к участию в первичном и вторичном регулировании частоты	23
7.1	Требования к порядку проведения сертификационных испытаний	23
7.2	Стороны, участвующие в испытаниях	24
7.3	Порядок и правила проведения испытаний.....	24
7.4	Порядок выдачи сертификата соответствия.....	25
7.5	Затраты на сертификационные испытания.....	26
7.6	Мониторинг участия энергоблока в регулировании	26

8	Методика проверки требований, предъявляемых к энергоблокам тепловых электростанций, выделяемых для участия в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты и мощности.....	27
8.1	Общие положения	27
8.1.1	Типовой порядок испытаний.....	29
8.1.2	Проверка точности измерения мощности энергоблока и частоты электрического тока	30
8.1.3	Проверка систем архивной регистрации и мониторинга	30
8.2	Проверка первичного регулирования	31
8.2.1	Проверка нечувствительности первичных регуляторов.....	31
8.2.2	Проверка правильности работы системы первичного регулирования частоты при разных значениях величины статизма	31
8.2.3	Проверка динамики отработки задания мощности при воздействии системы первичного регулирования частоты	34
8.3	Проверка вторичного регулирования.....	37
8.3.1	Проверка динамики отработки задания мощности при воздействии центрального регулятора.....	37
8.4	Проверка правильности совместного действия первичного, вторичного и третичного регулирования	38
8.5	Демонстрация оперативного изменения значений мертвой полосы и статизма	42
8.6	Проверка возможности оперативного включения и отключения вторичного регулирования	42
8.7	Проверка возможности оперативного включения и отключения нормированного первичного регулирования.....	43
8.8	Опробование реального участия энергоблока в нормированном первичном регулировании частоты	43

СТАНДАРТ СО-ЦДУ ЕЭС

**Нормы участия энергоблоков ТЭС в нормированном
первичном и автоматическом вторичном
регулировании частоты**

Дата введения - 2005.07.01

1 Область применения

Настоящий стандарт распространяется на энергоблоки тепловых электростанций, предназначенные для участия в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты электрического тока и перетоков мощности.

Он устанавливает системные технические требования к энергоблокам тепловых электростанций и методику испытаний для проверки этих требований.

Стандарт предназначен для организаций, осуществляющих деятельность по разработке, внедрению, эксплуатации и проверке систем автоматического управления мощностью энергоблоков тепловых электростанций.

Требования стандарта направлены на обеспечение необходимого объема модернизации систем автоматического управления мощностью энергоблоков тепловых электростанций для обеспечения возможности их участия в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков мощности.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 1.0-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения»;

ГОСТ Р 1.4 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения»;

ГОСТ Р 1.5 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты национальные Российской Федерации. Правила построения, изложения и обозначения».

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применяются следующие термины с соответствующими определениями:

- **первичные регуляторы** – автоматические регуляторы частоты вращения турбины и производительности котла, изменяющие мощность энергоблока при изменении частоты;

- **система первичного регулирования энергоблока** – совокупность устройств автоматического управления мощностью турбины и производительности котла, обеспечивающих требуемое изменение мощности энергоблока при изменении частоты электрического тока. Включает в себя первичные регуляторы и систему локального измерения частоты;

- **первичное регулирование** – процесс изменения активной мощности энергоблоков под воздействием систем первичного регулирования энергоблоков, вызванного изменением частоты;

- **первичная мощность** – значение изменения активной мощности энергоблока в процессе первичного регулирования;

- **резерв первичного регулирования** (первичный резерв) – максимальное значение первичной мощности, которое может выдать энергоблок при понижении (резерв на загрузку) либо повышении (резерв на разгрузку) частоты. Резерв первичного регулирования расходуется при отклонении частоты и вновь восстанавливается при ее возврате к номинальному значению;

- **общее первичное регулирование** – первичное регулирование, осуществляемое **всеми энергоблоками** в пределах имеющихся в данный момент времени резервов первичного регулирования с характеристиками систем первичного регулирования энергоблоков, заданными действующими нормативами, и имеющее целью сохранение энергоснабжения потребителей и функционирования электростанций при аварийных отклонениях частоты;

- **нормированное первичное регулирование** – первичное регулирование, осуществляемое **выделенными энергоблоками** нормированного первичного регулирования, на которых запланированы и постоянно поддерживаются резервы первичного регулирования и обеспечено их эффективное использование в соответствии с заданными характеристиками (параметрами) первичного регулирования;

- **диапазон первичного регулирования** – арифметическая сумма текущих величин резервов первичного регулирования энергоблока на загрузку и разгрузку;

- **вторичное регулирование** – процесс изменения активной мощности энергоблоков под воздействием централизованной системы автоматического регулирования частоты и мощности (центрального регулятора) для компенсации возникающих в энергосистеме небалансов мощности, ликвидации перегрузки транзитных связей, восстановления номинальной частоты и потраченных при действии первичного регулирования резервов первичного регулирования;

- **резерв вторичного регулирования** (вторичный резерв) – значение максимально возможного изменения мощности энергоблока по команде от центрального регулятора на загрузку или разгрузку (соответственно резерв на загрузку и резерв на разгрузку);
- **диапазон вторичного регулирования** – арифметическая сумма текущих величин резервов вторичного регулирования энергоблока на загрузку и разгрузку;
- **третичное регулирование** – оперативное или автоматическое изменение плановой (базовой) мощности энергоблоков третичного регулирования в целях восстановления вторичных резервов по мере их исчерпания, а также для осуществления оперативной коррекции режима в иных целях;
- **резерв третичного регулирования** (третичный резерв) – значение максимально возможного изменения мощности энергоблока при третичном регулировании по оперативным командам или командам центрального регулятора на загрузку или разгрузку (соответственно резерв на загрузку и резерв на разгрузку) в пределах регулировочного диапазона;
- **диапазон третичного регулирования** – арифметическая сумма текущих величин резервов третичного регулирования энергоблока на загрузку и разгрузку;
- **плановая (базовая) нагрузка энергоблока** – величина активной мощности, которую должен выдавать энергоблок в соответствии с диспетчерским графиком или командой диспетчера энергосистемы. Плановая (базовая) мощность энергоблока является исходной для первичного и вторичного регулирования;
- **регулируемый диапазон энергоблока** – интервал допустимых нагрузок энергоблока в соответствии с действующими техническими условиями эксплуатации;
- **диапазон автоматического регулирования энергоблока** – интервал нагрузок, в пределах которого энергоблок может изменять свою мощность при отработке заданий первичного, вторичного и третичного регулирования в полностью автоматическом режиме, при условии поддержания технологических параметров работы энергоблока в заданных пределах, без выхода на аварийные ограничения.

4 Требования к энергоблокам тепловых электростанций, выделяемым для участия в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты

4.1 Общие требования

Энергоблок должен участвовать в первичном и вторичном регулировании автоматически.

В стандарте здесь и далее:

- под словом «мощность» понимается активная мощность;
- под первичным регулированием понимается нормированное первичное регулирование, под вторичным регулированием – автоматическое вторичное регулирование, если специально не оговорено другое;
- под динамической погрешностью понимается разница между величиной суммарного задания мощности и текущим значением мощности энергоблока в каждый момент времени.

4.1.1 Требования к точности измерения активной мощности

Измерение активной мощности энергоблока должно осуществляться с точностью не хуже 1%.

4.1.2 Требования к качеству регулирования активной мощности

В статическом состоянии текущая активная мощность энергоблока должна поддерживаться с точностью не хуже 1% от номинальной.

Переходный процесс изменения активной мощности энергоблока должен носить апериодический характер без перерегулирования. Допускается отклонение от апериодического процесса изменения активной мощности без перерегулирования не более чем на 1% от номинальной мощности энергоблока.

4.1.3 Применение требований

Все требования для систем регулирования и управления энергоблоками тепловых станций, предназначенных для участия в первичном и вторичном регулировании, должны выполняться каждым энергоблоком не зависимо от наличия или отсутствия системы группового регулирования активной мощности (ГРАМ).

4.1.4 Параметры первичного и вторичного регулирования

Исходной для первичного и вторичного регулирования является плановая (базовая) мощность энергоблока.

Параметры первичного регулирования:

- диапазон первичного регулирования (резерв первичного регулирования на загрузку и разгрузку);
- зона нечувствительности первичных регуляторов;
- мертвая полоса первичного регулирования;
- статизм;
- динамика изменения мощности энергоблока.

Параметры вторичного регулирования:

- диапазон вторичного регулирования (резерв вторичного регулирования на загрузку и разгрузку);
- максимальная скорость изменения мощности;
- состояние включено/выключено.

Параметры первичного и вторичного регулирования должны меняться только уполномоченным персоналом электростанции по заданию ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС».

4.1.5 Требования к архивной регистрации

Для текущей и аварийной проверки состояния и качества выполнения требований к системе регулирования должна проводиться непрерывная архивная регистрация как минимум следующих параметров энергоблока с дискретизацией по времени не более 1 секунды:

- заданий мощности по первичному, вторичному и третичному регулированию и суммарного задания мощности;
- мощности генератора энергоблока;
- частоты электрического тока в сети (скорости вращения турбины);
- текущих значений параметров первичного и вторичного регулирования;
- состояния генераторного (или/и линейного) выключателя;
- расхода топлива, давления и температуры пара перед ЦВД и ЦСД;
- дискретных сигналов наличия (отсутствия) ограничений на изменение мощности энергоблока при первичном и вторичном регулировании.

Время регистрации должно быть привязано к астрономическому времени с точностью не хуже 1 секунды.

Дополнительно должны фиксироваться и архивироваться средние за каждый час значения частоты и мощности генератора энергоблока.

Запись архивов должна осуществляться с разрешающей способностью не хуже чем 14 бит.

Архивные данные должны сохраняться в системе архивной регистрации в течение не менее 6-ти месяцев.

4.1.6 Требования к автоматизации процесса регулирования

Процесс регулирования энергоблока при выполнении требований по первичному, вторичному и третичному регулированию должен проходить в автоматическом режиме без участия оператора в пределах заданных диапазонов первичного, вторичного и автоматического третичного регулирования.

4.1.7 Требования к котельной автоматике

В процессе регулирования котельная автоматика должна обеспечивать требуемое изменение мощности при заданной динамике и поддерживать параметры котла в заданных пределах без колебательного процесса и тенденции к выходу параметров котла на аварийные ограничения.

4.2 Требования к первичному регулированию частоты электрического тока

4.2.1 Порядок осуществления первичного регулирования

Первичное регулирование должно осуществляться путём изменения мощности энергоблока в зависимости от отклонения частоты по статической характеристике, показанной на рисунке 4.1, где

$\Delta P_{\text{МАКС}}$ – максимальная первичная мощность, ограниченная безопасностью энергоблока;

$\pm \Delta f_0$ – мертвая полоса первичного регулирования (см. п.4.2.5);

Δf_p – расчётное отклонение частоты;

$\Delta f = 0$ при 50,00 Гц;

$\Delta P_{\text{П}} = 0$ при $P_{\text{исх}}$ (см. п.4.2.9).

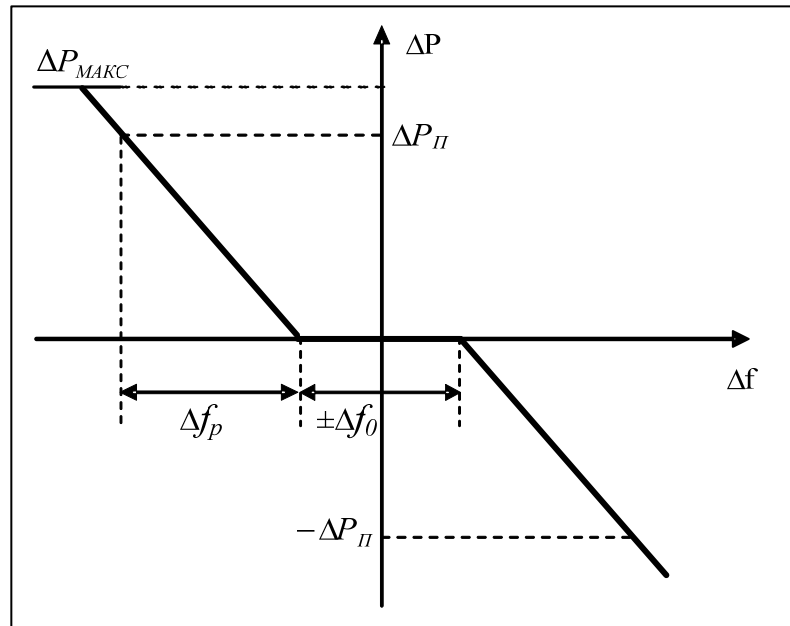


Рис. 4.1. Основная статическая характеристика первичного регулирования

4.2.2 Цикл работы системы первичного регулирования

Цикл работы системы первичного регулирования не должен превышать 1 секунды.

Цикл обновления измерений частоты электрического тока для нужд первичного регулирования должен соответствовать циклу работы системы первичного регулирования и не должен превышать 1 секунды.

4.2.3 Измерения частоты электрического тока

Локальным измерением частоты электрического тока называется измерение частоты на энергоблоке для целей первичного регулирования.

Точность локальных измерений частоты электрического тока системой автоматического регулирования частоты и мощности энергоблока должна быть не хуже чем 10 мГц (желательно 5 мГц).

Необходимо использовать измерения частоты вращения турбины в качестве локального измерения частоты электрического тока.

4.2.4 Нечувствительность первичных регуляторов

Нечувствительность первичных регуляторов – наименьшая величина отклонения измеренной частоты электрического тока от номинального значения, вызывающая перемещение регуляторами органов управления турбины и котла при минимальном значении мертвой полосы первичного регулирования (см. п. 4.2.5).

Зона нечувствительности первичных регуляторов ($\pm f_{нч}$) – это диапазон отклонений измеренной частоты от номинального значения, в пределах которого не обеспечивается перемещение регуляторами органов управления турбины и котла.

Зона нечувствительности первичных регуляторов не должна превышать ± 10 мГц, включая зоны нечувствительности электронной и механической частей.

4.2.5 Мертвая полоса первичного регулирования

Мертвая полоса первичного регулирования ($\pm \Delta f_0$) – это диапазон фактических отклонений частоты электрического тока от номинального значения, в котором энергоблок может не изменять свою мощность.

За пределами мертвой полосы энергоблок должен выдавать первичную мощность в соответствии с заданным статизмом.

Минимальное значение мертвой полосы первичного регулирования ($\pm \Delta f_{0\text{мин}}$), являясь суммой точности локального измерения частоты и зоны нечувствительности первичных регуляторов, не должно превышать ± 20 мГц.

Величина мертвой полосы первичного регулирования должна задаваться в диапазоне $\pm (\Delta f_{0\text{мин}} \div 500)$ мГц, с дискретностью не хуже 10 мГц.

Величина мертвой полосы первичного регулирования задается ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» в оперативном порядке.

4.2.6 Диапазон первичного регулирования

Система автоматического регулирования частоты и мощности энергоблока должна обеспечивать выполнение требований нормированного первичного регулирования в диапазоне первичного регулирования не менее $\Delta P_{\Pi}(\Delta f) = \pm 5\% P_{\text{НОМ}}$ для нормальных режимов работы энергосистемы (нормальный резерв первичного регулирования) и не менее $\Delta P_{\Pi}(\Delta f) = \pm 12,5\% P_{\text{НОМ}}$ для возможных аварийных режимов работы энергосистемы (аварийный резерв первичного регулирования), где $P_{\text{НОМ}}$ - номинальная мощность энергоблока.

Диапазон первичного регулирования должен обеспечиваться при любой исходной мощности энергоблока (в пределах диапазонов третичного и вторичного регулирования) и может быть ограничен лишь в целях предотвращения аварийного останова энергоблока.

4.2.7 Статизм

Величина статизма определяет наклон статической характеристики первичного регулирования. За пределами мертвой полосы величина статизма $S[\%]$ определяется по формуле:

$$S[\%] = - \frac{\frac{\Delta f_p}{f_{НОМ}}}{\frac{\Delta P_{II}}{P_{НОМ}}} * 100\%,$$

где Δf_p – расчетное отклонение частоты от номинальной, [Гц] (см. п.4.2.9);

$f_{НОМ}$ – номинальная частота 50,00 Гц;

ΔP_{II} – выдаваемая энергоблоком первичная мощность, [МВт] (см. п.4.2.9);

$P_{НОМ}$ – номинальная мощность энергоблока, [МВт].

Статизм принят положительным, что учтено знаком «-» в формуле.

Система управления частоты и мощности энергоблока должна обладать возможностью задания величины статизма в диапазоне 4-6% с дискретностью не хуже 1%.

Величина статизма задается ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» в оперативном порядке в пределах указанного диапазона.

4.2.8 Примеры статической характеристики

Примеры статической характеристики для разных величин мертвой полосы и статизма показаны на рисунках 4.2. и 4.3.

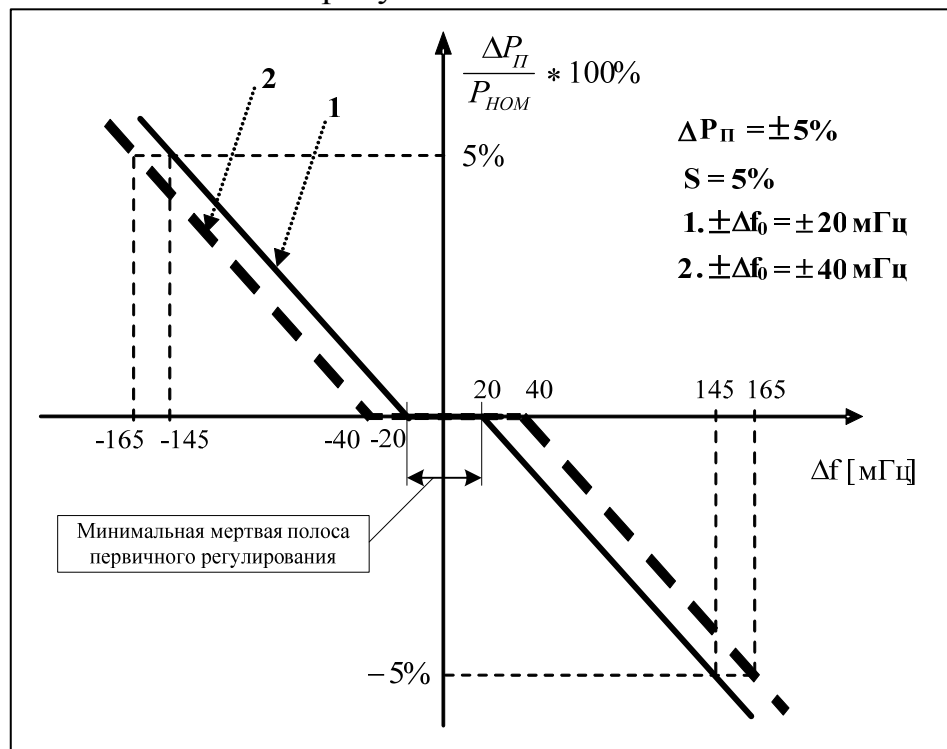


Рис. 4.2. Статическая характеристика первичного регулирования для разных величин мертвой полосы.

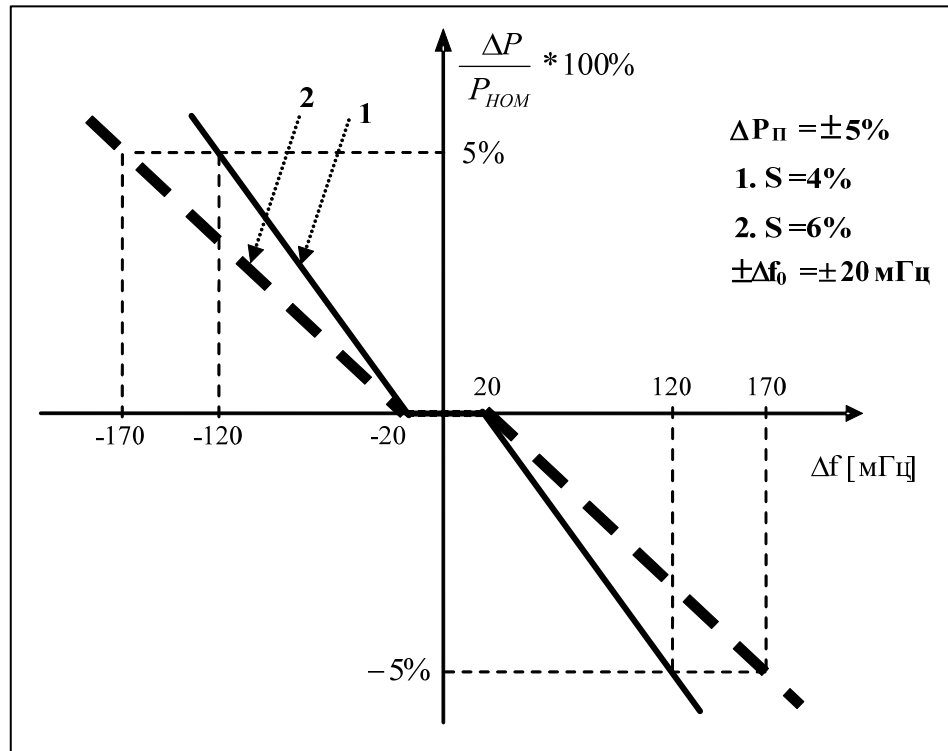


Рис. 4.3. Статическая характеристика первичного регулирования для разных величин статизма.

4.2.9 Мощность, вырабатываемая энергоблоком в процессе первичного регулирования

Мощность, вырабатываемая энергоблоком в результате первичного регулирования, должна постоянно изменяться вслед за изменениями частоты электрического тока.

Система автоматического регулирования частоты и мощности энергоблока должна отслеживать текущие отклонения частоты с учетом возможного изменения не только величины, но и знака отклонения, своими действиями способствуя нормализации частоты, т.е. работать в следящем за отклонением частоты режиме.

Фактическая первичная мощность энергоблока:

$$\Delta P_{П} = P - P_{исх}, \quad [\text{МВт}],$$

где P – текущая мощность энергоблока;

$P_{исх}$ – исходная мощность энергоблока до момента отклонения частоты, обусловленная вторичным и третичным регулированием.

Первичная мощность положительна при загрузке энергоблока.

Расчетное отклонение частоты $\Delta f_p = 0$ при нахождении частоты в пределах мертвой полосы первичного регулирования ($50,00 \pm \Delta f_0$), и соответствует отклонению частоты от ближайшего края мертвой полосы в остальных случаях:

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

$\Delta f_p = f - (50,00 - \Delta f_0)$ при пониженной частоте,
где f – текущее значение частоты.

Расчетное отклонение частоты положительно при повышении частоты.

Расчетная первичная мощность:

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

$$\Delta P_{\text{П}}\% = - \frac{200}{S\%} \cdot \Delta f_p.$$

4.2.10 Требования к динамике изменения мощности энергоблока

В случае скачкообразного изменения частоты соответствующее изменение мощности энергоблока (п.4.2.9) под действием системы первичного регулирования должно происходить таким образом, чтобы полная требуемая величина изменения мощности в пределах заданного нормального резерва первичного регулирования была достигнута за 30 секунд. При этом достижение 50% требуемой величины изменения мощности должно осуществляться в течение не более 10 секунд.

Требования к динамике изменения мощности энергоблока показаны на рисунке 4.4.

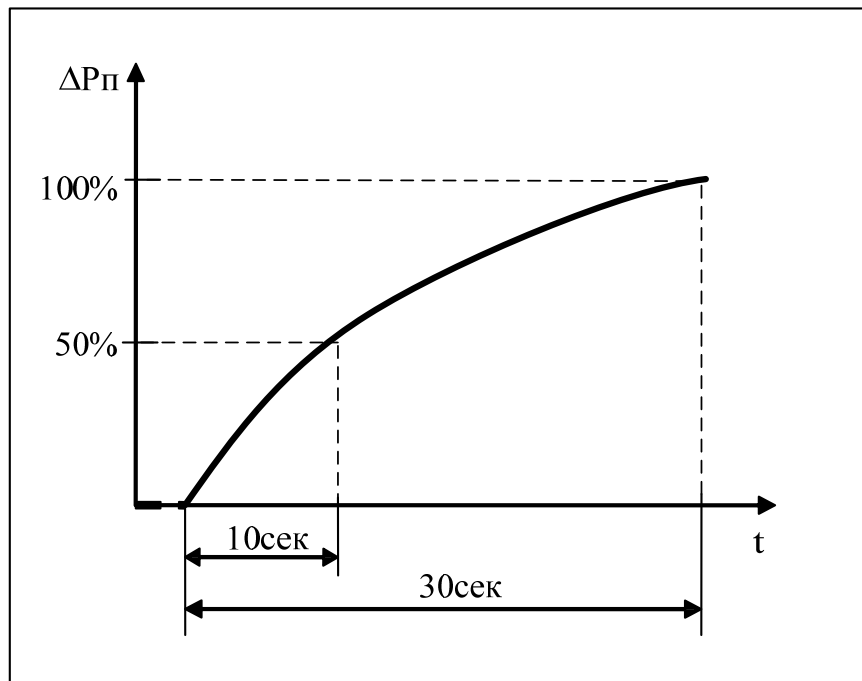


Рис. 4.4. Требования к динамике первичного регулирования энергоблока в пределах нормального резерва

При аварийном скачкообразном изменении частоты соответствующее изменение мощности энергоблока (п.4.2.9) под воздействием системы первичного регулирования должно происходить таким образом, чтобы полная требуемая величина изменения мощности в пределах заданного аварийного резерва первичного регулирования была достигнута за 2 минуты. При этом достижение 50% требуемой величины изменения мощности должно осуществляться в течение не более 10 секунд.

Требования к динамике изменения мощности энергоблока показаны на рисунке 4.5.

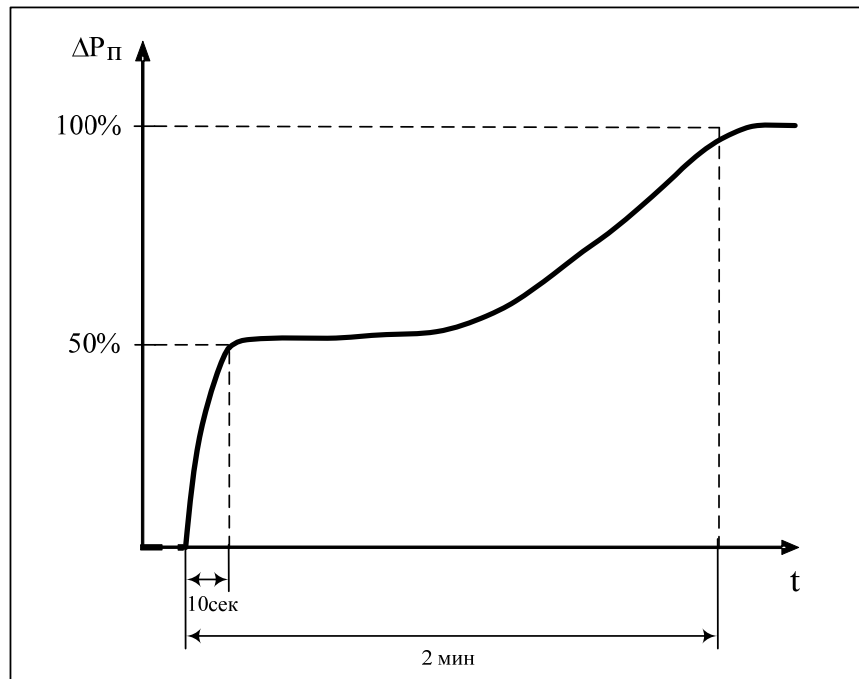


Рис. 4.5. Требования к динамике первичного регулирования энергоблока в пределах аварийного резерва

При значительных отклонениях частоты, когда величина требуемой первичной мощности энергоблока превышает заданный резерв первичного регулирования, выдача мощности должна осуществляться в пределах имеющегося диапазона автоматического регулирования с динамикой, определяемой системой регулирования, при условии сохранения технологической устойчивости энергоблока (общее первичное регулирование частоты).

4.2.11 Требования к поддержанию первичной мощности энергоблока

Мощность энергоблока, вырабатываемая в рамках первичного регулирования, должна изменяться при изменении частоты в соответствии с требованиями пп. 4.1.2, 4.2.9, 4.2.10 и поддерживаться на должном уровне при неизменной частоте.

4.5 Совместная работа первичного, вторичного и третичного регулирования

4.5.1 Требования к порядку выполнения совместных заданий по регулированию

В каждый момент времени задания первичного, вторичного регулирования, а также задание на изменения плановой (базовой) мощности энергоблока (задание третичного регулирования) должны выполняться одновременно в пределах доступных ресурсов энергоблока и его систем регулирования. Ответственность за выполнение этого требования несёт персонал электростанции.

Мощность, вырабатываемая энергоблоком, как сумма плановой (базовой) мощности и мощности вырабатываемой в результате первичного и вторичного регулирования, не должна выходить за пределы регулировочного диапазона энергоблока, определенного действующими техническими инструкциями и руководящими документами.

4.5.2 Диапазон автоматического регулирования

Плановая (базовая) мощность энергоблока должна поддерживаться такой, чтобы диапазон автоматического регулирования (резерв мощности на загрузку и разгрузку энергоблока без выхода за пределы технологических и режимных ограничений) был достаточен для размещения в его пределах диапазонов первичного и вторичного регулирования.

4.5.3 Требования к взаимному расположению диапазонов регулирования

Все диапазоны первичного, вторичного и третичного регулирования должны располагаться внутри диапазона автоматического регулирования энергоблока.

Диапазон вторичного регулирования должен размещаться относительно заданной графиком плановой (базовой) мощности (мощности третичного регулирования).

Диапазон первичного регулирования должен размещаться относительно суммарных диапазонов мощности вторичного и третичного регулирования.

Диапазон вторичного регулирования может занимать лишь свободную от диапазона первичного регулирования часть диапазона автоматического регулирования энергоблока.

Диапазон третичного регулирования может занимать лишь свободную от диапазонов первичного и вторичного регулирования часть диапазона автоматического регулирования энергоблока.

При отключении функции вторичного регулирования командой диспетчера ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» имеющийся диапазон автоматического третичного регулирования энергоблока может быть расширен за счет диапазонов вторичного регулирования. Перед повторным включением функции вторичного регулирования диспетчер ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» должен восстановить диапазон вторичного регулирования путем изменения плановой нагрузки энергоблока.

На рис. 4.6. схематически показаны примеры размещения диапазонов регулирования при наличии возможности размещения третичного резерва внутри диапазона автоматического регулирования.

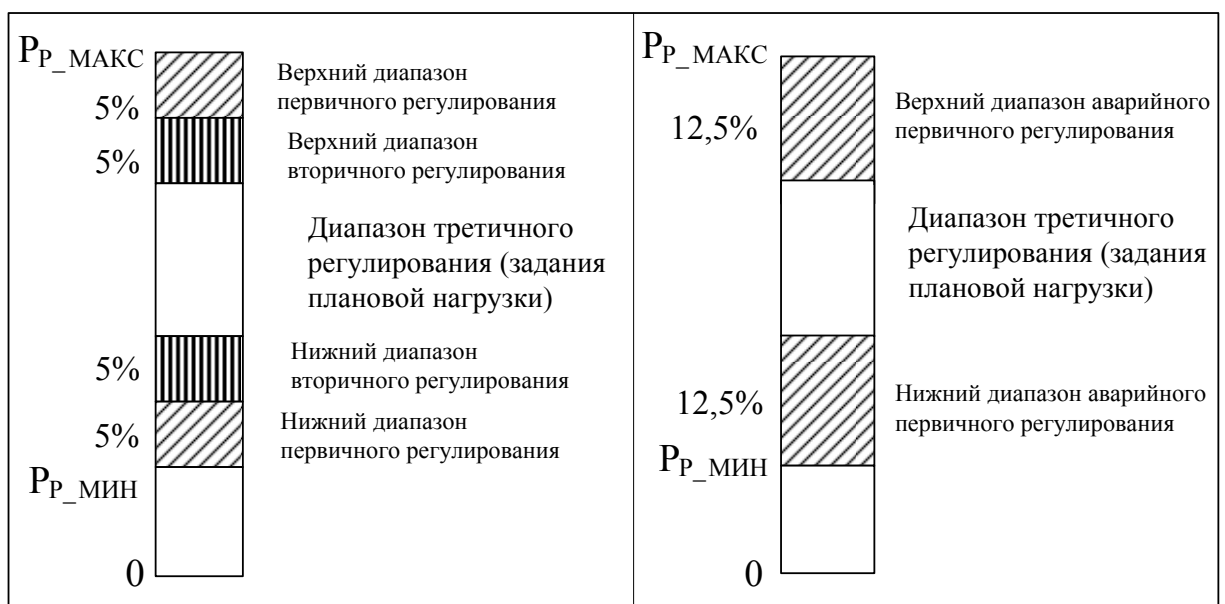


Рис. 4.6. Размещение диапазонов регулирования

На рис. 4.7. схематически показаны примеры размещения диапазонов регулирования при отсутствии возможности размещения третичного резерва в пределах диапазона автоматического регулирования.

При этом сохраняется возможность оперативного изменения плановой нагрузки энергоблока в пределах регулировочного диапазона с соответствующей перестройкой системы автоматического регулирования для поддержания заданных диапазонов первичного и вторичного регулирования.



Рис. 4.7. Размещение плановой нагрузки и диапазонов регулирования при отсутствии диапазона третичного регулирования

4.5.4 Динамика совместного регулирования

Динамика совместного регулирования должна удовлетворять требованиям к отдельным видам регулирования и не должна превышать допустимых значений, определённых действующими техническими инструкциями и руководящими документами (табл. 4.1).

В табл. 4.1 даны предельно допустимые значения начального скачка нагрузки (dN) и скорости последующего изменения нагрузки (dN/dt) в том же направлении для турбин мощностью 160-800 МВт при плановом и неплановом изменениях нагрузки (по норме НР 34-70-113-86).

Первичное и вторичное регулирование являются неплановыми изменениями, а третичное регулирование - плановым изменением.

В нормальных условиях работы энергосистемы требования по резервам первичного и вторичного регулирования (суммарно $\pm 10\% P_{НОМ}$) укладываются в допустимую величину скачка при неплановых изменениях мощности (порядка $\pm 7\% P_{НОМ}$ для турбин любого типа), поскольку:

- использование первичного резерва будет лишь частичным (до $\pm 2\% P_{НОМ}$) вследствие высокого качества регулирования частоты;
- вторичный резерв будет использован полностью ($\pm 5\% P_{НОМ}$);
- суммарное использование обоих резервов не выйдет за разрешенные для непрерывного регулирования $\pm 7\% P_{НОМ}$.

представляться в графическом виде, позволяющем оценивать эффективность регулирования.

Должна быть предусмотрена возможность копирования заданной части архива за заданный промежуток времени на внешний носитель для хранения.

6.1 Требования к порядку осуществления мониторинга первичного регулирования на электростанции

Мониторинг первичного регулирования должен осуществляться путем графического представления на одном кадре продолжительностью за последние 40 минут с разрешающей способностью не хуже 2 секунд (с постоянным обновлением) текущих частоты электрического тока в сети (частоты вращения турбины), мощности и заданной с частотной коррекцией мощности энергоблока, а так же путем вызова из архива подобных кадров за предшествующие периоды времени.

Разрешающая способность графического представления изменения мощности должна быть не хуже $0,1\% P_{НОМ}$ и изменения частоты - не хуже 2 мГц.

6.2 Требования к порядку осуществления мониторинга вторичного регулирования на электростанции

Мониторинг вторичного регулирования должен осуществляться путем графического представления на одном кадре (аналогично п.6.1) текущего задания вторичного регулирования, текущей и заданной с частотной коррекцией мощности энергоблока, а так же путем вызова из архива подобных кадров за предшествующий период времени.

7 Требования к процессу подтверждения готовности энергоблока к участию в первичном и вторичном регулировании частоты

Энергоблоки, участвующие в нормированном первичном и вторичном регулировании частоты, должны проходить сертификационные испытания, подтверждающие соответствие характеристик системным требованиям.

7.1 Требования к порядку проведения сертификационных испытаний

Сертификационные испытания для подтверждения готовности энергоблока к нормированному первичному и вторичному регулированию проводятся в следующих случаях:

- Запуска новых или модернизации существующих систем регулирования турбин и производительности котлов.

- Изменений структуры или алгоритмов регулирования турбин и производительности котлов, влияющих на динамику турбин и котлов в части регулирования первичной и вторичной мощности.
- Модернизации конструктивной единицы энергоблока, которая может повлиять на качество регулирования, особенно после среднего и капитального ремонта энергоблока.
- Изменения диапазонов или других значений параметров регулирования.

Периодические сертификационные испытания для подтверждения готовности энергоблока к первичному и вторичному регулированию должны проводиться не реже чем один раз в четыре года.

7.2 Стороны, участвующие в испытаниях

В испытаниях участвуют:

- представители производителя (электростанции), сдающего энергоблок;
- аккредитованная (уполномоченная) ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» организация, проводящая испытания;
- представитель ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» (по согласованию).

Во время испытаний могут присутствовать в качестве экспертов со стороны электростанции представители организаций, участвующих в модернизации энергоблока.

7.3 Порядок и правила проведения испытаний

Испытания проводит аккредитованная (уполномоченная) ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» организация (орган по сертификации) на основании договора с электростанцией об оказании услуг по проведению оценки соответствия настоящему стандарту по согласованной с электростанцией рабочей программе, разработанной в соответствии с «Методикой проверки требований, предъявляемых к энергоблокам тепловых электростанций, выделяемых для участия в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты и мощности» (раздел 8).

Испытания проводятся по заявке в ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», оформленной в установленном порядке.

Перед проведением испытаний орган по сертификации проводит предварительный анализ информации о системе автоматического управления и оборудовании энергоблока, а также анализ результатов мониторинга фактического участия энергоблока в регулировании частоты.

Проведение предварительного анализа осуществляется на основе представляемых электростанцией документов и информации о системе автоматического управления и оборудовании энергоблока, при наличии протокола приемо-сдаточных испытаний и акта сдачи в промышленную

эксплуатацию модернизированной системы автоматического управления мощностью.

Проведение предварительного анализа осуществляется в течение не более 10 рабочих дней после представления электростанцией органу по сертификации необходимых документов и информации.

По результатам предварительного анализа орган по сертификации вправе отказать в проведении испытаний по причине явного несоответствия систем управления и оборудования энергоблока настоящим требованиям, с предъявлением электростанции соответствующего обоснования.

В случае если при проведении предварительного анализа не выявлены факты, свидетельствующие о явном несоответствии систем управления и оборудования энергоблока настоящим требованиям, органом по сертификации производится оценка соответствия путем проведения испытаний.

Испытания проводятся с соблюдением следующих правил:

- испытания проводятся непрерывно (разрешается разбивка на два следующих друг за другом дня, плюс один день опробования);
- во время испытаний не должны выполняться другие работы на энергоблоке, которые могут повлиять на результаты испытаний или нарушать их проведение;
- во время испытаний не разрешается проводить никаких изменений структуры либо любых других параметров системы регулирования;
- параметры пара должны сохраняться в пределах, определённых в действующих технических инструкциях и руководящих документах;
- все необходимые системы автоматического регулирования блока должны быть включены;
- все защиты блока должны быть введены. Не должна быть активизирована система защит, изменяющая состояние блока.

Производитель должен подготовить программно-технические средства, предназначенные для тестирования первичного и вторичного регулирования, дающие возможность имитировать скачкообразные отклонения частоты в диапазоне 0...500 мГц и имитировать величину внешнего сигнала задания вторичного регулирования.

7.4 Порядок выдачи сертификата соответствия

По результатам испытаний органом по сертификации в течение не более 15 рабочих дней с момента проведения испытаний составляется отчет и заключение о степени соответствия энергоблока требованиям настоящего стандарта.

Заключение должно быть обосновано отчётом о проведении испытаний, содержащим все необходимые материалы, в том числе документацию проведённых испытаний:

- Программу испытаний;
- Описание метода измерения частоты (точность измерения);

- Описание метода измерения мощности (точность измерения);
- Оформленный протокол испытаний;
- Зарегистрированные кривые переходных процессов.

Отчет об испытаниях должен быть подписан главным инженером и иными техническими специалистами электростанции, уполномоченными представителями органа по сертификации, проводившего испытания, а также уполномоченными представителями ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», если они принимали участие в испытаниях.

Отчет об испытаниях утверждается уполномоченным органом управления собственника электростанции и руководителем органа по сертификации, проводившего испытания.

На основании заключения и отчета об испытаниях, орган по сертификации выдаёт сертификат соответствия энергоблока требованиям настоящего стандарта.

7.5 Затраты на сертификационные испытания

Затраты на сертификационные испытания несёт производитель электроэнергии.

7.6 Мониторинг участия энергоблока в регулировании

Постоянный мониторинг участия энергоблока в регулировании проводится персоналом электростанции для контроля качества участия в первичном и вторичном регулировании, своевременного выявления и устранения недостатков.

Для проверки качества выполнения услуг, связанных с первичным и вторичным регулированием, ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» может вести внешнюю оценку участия энергоблока в регулировании с помощью телеметрических измерений или запросить доступ к данным на устройстве архивной регистрации.

При систематическом возникновении обстоятельств, свидетельствующих о несоответствии энергоблока требованиям настоящего стандарта (по результатам мониторинга фактического участия энергоблока в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты) ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» может потребовать от электростанции провести дополнительные проверочные испытания, проходящие по специальной программе, подготовленной на основе программы последних сертификационных испытаний.

В случае неуспешных проверочных испытаний энергоблок исключается из участия в нормированном первичном и/или автоматическом вторичном регулировании до устранения причин несоответствия требованиям настоящего стандарта.

Затраты на дополнительные проверочные испытания несёт производитель электроэнергии.

8 Методика проверки требований, предъявляемых к энергоблокам тепловых электростанций, выделяемых для участия в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты и мощности

8.1 Общие положения

Методика проверки требований настоящего стандарта представлена в виде типовой программы испытаний для энергоблока номинальной мощностью $P_{НОМ} = 300$ МВт с диапазоном первичного регулирования $\Delta P_{П}(\Delta f) = \pm 5\% P_{НОМ}$ и диапазоном вторичного регулирования $\Delta P_{В} = \pm 5\% P_{НОМ}$, а также с диапазоном аварийного первичного регулирования $\Delta P_{П}(\Delta f) = \pm 12,5\% P_{НОМ}$.

Программы испытаний энергоблоков другой номинальной мощности должны носить аналогичный характер при соответствующей корректировке абсолютных значений мощности первичного, вторичного и третичного регулирования, задаваемых в процессе испытаний.

Объем испытаний установлен исходя из условий, что энергоблок предварительно прошел необходимые приемо-сдаточные испытания и подготовлен к проверке требований по участию в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты электрического тока.

Выполнение описанных ниже испытаний должно происходить в порядке, изложенном в п. 8.1.1.

Допускается проведение испытаний в течение двух рабочих дней (например, испытания 1-13 в первый день, 14-19 – во второй день), плюс третий день – опробование реального участия энергоблока в нормированном первичном регулировании частоты.

Во время испытаний энергоблок должен участвовать в общем первичном регулировании частоты (с увеличенной до $\pm 0,07$ Гц мертвой полосой от датчика частоты вращения) и в противоаварийном управлении.

Измерение мертвой полосы первичного регулирования осуществляется во время опробования реального участия энергоблока в нормированном первичном регулировании частоты в заключительной стадии испытаний.

В случае возникновения условий для участия энергоблока в общем первичном регулировании частоты и противоаварийном управлении, испытания должны быть приостановлены. Возобновление испытаний допускается только с разрешения диспетчера ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС».

Имитация частоты электрического тока для испытаний первичного регулирования, имитация уровня заданной мощности вторичного регулирования, а также имитация изменений заданной мощности третичного регулирования для всех испытаний подготавливаются производителем с учетом требований настоящей методики.

Имитация должна быть максимально приближена к штатным условиям регулирования путем ввода сигнала на предусмотренные для этого входы системы регулирования.

Ввод сигналов, имитирующих отклонение частоты, должен производиться параллельно с действующим трактом общего первичного регулирования частоты, например, путём суммирования имитируемых и фактически фиксируемых системой регулирования энергоблока отклонений частоты, отстроенных от текущих колебаний частоты в сети введением упомянутой мёртвой полосы.

Ввод сигналов, имитирующих отклонение частоты, должен производиться с учетом наличия у первичных регуляторов зоны нечувствительности (± 10 мГц).

Для документирования результатов испытаний должны быть использованы штатные средства мониторинга с целью проверки их пригодности для достоверной оценки качества регулирования.

8.1.1 Типовой порядок испытаний

№№ п/п.	Номер пункта стандарта	Наименование процедуры	Продолжительность процедуры	Примерное время испытаний
1.	8.1.2	Проверка точности измерения мощности энергоблока		
2	8.1.2	Проверка точности измерения частоты электрического тока		
3	8.1.3	Проверка систем архивной регистрации и мониторинга		
4	8.5	Оперативное изменение значений мертвой полосы и статизма		
5	8.6	Оперативное включение и отключение функции вторичного регулирования		
6	8.2.3	Проверка динамики отработки задания мощности при воздействии системы первичного регулирования вверху регулировочного диапазона	1 час	+00:00
7	8.3.1	Динамика отработки задания мощности при воздействии центрального регулятора вверху регулировочного диапазона	40 мин	+01:10
8	8.2.2	Проверка действия системы первичного регулирования при различной величине статизма вверху регулировочного диапазона	1 час 30 мин	+02:00
9	8.2.1	Проверка нечувствительности первичного регулятора	10 мин	+03:40
10	8.2.2	Проверка действия системы первичного регулирования при различной величине статизма в середине регулировочного диапазона	1 час 30 мин	+04:40
11	8.7	Оперативное включение и отключение функции нормированного первичного регулирования	10 мин	+06:20
12	8.2.3	Проверка динамики отработки задания мощности при воздействии системы первичного регулирования в середине регулировочного диапазона	1 час	+06:30
13	8.3.1	Проверка динамики отработки задания мощности при воздействии центрального регулятора в середине регулировочного диапазона	40 мин	+07:40
14	8.2.3	Проверка динамики отработки задания мощности при воздействии системы первичного регулирования внизу регулировочного диапазона	1 час	+08:30
15	8.2.2	Проверка действия системы первичного регулирования при различной величине статизма внизу регулировочного диапазона	1 час 30 мин	+10:20
16	8.3.1	Проверка динамики отработки задания мощности при воздействии центрального регулятора внизу регулировочного диапазона	40 мин	+11:50
17	8.4.1	Проверка совместного действия первичного и вторичного регулирования внизу регулировочного диапазона	25 мин	+13:00

№№ п/п.	Номер пункта стандарта	Наименование процедуры	Продолжительность процедуры	Примерное время испытаний
18	8.4.2	Проверка совместного действия первичного, вторичного и третичного регулирования в середине диапазона регулирования	1 час 40 мин	+13:30
19	8.4.3	Проверка совместного действия первичного и вторичного регулирования вверху диапазона регулирования	25 мин	+15:20
20	8.8	Опробование реального участия энергоблока в нормированном первичном регулировании частоты	24 часа	+16:00
21		Завершение испытаний		+40:00

8.1.2 Проверка точности измерения мощности энергоблока и частоты электрического тока

Производитель должен представить документы подтверждающие, что измерение мощности осуществляется с точностью не хуже 1%.

Производитель должен представить описание метода измерения и другие документы, подтверждающие, что измерение частоты вращения турбины или частоты электрического тока в сети, которое используется в первичном регулировании частоты, осуществляется с точностью не хуже чем 10 мГц.

8.1.3 Проверка систем архивной регистрации и мониторинга

Производитель должен представить комиссии систему архивной регистрации и документацию на нее для проверки выполнения требований к составу параметров, хранящихся в архиве, к сохранению заданных параметров технологического процесса с дискретизацией по времени не более 1 секунды и привязкой к астрономическому времени с точностью не хуже 1 секунды. Запись архивов должна осуществляться с разрешающей способностью не хуже чем 14 бит.

Производитель должен представить комиссии систему мониторинга, позволяющую достоверно оценивать эффективность регулирования.

Мониторинг должен осуществляться путем графического представления на одном кадре заданных текущих (с постоянным обновлением) или архивных параметров с разрешающей способностью не хуже 2 секунд.

Разрешающая способность графического представления изменения мощности должна быть не хуже $0,1\% P_{НОМ}$ и изменения частоты не хуже 2 мГц.

Должна быть предусмотрена возможность копирования заданной части архива за заданный промежуток времени на внешний носитель, для последующего использования при обработке результатов испытаний и участия энергоблока в регулировании.

8.2 Проверка первичного регулирования

8.2.1 Проверка нечувствительности первичных регуляторов

Испытание проводится при базовой нагрузке блока, заданной в середине регулировочного диапазона ($P_{P_МИН} + (P_{P_МАКС} - P_{P_МИН})/2$), заданной величине статизма 6%.

Во время испытания имитируются скачкообразные изменения частоты $\Delta f = \pm 10$ мГц, согласно рисунку 8.1.

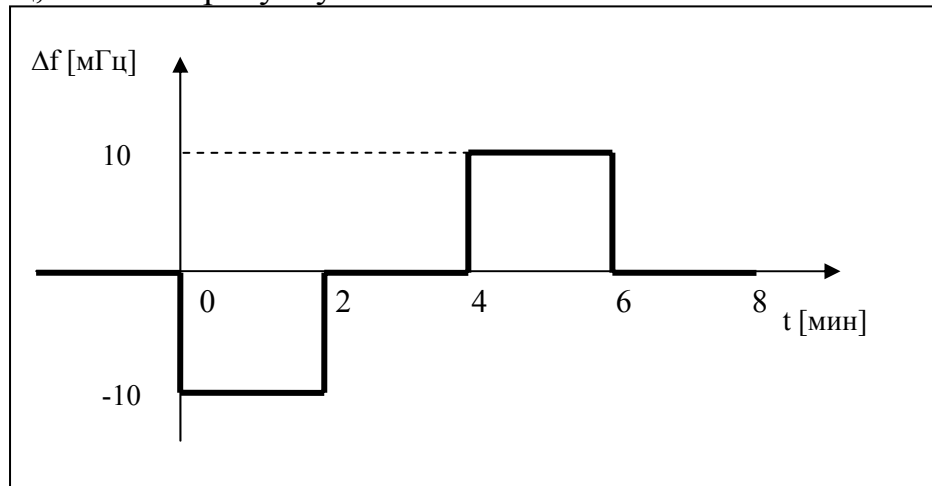


Рис. 8.1. Проверка нечувствительности первичных регуляторов.

Критерии оценки нечувствительности регуляторов:

- при имитации скачкообразного изменения частоты электрического тока на величину $\Delta f = \pm 10$ мГц должно происходить заметное изменение мощности энергоблока, изменение положения клапанов турбины и регулирующих органов котла;
- знак величины изменения мощности и положения должен быть противоположен знаку величины изменения частоты.

8.2.2 Проверка правильности работы системы первичного регулирования частоты при разных значениях величины статизма

Проверка правильности работы системы первичного регулирования частоты при разных значениях величины статизма производится при трех уровнях заданной базовой нагрузки энергоблока:

