**РОССИЙСКОЕ ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ "ЕЭС РОССИИ"**

**СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО РАО «ЕЭС РОССИИ»** **СТО**

# ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

## Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС и изолированно работающих энергосистемах России

**Требования к организации и осуществлению процесса, техническим средствам**

Дата введения – 2007-11-01

Издание официальное

ОАО РАО «ЕЭС России»
2007

gost.e-ecolog.ru

## Сведения о стандарте

1. РАЗРАБОТАН ОАО «Системный оператор – Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы», ОАО «ВНИИЭ», ЗАО «Институт энергетических систем», ОАО «Инженерный центр ЕЭС» - «Фирма ОРГРЭС», ОАО «Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского».

2. ВНЕСЕН ОАО «Системный оператор – Центральное диспетчерское управление Единой энергетической системы».

3. УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 31 августа 2007 г. № 535

ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения ОАО РАО «ЕЭС России»

## Содержание

1 Область применения ..... 4
2 Нормативные ссылки ..... 4
3 Термины, определения и сокращения ..... 5
4 Система регулирования частоты и перетоков активной мощности ..... 12
5 Требования к качеству регулирования ..... 17
6 Первичное регулирование частоты ..... 19
7 Вторичное регулирование ..... 25
8 Третичное регулирование ..... 35
9 Коррекция синхронного времени ..... 36
10 Методы выполнения измерений ..... 37
11 Мониторинг участия субъектов в регулировании ..... 39
12 Подтверждение соответствия стандарту. ..... 42
Библиография ..... 43
Приложение А Проверка готовности энергоблоков ТЭС к общему первичному регулированию частоты ..... 44
Приложение Б Проверка готовности ГЭС к общему первичному регулированию 53

## 1 Область применения

Стандарт устанавливает требования и правила, которыми следует руководствоваться субъектам оперативно-диспетчерского управления, генерирующим, сетевым компаниям России при организации и осуществлении процесса регулирования частоты и перетоков активной мощности (далее - регулировании частоты).

Изложенные в Стандарте требования к электростанциям являются системными техническими требованиями, выполнение которых необходимо для достижения требуемого качества регулирования частоты и перетоков мощности. Дополнительные требования к оборудованию и системам автоматического регулирования разного типа электростанций, направленные на выполнение требований Стандарта с учётом специфических особенностей электростанций, могут (при необходимости) содержаться в других документах (стандартах Системного оператора).

Требования Стандарта направлены на обеспечение совместимости систем регулирования частоты ЕЭС России с системами регулирования частоты синхронно работающих энергосистем зарубежных стран.

Стандарт определяет требования к регулированию частоты в нормальных, а также в вынужденных режимах ЕЭС и изолированных энергосистем России. Аварийные режимы, обеспечение устойчивости, действия противоаварийной автоматики и автоматической частотной разгрузки в энергосистемах России рассматриваются в других документах [3, 4].

Выполнение Стандарта позволит обеспечить требуемые качество частоты и надежность функционирования энергосистем России.

Стандарт предназначен также для проектных, научно-исследовательских и других организаций Российской Федерации, осуществляющих исследование, проектирование и эксплуатацию электроэнергетических систем, систем регулирования частоты.

## 2 Нормативные ссылки

В Стандарте даются ссылки на приведенные ниже документы в виде [ ].

2.1 Федеральный Закон «Об электроэнергетике» № 35-ФЗ.

2.2 Федеральный закон «О техническом регулировании». № 184-ФЗ

2.3 Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Постановление Правительства РФ от 27 декабря 2004 г. № 854.

2.4 Стандарт ОАО РАО «ЕЭС России» СТО 17330282. 29.240. 001-2005 Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем.

2.5 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. (Утверждены приказом Минэнерго России от 19.07.2003, № 229 и зарегистрированы Минюстом России, регистрационный номер № 4799 от 20.07.2003)

2.6 Приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 18.09.2002 № 524 «О повышении качества первичного и вторичного регулирования частоты электрического тока в ЕЭС России».

2.7 ГОСТ 13109-97. Нормы качества электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения.

2.8 UCTE Operation Handbook, June, 2004.

2.9 Справочник. Термины и определения ОАО РАО «ЕЭС России». (Утвержден приказом № 296 от 11.05.2005).

2.10 Методические указания по устойчивости энергосистем. (Утверждены приказом Минэнерго РФ от 30 июня 2003 г. № 277).

2.11 Концепция регулирования частоты и перетоков в энергообъединении стран СНГ и Балтии. Утверждена Решением Электроэнергетического Совета СНГ от 27 октября 2005 г. № 28.

## 3 Термины, определения и сокращения

В стандарте использованы термины, установленные в [1,2,3,4,8,9,10], а также дополнительные термины. Применение термина «мощность» предполагает активную мощность.

3.1 Балансы мощности:

***Плановый баланс мощности области регулирования*** - равенство генерируемой и потребляемой мощности области регулирования с учетом потерь в сети и заданного суммарного внешнего перетока при номинальной частоте. В отличие от термина «баланс мощности энергосистемы», приведенного в [9] и использующего термин для определения условий баланса на интервале времени, здесь под балансом мощности понимается текущее условие равенства величин.

***Небаланс мощности синхронной зоны*** - отклонение от планового баланса мощности синхронной зоны, приводящее к отклонению частоты от номинальной.

***Величина небаланса мощности синхронной зоны*** - обратная по знаку величина изменения генерируемой мощности, необходимая для восстановления номинальной частоты.

***Небаланс мощности области регулирования*** - отклонение от планового баланса мощности области регулирования, вызывающее отклонение частоты от номинального значения и суммарного внешнего перетока мощности данной области регулирования от заданного с частотной коррекцией суммарного внешнего перетока.

***Величина небаланса мощности области регулирования*** - обратная по знаку величина изменения генерируемой мощности в области регулирования, необходимая для восстановления заданного суммарного внешнего перетока при номинальной частоте.

***Расчетный небаланс мощности*** – максимальная величина вероятного небаланса мощности, используемая в расчетах необходимых резервов вторичного регулирования. Расчетный небаланс мощности задается для областей регулирования.

***Расчетный аварийный небаланс мощности*** – максимальная величина вероятного небаланса мощности, используемая в расчетах необходимых резервов первичного регулирования. Расчетный аварийный небаланс мощности задается для синхронной зоны.

***Диспетчерский центр*** - структурное подразделение организации - субъекта оперативно-диспетчерского управления, осуществляющее управление режимом энергосистемы в пределах закрепленной за ним операционной зоны.

Номинальная частота электрического тока в энергосистемах России - значение частоты 50 Гц.

***Операционная зона*** - территория, в границах которой расположены объекты электроэнергетики и энергопринимающие установки потребителей, управление взаимосвязанными технологическими режимами которых осуществляет соответствующий диспетчерский центр.

***Область регулирования*** - *(Control Area)* – синхронная зона целиком (изолированно работающая энергосистема) или ее часть, в которой централизованное оперативно-диспетчерское управление осуществляется одним диспетчерским центром, ответственным за ее режим, включая баланс мощности.

***Область ограничения*** - операционная зона без функции ответственности за баланс мощности, но с функцией ограничения перетоков мощности (область ограничения перетока).

***Оперативно-информационный комплекс*** *(ОИК)* - программно-аппаратный комплекс, предназначенный для хранения справочной информации, краткосрочного планирования режимов энергетической системы (единой, объединенной, региональной), получения данных о текущем режиме, обработки, архивирования поступающей информации, выдачи оперативному и диспетчерскому персоналу справочной информации, всех изменений режима, состояния оборудования и аварийно-предупредительных сообщений в темпе поступления информации, а также ретроспективно.

Перетоки мощности:

***Максимально допустимый переток*** мощности в сечении сети – наибольший переток в сечении, удовлетворяющий всем установленным требованиям надёжности в нормальном режиме.

***Суммарный внешний переток или сальдо перетоков, обменная мощность (Power Exchange) области регулирования*** - алгебраическая сумма перетоков активной мощности (далее – мощности) по всем связям области регулирования со смежными областями энергообъединения. Суммарный внешний переток принимается положительным при приеме мощности в область регулирования.

***Плановый переток*** – значение перетока, заданное диспетчерским графиком.

***Заданный суммарный внешний переток области регулирования*** - плановое значение суммарного внешнего перетока при номинальной частоте.

***Заданный с частотной коррекцией суммарный внешний переток области регулирования*** - плановое значение суммарного внешнего перетока при номинальной частоте, скорректированное на величину согласованной частотной коррекции области регулирования при текущей частоте, отличной от номинальной.

***Потребители электрической энергии с управляемой нагрузкой*** - категория потребителей электрической энергии, которые в силу режимов (потребления электрической энергии) способны влиять на качество электрической энергии,

надежность работы Единой энергетической системы России и оказывают на возмездной договорной основе услуги по обеспечению вывода Единой энергетической системы России из аварийных ситуаций. Указанные потребители могут оказывать и иные услуги на условиях договора.

***Режим энергосистемы*** - единый процесс производства, преобразования, передачи и потребления электрической энергии в энергосистеме, характеризуемый его техническими параметрами, состоянием объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии (включая схемы электрических соединений объектов электроэнергетики).

***Нормальный режим энергосистемы*** – режим энергосистемы, при котором все потребители снабжаются электрической энергией в соответствии с договорами и диспетчерскими графиками, а значения технических параметров режима энергосистемы и оборудования находятся в пределах длительно допустимых значений, имеются нормативные оперативные резервы мощности и топлива на электростанциях.

***Аварийный режим энергосистемы*** – режим энергосистемы с параметрами, выходящими за пределы требований технических регламентов, возникновение и длительное существование которого представляют недопустимую угрозу жизни людей, повреждения оборудования и/или ведут к ограничению подачи электрической и тепловой энергии в значительном объеме.

Регулирование частоты и перетоков мощности в энергосистеме

***Первичное регулирование электростанций*** – процесс изменения мощности электростанций под воздействием систем первичного регулирования, вызванный изменением частоты и направленный на уменьшение этого изменения.

Первичное регулирование мощности нагрузки потребителей (регулирующий эффект нагрузки по частоте) – изменение мощности потребителей при изменении частоты вследствие саморегулирования.

***Первичное регулирование частоты в энергосистеме (первичное регулирование)*** - совместное первичное регулирование мощности потребителей и электростанций.

***Общее первичное регулирование частоты (ОПРЧ)*** – первичное регулирование, осуществляемое всеми электростанциями в пределах имеющихся в данный момент времени регулировочных возможностей систем первичного регулирования электростанций (энергоблоков) с

характеристиками систем первичного регулирования, заданными действующими нормативами, и имеющее целью сохранение энергоснабжения потребителей и функционирования электростанций при значительных отклонениях частоты.

***Нормированное первичное регулирование частоты (НПРЧ)*** – первичное регулирование, осуществляемое в целях обеспечения гарантированного качества первичного регулирования и повышения надёжности энергообъединения выделенными электростанциями (энергоблоками) нормированного первичного регулирования, на которых запланированы и постоянно поддерживаются резервы первичного регулирования, обеспечено их эффективное использование в соответствии с заданными для НПРЧ характеристиками (параметрами) первичного регулирования. Гарантированное качество первичного регулирования в синхронной зоне должно обеспечить удержание текущих значений частоты в безопасных для энергоблоков АЭС и ГРЭС, а также потребителей (предотвращение срабатывания

АЧР) пределах (50 ± 0,8 Гц в динамике и 50 ± 0,2 Гц в квазистатике) при возникновении расчётного аварийного небаланса мощности.

***Резерв первичного регулирования (первичный резерв) электростанций*** - максимальное значение мощности первичного регулирования, которую могут выдать электростанции при понижении (резерв на загрузку) либо разгрузиться при повышении (резерв на разгрузку) частоты. Различают заданный и текущий первичные резервы.

***Диапазон первичного регулирования*** - арифметическая сумма текущих величин резервов первичного регулирования на загрузку и разгрузку.

***Статическая частотная характеристика ЕЭС России*** - зависимость величины первичной мощности ЕЭС России, выдаваемой в соответствии с принципом совместного участия в первичном регулировании частоты синхронно работающих энергосистем, от отклонения частоты в ЕЭС от номинальной.

***Крутизна статической частотной характеристики (крутизна СЧХ) энергосистемы или энергообъединения*** - коэффициент линеаризованной зависимости мощности первичного регулирования энергосистемы от отклонения частоты.

***Система первичного регулирования энергоблоков*** – совокупность устройств автоматического управления мощностью турбин, паропроизводительностью котлоагрегатов и реакторов на АЭС, обеспечивающих требуемое изменение мощности энергоблоков при изменении частоты.

***Зона нечувствительности системы первичного регулирования (гидроагрегата ГЭС, ГАЭС, турбо- и котлоагрегата ТЭС)*** - максимальная величина изменения частоты (скорости вращения вала турбины), в пределах которого при наличии резерва, любых исходной частоте и направлении её изменения не гарантируется изменение мощности генератора.

Складывается из максимальной погрешности измерения скорости вращения вала турбины и нечувствительности первичных регуляторов (турбины и котла (реактора)). Определяется необходимой для гарантированного изменения мощности величиной изменения частоты (Гц).

***Мёртвая полоса системы первичного регулирования (гидроагрегата ГЭС, ГАЭС, турбо- и котлоагрегата ТЭС)*** - максимальная величина отклонения частоты от номинального значения, при котором не требуется изменение мощности генератора.

Складывается из зоны нечувствительности системы первичного регулирования и специально вводимого (например, для вывода из НПРЧ) *расширения мёртвой полосы,* которое не должно влиять на зону нечувствительности системы первичного регулирования за пределами мёртвой полосы. Определяется величиной необходимого для изменения мощности отклонения частоты от номинального значения ($50 \pm \Delta f_м$, Гц).

***Мощность первичного регулирования электростанций (первичная мощность электростанций)*** – значение изменения мощности электростанций в процессе первичного регулирования. (При снижении частоты - положительна).

***Мощность первичного регулирования нагрузки потребителей (первичная мощность нагрузки потребителей)*** – значение изменения мощности нагрузки потребителей в процессе первичного регулирования. (При снижении частоты -

отрицательна).

***Мощность первичного регулирования энергосистемы (первичная мощность энергосистемы), области регулирования*** - сумма абсолютных значений мощностей первичного регулирования электростанций и нагрузки потребителей в процессе первичного регулирования. (При снижении частоты эквивалентна повышению генерируемой мощности и принимается положительной, при повышении частоты принимается отрицательной).

***Вторичное регулирование*** – процесс компенсации возникающих в области регулирования небалансов мощности путем изменения мощности электростанций под воздействием центрального регулятора (автоматическое) или по командам диспетчера (оперативное) для поддержания плановых обменов мощностью между энергосистемами, восстановления нормального уровня частоты, а также ликвидации перегрузки транзитных связей и сечений.

***Полоса регулирования частоты (полоса регулирования, Security Margin)*** - диапазон изменений частоты относительно номинального значения, в пределах которого посредством системы вторичного регулирования частоты удерживаются нерегулярные колебания текущей частоты для предотвращения излишнего включения системы НПРЧ на электростанциях.

***Централизованное вторичное регулирование*** - организационная структура системы вторичного регулирования, используемая в областях регулирования, управляемых диспетчерским центром высшего и несколькими диспетчерскими центрами подчинённых уровней, с ответственностью за баланс мощности только диспетчерского центра высшего уровня. При этом диспетчерские центры подчинённых уровней осуществляют мониторинг баланса мощности подведомственных операционных зон без функции поддержания определённых диспетчерскими графиками обменных мощностей, но, возможно, с функцией ограничения перетоков мощности.

***Децентрализованное вторичное регулирование*** - организационная структура системы вторичного регулирования, используемая в области регулирования с несколькими диспетчерскими центрами одного уровня, каждый из которых регулирует баланс мощности в своей региональной операционной зоне. Один из диспетчерских центров (по согласованию) может координировать вторичное регулирование в региональных областях регулирования в целях повышения точности поддержания общего баланса.

***Иерархическое вторичное регулирование*** - организационная структура системы вторичного регулирования, используемая в областях регулирования с несколькими диспетчерскими центрами, осуществляющими децентрализованное вторичное регулирование, при наличии диспетчерского центра высшего уровня с ответственностью за баланс мощности совокупной области регулирования. В дополнение к региональным областям регулирования создаётся совокупная область регулирования с функцией регулирования частоты либо обменной мощности со смежными энергосистемами путём изменения заданий по обменной мощности подчинённым областям регулирования.

***Астатическое регулирование*** - регулирование, имеющее целью сведение к нулю установившегося значения отклонения регулируемого параметра. Реализация автоматического астатического регулирования обеспечивается интегральным (пропорционально-интегральным) регулятором.

***Регулирование обменной мощности*** - поддержание заданной с частотной коррекцией обменной мощности области регулирования с целью устранения постоянно возникающих в области регулирования небалансов мощности путём использования вторичных резервов на выделенных электростанциях вторичного регулирования.

***Частотная коррекция заданной обменной мощности (частотная коррекция)*** - поправка к заданной обменной мощности области регулирования, учитывающая нормированное участие электростанций и потребителей области в первичном регулировании частоты. Частотная коррекция численно равна величине первичной мощности, которая должна быть мобилизована в области регулирования при текущем отклонении частоты от номинального значения.

***Коэффициент частотной коррекции области регулирования*** – заданный для области регулирования коэффициент линейной зависимости мобилизуемой первичной мощности от отклонения частоты. Используется при вторичном регулировании обменной мощности с частотной коррекцией.

***Резерв вторичного регулирования (вторичный резерв)*** - значение максимально возможного изменения мощности электростанций вторичного регулирования в области регулирования под действием центрального регулятора или по командам диспетчера на загрузку или разгрузку (соответственно резерв на загрузку и резерв на разгрузку). Различают заданный и текущий вторичные резервы.

***Диапазон вторичного регулирования*** - арифметическая сумма текущих величин резервов вторичного регулирования на загрузку и разгрузку.

***Централизованная система автоматического регулирования частоты и перетоков мощности (ЦС АРЧМ)*** – программно-аппаратный комплекс, предназначенный для автоматического вторичного (а иногда и третичного) регулирования частоты и перетоков активной мощности в области регулирования либо ограничения путем дистанционного управления мощностью группы автоматизированных электростанций (энергоблоков), состоящий из центрального регулятора, системы телеуправления и терминалов АРЧМ на электростанциях.

***Третичное регулирование*** - процесс изменения мощности электростанций под воздействием центрального регулятора (автоматическое) или по команде диспетчера (оперативное) в целях восстановления вторичного резерва по мере его исчерпания, а также для осуществления оперативной коррекции режима в иных целях.

***Резерв третичного регулирования (третичный резерв)*** - значение максимально возможного изменения мощности электростанций третичного регулирования по командам диспетчера в области регулирования на загрузку или разгрузку (соответственно резерв на загрузку и резерв на разгрузку). Различают заданный и текущий третичный резерв.

***Энергетическая система*** *(Энергосистема, Power System, ЭС)* - совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей (независимо от форм и принадлежности собственности), соединенных между собой и связанных общностью режима в процессе производства, преобразования, распределения электрической энергии и тепла при общем управлении этим режимом, осуществляемым диспетчерским центром.

***Единая энергетическая система России*** *(ЕЭС России)* - совокупность производственных и иных имущественных объектов электроэнергетики, находящих-

ся на территории России, связанных единым процессом производства (в том числе производства в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии) и передачи электрической энергии в условиях централизованного оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

***Синхронная зона*** *(Synchronous Area)* – совокупность всех синхронно работающих энергосистем, имеющих общую системную частоту электрического тока.

***Энергообъединение*** - множество энергосистем, работающих синхронно (в единой синхронной зоне).

***Изолированная энергосистема (часть энергосистемы)*** *(Island – Остров)* – энергосистема, не имеющая электрических связей для параллельной работы с другими энергосистемами.

***UCTE*** *(Union for the coordination of transmission of electricity)* - Союз по координации передачи электроэнергии, объединяющий энергосистемы стран Западной, Центральной и Восточной Европы.

***Электрическая сеть*** – совокупность электроустановок для передачи, преобразования и распределения электрической энергии, состоящая из подстанций, распределительных устройств, токопроводов, воздушных (ВЛ) и кабельных линий электропередачи, работающих на определенной территории.

***Связь*** (в электрической сети) - последовательность элементов сети, соединяющих две части энергосистемы. Данная последовательность может включать в себя кроме линий электропередачи трансформаторы, системы (секции) шин, коммутационные аппараты.

***Транзитная электрическая связь операционной зоны (транзитная связь)*** - электрическая связь сети операционной зоны, переток мощности по которой существенно зависит от режима внешних по отношению к операционной зоне объектов электроэнергетики.

Используемые сокращения

АСЕ - (Area Control Error) ошибка области регулирования;
АСРК - система автоматического регулирования нагрузки котлов;
АСР - автоматическая система регулирования;
АЧР - автоматическая частотная разгрузка;
АОП - автоматическое ограничение перетока;
АРЧМ - автоматическое регулирование частоты и перетоков мощности;
АЭС - атомная электростанция;
ВЛ - воздушная линия;
ГЭС - гидроэлектростанция;
ГАЭС - гидроаккумулирующая электростанция;
ГРАМ - система группового регулирования активной мощности;
ГТЧ - генератор технической частоты;
ДПР - диапазон первичного регулирования;
ДЦ - диспетчерский центр;
ЕЭС - Единая энергосистема России;
ИВС - информационно- вычислительные системы;
ЛЭП - линия электропередачи;
МИМ - механизм изменения мощности;
МИЧО - механизм изменения числа оборотов;
МУТ - механизм управления турбиной;

НА - направляющий аппарат;
НПРЧ - нормированное первичное регулирование частоты;
ОП - оперативное ограничение перетока;
ОПРЧ - общее первичное регулирование частоты;
ПА - противоаварийная автоматика;
ПГУ - парогазовая установка;
РЗА - релейная защита и автоматика;
РК - регулирующие клапаны;
РЧ - регулирование частоты;
РЧВ - регулятор частоты вращения турбины;
РПЧ - регулирование суммарного внешнего перетока с коррекций по частоте;
САОН - специальная автоматика отключения нагрузки;
САР - система автоматического регулирования;
СЧХ - статическая частотная характеристика;
СНГ - Содружество Независимых Государств;
ССПИ - система сбора и передачи информации;
ТЭС - тепловая электростанция;
ТЭЦ - тепловая электроцентраль;
ЦС АРЧМ - централизованная система АРЧМ;
ЦКС АРЧМ - центральная координирующая система АРЧМ;
ЭГР - электрогидравлические регуляторы;
ЭС - энергетическая система.

# 4 Система регулирования частоты и перетоков активной мощности

4.1 Общие положения и требования

Основой регулирования режима по частоте и перетокам активной мощности (регулирования частоты) в единой и изолированно работающих энергосистемах России является выполнение всеми субъектами своих обязательств по параллельной работе, в том числе:

– общих требований по обеспечению надежности параллельной работы и качества электрической энергии;

– заданий по обмену мощностью между субъектами, выданных ЦДУ ЕЭС, ОДУ.

К числу общих требований по обеспечению надежности параллельной работы и качества электроэнергии относятся:

– участие субъектов в общем первичном регулировании для стабилизации частоты в нормальных условиях и предотвращения чрезмерных ее отклонений в целях обеспечения надежности ЕЭС при аварийных отключениях генерирующей или потребляемой мощности, линий электропередачи либо разделении на части ЕЭС, ОЭС, срабатывании противоаварийной автоматики, а также для поддержания живучести аварийно отделившихся от ЕЭС частей.

– ограничение опасных повышений перетоков мощности по контролируемым сечениям электрической сети, транзитным линиям электропередачи, авто-

трансформаторам связи, могущих привести к нарушению устойчивости параллельной работы либо повреждению оборудования;

– поддержание и своевременное предоставление согласованного первичного резерва на выделенных электростанциях для обеспечения нормированного первичного регулирования.

Выполнение заданий по обмену мощностью между областями регулирования предполагает:

– при номинальной частоте выполнение заданных СО-ЦДУ ЕЭС, СО-ОДУ сальдо перетоков мощности по внешним связям, заданной мощности электростанций с необходимой точностью;

– при временном отклонении частоты от номинального уровня - изменение сальдо перетоков на величину заданной СО-ЦДУ ЕЭС, СО-ОДУ частотной коррекции в порядке участия электростанций в общем и нормированном первичном регулировании частоты;

– в любых случаях самостоятельное выявление и устранение за заданный период времени небаланса мощности в целях восстановления планового значения сальдо перетоков мощности при номинальном уровне частоты;

– поддержание согласованного вторичного резерва для постоянной готовности к эффективному вторичному регулированию в энергосистеме.

При разработке СО-ЦДУ ЕЭС, СО-ОДУ суточных графиков мощности электростанций ЕЭС, сальдо перетоков областей регулирования, согласовании графиков обмена мощностью с энергосистемами других стран обеспечивается плановый баланс генерации и потребления при номинальной частоте.

При практической реализации параллельной работы неизбежно возникновение отклонений от планируемых режимов, вызванных такими причинами, как:

– несовпадение прогнозируемого и реального энергопотребления в отдельных областях регулирования, энергосистемах и в целом по энергообъединению;

– временные несоответствия заданной по часовым интервалам мощности электростанций, сальдо перетоков областей регулирования, энергосистем непрерывно изменяющейся нагрузке потребителей, особенно в часы подъема и спада нагрузки;

– нерегулярные колебания энергопотребления;

– отклонение мощности электростанций от заданной из-за нестабильных характеристик топлива, неисправности основного или вспомогательного оборудования и т.п.;

– аварийное отключение генерирующей или потребляемой мощности, срабатывание противоаварийной автоматики;

– задержка в переходе на новую заданную нагрузку на электростанциях, на новое сальдо перетоков в энергосистемах.

Кратковременные самоустраняющиеся отклонения от планируемого режима не требуют вмешательства персонала. Более длительные и устойчивые отклонения должны устраняться средствами вторичного регулирования. Во всех случаях возникающие отклонения частоты должны ограничиваться допустимыми пределами средствами первичного регулирования.

С целью регулирования частоты осуществляется первичное, вторичное и третичное регулирование.

К общему первичному регулированию привлекаются все электростанции ЕЭС, изолированно работающих энергосистем.

К нормированному первичному регулированию частоты привлекаются выделенные электростанции НПРЧ, удовлетворяющие соответствующим требованиям.

Вторичное регулирование организуется на электростанциях, в областях регулирования и ограничения, в ЕЭС России в целом.

Третичное регулирование организуется в областях регулирования и в ЕЭС России в целом. Третичное регулирование в общем случае обеспечивает постоянное поддержание нормальных условий эксплуатации ЕЭС.

Резервы третичного регулирования размещаются на выделенных для этой цели электростанциях и используются для поддержания и восстановления резервов вторичного регулирования.

Ограничение перетоков мощности в транзитной сети ЕЭС производится диспетчерскими центрами по поручению ЦДУ ЕЭС России.

4.2 Требования к организации и осуществлению процесса регулирования

4.2.1 Электростанции и другие объекты электроэнергетики под управлением субъектов оперативно-диспетчерского управления должны совместно непрерывно регулировать текущий режим ЭС по частоте и перетокам активной мощности, обеспечивая:

– поддержание нормированного качества частоты электрического тока в энергосистеме;

– поддержание нормированного уровня надёжности и предотвращение нарушений нормального режима энергосистем путем ограничения перетоков мощности по связям и сечениям максимально допустимыми;

– восстановление плановых обменов мощностью и нормированного качества частоты в синхронной зоне при внезапном возникновении расчетного небаланса мощности в любых областях регулирования ЕЭС России;

– предотвращение развития аварий в энергообъединении, срабатывания АЧР и разгрузки (по условиям безопасности) атомных электростанций при внезапном возникновении расчетного аварийного небаланса мощности в энергообъединении, в том числе вследствие отделения от него энергосистем (частей энергосистем);

– сохранение функционирования электростанций и энергоснабжения потребителей при авариях в энергосистемах, в том числе при разделении энергообъединения, энергосистемы на части, путем максимальной мобилизации регулировочной способности всех электростанций аварийного района.

4.2.2 Регулирование частоты и перетоков мощности должно осуществляться совместным действием систем первичного (общего и нормированного), вторичного и третичного регулирования и действием диспетчеров операционных зон.

4.2.3 Общее первичное регулирование частоты должно осуществляться всеми электростанциями путем изменения мощности под воздействием систем первичного регулирования частоты в пределах имеющихся регулировочных возможностей, ограниченных только допустимостью режимов оборудования.

4.2.4 Нормированное первичное регулирование частоты должно осуществляться выделенными электростанциями (энергоблоками), которые имеют требуемые технические характеристики первичного регулирования и на которых задается и постоянно поддерживается необходимый первичный резерв.

4.2.5 В режимах энергосистемы, когда величина требуемой первичной мощности превышает заданный первичный резерв, выдача мощности электростанциями нормированного первичного регулирования должна осуществляться во всем диапазоне регулирования, ограниченном только допустимостью режимов оборудования.

Дополнительная (сверх предусмотренного первичного резерва НПРЧ) первичная мощность выдаётся в рамках требований к ОПРЧ.

4.2.6 Вторичное регулирование должно производиться в целях:

– поддержания автоматически или оперативно номинальной или заданной иной частоты в энергосистеме;

– поддержания баланса мощности области регулирования путём регулирования заданного с частотной коррекцией ее суммарного внешнего перетока;

– поддержания перетоков мощности по связям и сечениям в допустимых диапазонах;

– восстановления использованных заданных резервов мощности первичного регулирования;

– исполнения заданных диспетчерских графиков производства и потребления мощности субъектами электроэнергетики.

4.2.7 Третичное регулирование в ЕЭС России должно осуществляться оперативно либо автоматически (с использованием ЦС АРЧМ) путем изменения мощности выделенных электростанций третичного регулирования.

4.2.8 Допускается участие энергоблоков и электростанций одновременно во всех видах регулирования при условии выполнения требований по каждому из видов регулирования независимо от одновременности участия в других видах регулирования.

4.2.9 Атомные электростанции участвуют в регулировании частоты с учетом технологических особенностей.

4.2.10 Системный оператор (в изолированной энергосистеме - субъект оперативно-диспетчерского управления) должен обеспечивать:

– определение сечений транзитной сети ЕЭС, требующих организации ограничения перетоков величиной максимально допустимых перетоков в этих сечениях;

– разработку структуры системы вторичного регулирования с учётом действующих правил оптового рынка мощности и рынка системных услуг;

– организацию вторичного регулирования, определение областей регулирования и ограничения, формулирование для каждой из них соответствующих задач вторичного регулирования и выделение для их выполнения электростанций;

– организацию нормированного первичного регулирования частоты и третичного регулирования;

– определение и обоснование необходимой величины и размещения резервов первичного, вторичного и третичного регулирования;

– разработку и задание диспетчерских графиков, предусматривающих наличие и размещение необходимых резервов первичного, вторичного и третичного регулирования;

– определение необходимых функций и структуры ЦС АРЧМ в ЕЭС с учетом представленных выше структуры и задач вторичного регулирования, наличия имеющихся регулировочных возможностей на автоматизированных электростанциях;

– создание и эксплуатацию (совместно с сетевыми и генерирующими компаниями) ЦС АРЧМ с необходимым в конкретных условиях набором функций;

– управление текущим режимом ЕЭС России, областей регулирования и ограничения путём осуществления автоматического либо оперативного вторичного регулирования, поддержание необходимой величины и размещения резервов первичного и вторичного регулирования путём осуществления оперативного третичного регулирования;

–

– разработку технических требований для объектов электроэнергетики, участвующих в первичном, вторичном и третичном регулировании;

– контроль готовности объектов электроэнергетики к участию в первичном, вторичном и третичном регулировании;

– мониторинг участия субъектов электроэнергетики в первичном, вторичном и третичном регулировании, оценку качества регулирования и его соответствия требованиям.

4.2.11 Все электростанции должны обеспечивать:

– поддержание заданной диспетчерскими графиками мощности при номинальной частоте;

– участие в общем первичном регулировании в соответствии с действующими нормативными документами [5].

4.2.12 Электростанции, выделенные для нормированного первичного, вторичного и третичного регулирования, должны обеспечивать:

– создание и эксплуатацию на электростанциях необходимых систем автоматического управления для участия в первичном, вторичном и третичном регулировании, достаточном для выполнения технических требований Системного оператора (в изолированных энергосистемах - соответствующего субъекта оперативно-диспетчерского управления);

– участие в первичном, вторичном и третичном регулировании;

– поддержание резервов мощности, заданных субъектами оперативно-диспетчерского управления;

– организацию и эксплуатацию каналов связи для взаимодействия с субъектами оперативно-диспетчерского управления согласно диспетчерской подчиненности субъекта;

– создание и эксплуатацию на электростанциях необходимых систем мониторинга участия в первичном, вторичном и третичном регулировании.

4.2.13 Электросетевые организации должны обеспечивать:

– создание, эксплуатацию на собственных объектах оборудования и каналов связи для мониторинга режимов энергетического оборудования и процессов регулирования, измерения, передачи субъектам оперативно-диспетчерского управле-

ния телеинформации о величине и направлении текущих значений перетоков мощности по связям с необходимой точностью, быстродействием и надежностью;

– эксплуатацию на договорной основе на собственных объектах оборудования и каналов связи, необходимых для обеспечения приема-передачи телеинформации между субъектами оперативно-диспетчерского управления (диспетчерскими центрами) и объектами электроэнергетики, участвующих в автоматическом вторичном и третичном регулировании.

## 5 Требования к качеству регулирования

Для обеспечения надежного функционирования ЕЭС и изолированно работающих энергосистем России, должны выполняться следующие требования к качеству регулирования частоты и перетоков мощности:

5.1 В «ЕЭС России»

5.1.1 Частота должна находиться в пределах 50±0,2 Гц не менее 95% времени суток, не выходя за предельно допустимые 50±0,4 Гц [7].

При этом средствами вторичного регулирования режима должно, как правило, обеспечиваться [6]:

– поддержание средней частоты за любые 0,5 часа суток в пределах 50±0,01 Гц в целях преимущественного удержания текущей частоты в пределах полосы регулирования 50±0,02 Гц для предотвращения излишнего запуска нормированного первичного регулирования частоты в нормальных условиях,

– совместно с нормированным первичным регулированием частоты - удержание текущей частоты в пределах 50±0,05 Гц (нормальный уровень) и в пределах 50±0,2 Гц (допустимый уровень) с восстановлением нормального уровня частоты и заданных суммарных внешних перетоков мощности областей регулирования за время не более 15 минут для согласования отклонений частоты с планируемыми запасами пропускной способности транзитных сетей ЕЭС в нормальных условиях.

5.1.2 Перетоки в сечениях транзитной сети ЕЭС, требующих ограничения перетоков максимально допустимыми значениями, должны удерживаться в допустимых пределах средствами вторичного регулирования режима. При этом превышение максимально допустимых значений перетоков должно ликвидироваться автоматически за время не более 5 минут [4] либо оперативно (при отсутствии либо неэффективности автоматических ограничителей перетока) - за время не более 20 минут [10].

5.1.3 На электростанциях, выделенных для вторичного регулирования режима, постоянно должен поддерживаться вторичный резерв, достаточный для выполнения порученных функций вторичного регулирования:

– регулирования частоты (либо заданной с частотной коррекцией межгосударственной обменной мощности) для вторичного регулирования в диспетчерском центре ЦДУ ЕЭС;

– регулирования заданной с частотной коррекцией обменной мощности для вторичного регулирования областей регулирования уполномоченных диспетчерских центров ОДУ и РДУ;

– ограничения перетоков мощности в транзитной сети ЕЭС в соответствии с требованиями Системного оператора.

Динамика мобилизации вторичного резерва при выполнении функции регулирования баланса (частоты, обменной мощности) области регулирования либо функции ограничения перетоков должна удовлетворять указанным выше требованиям.

5.1.4 На электростанциях, выделенных для нормированного первичного регулирования частоты, должен постоянно поддерживаться заданный для ЕЭС суммарный первичный резерв, удовлетворяющий требованиям НПРЧ:

– мобилизация заданного резерва при отклонении частоты до 0,2 Гц через 15 секунд наполовину и через 30 секунд полностью;

– последующее устойчивое удержание пропорциональной текущему отклонению частоты доли заданного первичного резерва вплоть до восстановления нормальной частоты (вхождения частоты в полосу регулирования).

При малых отклонениях частоты, не превышающих полосы регулирования (в пределах мёртвой полосы системы первичного регулирования энергоблоков), первичный резерв предоставляться не должен.

При отклонениях частоты, превышающих полосу регулирования, должна мобилизоваться доля заданного суммарного первичного резерва, пропорциональная этому превышению. Динамика мобилизации и последующее удержание потребной доли заданного суммарного первичного резерва - половина через 15 и полностью через 30 секунд.

При превышающих 0,2 Гц отклонениях частоты мобилизованная суммарная первичная мощность должна быть не ниже заданного суммарного первичного резерва, а динамика её мобилизации и последующего удержания должна быть не хуже указанной для 0,2 Гц.

5.2 В изолированно работающих энергосистемах

5.2.1 частота должна находиться в пределах 50±0,2 Гц не менее 95% времени суток, не выходя за предельно допустимый уровень 50±0,4 Гц [7];

5.2.2 средняя частота за любые 0,5 часа суток должна поддерживаться в пределах 50±0,05 Гц;

5.2.3 перегрузки транзитных связей и сечений при превышении максимально допустимых перетоков должны ликвидироваться:

– автоматически за время не более 5 минут,

– оперативно (при отсутствии автоматического ограничения

– перетоков или его недостаточности) - за время не более 20 минут.

5.2.4 на выделенных для вторичного регулирования электростанциях должен постоянно поддерживаться необходимый вторичный резерв.

В изолированных от ЕЭС России энергосистемах НПРЧ, как правило, не организовывается и первичный резерв не планируется.

# 6 Первичное регулирование частоты

6.1 Общие положения.

Первичное регулирование частоты в ЕЭС России должно обеспечивать выполнение требований, изложенных в разделах 4 и 5 и способствовать поддержанию необходимого значения и стабильности во времени крутизны статической частотной характеристики ЕЭС России, устанавливаемой ежегодно органом, определенным на базе соглашения стран СНГ и Балтии для ЕЭС России.

Обязательное участие всех электростанций в ОПРЧ должно способствовать сохранению энергоснабжения регионов с максимальным использованием регулировочных возможностей электростанций при аварийных изменениях частоты, в том числе при разделении ЕЭС.

Крутизна статической частотной характеристики ЕЭС России определяет величину первичной мощности ЕЭС России, выдаваемой в соответствии с принципом совместного участия в первичном регулировании частоты синхронно работающих энергосистем, при возникновении отклонения частоты от номинального значения.

В любой момент времени крутизна СЧХ ЕЭС формируется тремя компонентами:

– саморегулированием потребителей, обусловленным наличием зависимости потребляемой мощности от частоты;

– саморегулированием электростанций в меру имеющихся регулировочных возможностей систем первичного регулирования и энергетического оборудования (ОПРЧ);

– нормированным первичным регулированием частоты, осуществляемым выделенными электростанциями НПРЧ в соответствии с требованиями Системного оператора.

Первая компонента зависит от структуры и от величины текущей нагрузки ЕЭС и потому различна в разные периоды времени.

Вторая компонента крутизны СЧХ в нормальных условиях работы ЕЭС также различна по величине в разные периоды времени из-за отсутствия на электростанциях ОПРЧ запланированного первичного резерва, нестабильной зоны нечувствительности первичных регуляторов и относительно низкого быстродействия систем первичного регулирования.

Третья компонента предназначена для формирования гарантированного уровня качества первичного регулирования частоты в ЕЭС независимо от упомянутых факторов.

Первые две компоненты дополнительно повышают крутизну СЧХ ЕЭС, однако это повышение отличается нестабильностью.

Величина необходимого первичного резерва ЕЭС России устанавливается ежегодно органом, определенным на базе соглашения стран СНГ и Балтии, как доля ЕЭС России в компенсации принятой величины расчетного аварийного небаланса мощности синхронной зоны в соответствии с принципом совместного участия в первичном регулировании частоты синхронно работающих энергосистем других стран, исходя из условия обеспечения необходимой для энергообъединения величины крутизны СЧХ и предотвращения опасных для энергообъеди-

нения отклонений частоты, в том числе и в переходном процессе мобилизации первичных резервов.

6.2 Требования к общему первичному регулированию частоты

6.2.1 Все электростанции ЕЭС и изолированно работающих энергосистем России должны участвовать в ОПРЧ [5,6].

Обязательность участия обусловлена необходимостью готовности каждой электростанции к аварийному регулированию частоты с максимальным использованием регулировочных возможностей.

6.2.2 Готовая к общему первичному регулированию тепловая электростанция, энергоблок должны удовлетворять следующим основным требованиям:

6.2.2.1 Совокупность энергетического и вспомогательного оборудования, технологической автоматики энергоблока, электростанции, используемые режимы их эксплуатации должны позволять в пределах установленного регулировочного диапазона нагрузок поддерживать диапазон первичного регулирования (ДПР) величиной до 20% номинальной мощности.

6.2.2.2 При однократном изменении мощности турбоагрегата в пределах ДПР на ±10% номинальной под воздействием регулятора частоты вращения (РЧВ) переходный процесс мобилизации первичной мощности должен укладываться в границы, установленные настоящим стандартом (Приложение 1), а новая заданная мощность должна поддерживаться всем энергетическим оборудованием и технологической автоматикой энергоблока, электростанции неограниченное время.

В течение переходного процесса и далее при поддержании нового значения мощности технологические параметры режима энергоустановки не должны выходить за допустимые пределы.

При повторных изменениях мощности турбоагрегата под воздействием РЧВ в пределах ДПР с интервалом не менее 10 мин в любом направлении мощность энергоблока, электростанции должна успевать стабилизироваться и удерживаться на новом требуемом значении до следующего изменения.

Переходный процесс после каждого изменения мощности также должен укладываться в границы, установленные настоящим стандартом, а параметры режима энергоустановки не должны выходить за допустимые пределы.

6.2.2.3 При выходе мощности турбоагрегата под воздействием РЧВ за пределы ДПР средства технологической автоматики не должны допускать нарушений нормального режима энергоустановки либо угрозы ее аварийного останова.

6.2.2.4 Регулятор частоты вращения турбины должен постоянно контролировать режим турбоагрегата, обеспечивая во взаимодействии с технологической автоматикой котла аварийное регулирование при нарушении баланса паровой и электрической мощности на валу турбоагрегата по любой причине и участие турбоагрегата в первичном регулировании частоты путём автоматического изменения мощности при изменении частоты его вращения.

6.2.2.5 Зона нечувствительности системы первичного регулирования не должна превышать 0,15 Гц (мёртвая полоса системы первичного регулирования с фиксированной уставкой номинальной частоты не должна превышать 50 ± 0,075 Гц).

6.2.2.6 Статизм по мощности за пределами зоны нечувствительности (мёртвой полосы) системы первичного регулирования должен составлять 4 - 6 %.

6.2.2.7 Режимы оборудования, при которых автоматический регулятор частоты вращения турбоагрегата не может выполнять своих функций, не должны допускаться.

6.2.2.8 Частотные корректоры регуляторов мощности любых типов должны лишь помогать работе регулятора частоты вращения турбины, не заменяя его и не ухудшая его статических и динамических характеристик, в том числе при аварийных режимах турбоагрегата и энергоблока.

6.2.2.9 Технологическая автоматика котла и турбины должна способствовать эффективной работе регулятора частоты вращения турбины путем своевременного изменения их нагрузки в целях поддержания нового заданного значения активной мощности в процессе первичного регулирования частоты без выхода параметров технологического процесса за допустимые пределы.

6.2.2.10 Временный вывод из действия систем регулирования котла или турбины, перевод энергетического оборудования в режимы, препятствующие участию в ОПРЧ, должны быть согласованы с соответствующим диспетчерским центром в установленном системном оператором порядке [6].

6.2.2.11 В инструкциях оперативному персоналу электростанций, энергоблоков должны содержаться указания по обеспечению участия и о методах контроля участия энергоблоков и электростанций в общем первичном регулировании частоты.

6.2.2.12 Соответствие требованиям к общему первичному регулированию должно быть подтверждено результатами испытаний.

6.2.3 В общем первичном регулировании должны участвовать все гидроэлектростанции, в том числе работающие в генераторном режиме гидроаккумулирующие электростанции. Готовая к общему первичному регулированию гидроэлектростанция, гидроагрегат должны удовлетворять следующим основным требованиям:

6.2.3.1 Зона нечувствительности системы первичного регулирования гидроагрегата не должна превышать 0,15 Гц (мёртвая полоса системы первичного регулирования с фиксированной уставкой номинальной частоты не должна превышать 50 ± 0,075 Гц) как при наличии, так и при отсутствии ГРАМ.

6.2.3.2 Статизм по мощности за пределами мертвой полосы должен быть 4-6%.

6.2.3.3 Наличие на ГЭС системы группового регулирования активной мощности (ГРАМ), в том числе с воздействием на нее устройств системного автоматического регулирования частоты и перетоков мощности (АРЧМ), не освобождает гидроагрегаты от участия в общем первичном регулировании частоты и не смягчает требований к нему (Приложение 2).

6.2.3.4 Первичное регулирование частоты гидроагрегатами ГЭС должно сохранять эффективность при разделении ГЭС на части, в том числе аварийном. В связи с этим при наличии ГРАМ должен быть предусмотрен быстродействующий автоматический перевод гидроагрегатов на индивидуальное регулирование (с восстановлением нормальной настройки РЧВ турбин) при разделении схемы ГЭС на части или при отделении одного или нескольких гидроагрегатов.

6.2.3.5 Соответствие требованиям к общему первичному регулированию должно быть подтверждено результатами испытаний.

6.2.3.6 Временный вывод из действия систем регулирования либо использование препятствующих ОПРЧ режимов должны быть согласованы с соответствующим диспетчерским центом в установленном Системным оператором порядке [6].

6.2.3.7 Оперативный персонал ГЭС должен быть обучен методике контроля и управления гидроагрегатами, участвующими в первичном регулировании частоты.

6.2.4 Требования к энергоблокам АЭС, участвующим в ОПРЧ

Общие положения

Настоящие требования распространяются на действующие энергоблоки АЭС, участвующие в общем первичном регулировании частоты в ЕЭС.

Участие АЭС в ОПРЧ обусловлено необходимостью поддержания надежности режимов энергосистемы и ограничено требованиями к безопасности энергоблоков. При этом оборудование и технологическая автоматика АЭС должны обеспечивать:

– несение заданной графиками средней нагрузки энергоблоков при частоте 50 ± 0,05 Гц;

– динамическую стабилизацию режима турбоагрегата энергоблока действием системы автоматического регулирования (САР) турбины при переходных процессах в энергосистеме при настройке САР (динамической и статической) согласно техническим условиям на турбину;

– сохранение технологической устойчивости энергоблока при чрезмерных аварийных отклонениях частоты путем удержания устойчивого режима реактора при участии в первичном регулировании частоты в аварийных условиях при условии обеспечения требований Технологического регламента безопасной эксплуатации энергоблока;

– аварийное регулирование при нарушении баланса паровой и электрической мощности на валу турбоагрегата по любой причине.

6.2.4.2 В ОПРЧ должны участвовать все энергоблоки АЭС, признанные в установленном порядке готовыми к участию в ОПРЧ. На этих энергоблоках должен поддерживаться диапазон первичного регулирования всех систем автоматического регулирования и энергетического оборудования в согласованных размерах.

6.2.4.3 Первичное регулирование должно обеспечивать устойчивую выдачу требуемой первичной мощности (в пределах диапазона первичного регулирования) с момента возникновения отклонения частоты до возврата частоты в заданную зону нечувствительности регуляторов и не допускать при этом нарушения технологической устойчивости оборудования.

6.2.4.4 Система регулирования энергоблока АЭС должна отслеживать текущие отклонения частоты с учетом возможного изменения не только величины, но и знака отклонения.

6.2.4.5 Должны быть обеспечены следующие технические параметры регулирования энергоблока, участвующего в ОПРЧ:

– мёртвая полоса системы первичного регулирования энергоблока (совокупная зона нечувствительности САР турбины, частотного корректора регулятора мощности, САР реактора), не более (50 ± 0,075) Гц

– статизм системы первичного регулирования энергоблока за пределами мёртвой полосы до исчерпания диапазона первичного регулирования (4 ÷ 6) %

– диапазон первичного регулирования относительно номинальной мощности энергоблока*, не менее (92 ÷ 102) %

– время участия в ОПРЧ: до возврата частоты в зону нечувствительности регулятора.

* Величина выдаваемой первичной мощности Рп (Рп%) в зависимости от текущего отклонения частоты в пределах указанного диапазона отклонений мощности определяется по выражению:

$$Рп\% = \frac{Рп}{Рном}(\%) = -\frac{100}{S\%}\cdot\frac{\Delta fp}{fн}(\%),$$

где S% - статизм первичного регулирования в пределах 4÷6%;

Рном – номинальная мощность энергоблока, МВт;

Δfp – фиксируемое системой регулирования энергоблока отклонение частоты от ближайшего края зоны нечувствительности САР турбоагрегата;

fн – номинальная частота 50 Гц.

При более значительных отклонениях частоты энергоблок должен устойчиво выдавать первичную мощность, соответствующую границе диапазона.

### 6.3 Требования к нормированному первичному регулированию частоты

6.3.1 К использованию в нормированном первичном регулировании могут привлекаться гидравлические, гидроаккумулирующие, тепловые, атомные электрические станции, удовлетворяющие требованиям НПРЧ, установленным стандартами ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС».

6.3.2 Соответствие требованиям стандартов должно быть подтверждено результатами сертификационных испытаний.

6.3.3 Участие в НПРЧ выделенных электростанций должно быть оформлено в установленном Системным оператором порядке в соответствии с действующими нормативными документами, а также требованиями рынка системных услуг. В договоре на участие в НПРЧ определяются плановые нагрузки и значения первичного резерва, которые могут быть размещены и реализованы с требуемыми динамическими и статическими характеристиками НПРЧ для электростанции, её энергоблоков.

6.3.4 Заданный для ЕЭС первичный резерв $Р_п$ распределяется Системным оператором между выделенными для участия в НПРЧ электростанциями (для блочных электростанций - между энергоблоками).

Каждой электростанции, энергоблоку задаются:

– Величина первичного резерва на загрузку и разгрузку,

– Величина мёртвой полосы системы первичного регулирования,

– Величина отклонения частоты полной мобилизации резерва (либо соответствующая ей величина статизма системы первичного регулирования электростанции, энергоблока).

Прочие, постоянные характеристики НПРЧ определяются договором, а плановая мощность – диспетчерскими графиками.

При распределении резервов расчетным путем проверяется допустимость полной мобилизации первичных резервов без превышения перетоками по связям

и сечениям [4] максимально допустимых значений для послеаварийного режима [10] при всех возможных аварийных расчетных небалансах мощности.

Проверка производится на 30 секунде после возникновения возмущения и в последующем до восстановления нормальной частоты.

6.3.5 Выданные энергоблокам задания в совокупности должны удовлетворять заданным для ЕЭС и указанным в разделе 5 характеристикам НПРЧ как в пределах полосы регулирования, так и за её пределами.

Выдаваемая каждым конкретным энергоблоком первичная мощность $P_{п}$ при внезапном отклонении частоты $\Delta f$ (по прошествии заданного времени мобилизации) определяется по выражению:

$P_{п} = 0$

при $\Delta f$ в пределах мёртвой полосы $\Delta f_{м}$,

$P_{п} = P_{п\ рез}$

при $\Delta f$, равном либо превышающем отклонение полной мобилизации $\Delta f_{моб}$,

$P_{п} = 2 * P_{ном} * (\Delta f - \Delta f_{м}) / s\%$, МВт

в иных случаях.

Размещённый на энергоблоке первичный резерв $P_{п\ рез}$ в МВт либо $P_{п\ рез}\%$ (в процентах от номинальной мощности энергоблока $P_{ном}$), статизм s% за пределами мёртвой полосы первичного регулирования $\pm\Delta f_{м}$ связаны с отклонением частоты полной мобилизации первичного резерва $\Delta f_{моб}$ на данном энергоблоке соотношением:

$\Delta f_{моб} = ( P_{п\ рез} / P_{ном} ) * ( s\% / 2 ) + \Delta f_{м} = ( P_{п\ рез}\% * s\% ) / 200 + \Delta f_{м}$, Гц.

Выдаваемая всеми энергоблоками суммарная первичная мощность при данном отклонении частоты определяется путём суммирования первичных мощностей, выдаваемых каждым из энергоблоков, вычисленных по приведенным выражениям с учётом заданной для этого энергоблока настройки НПРЧ.

Размещаемый на энергоблоке первичный резерв $P_{п\ рез}\%$ при заданных мёртвой полосе $\Delta f_{м}$ и отклонении частоты полной мобилизации $\Delta f_{моб}$ связан со статизмом первичного регулирования энергоблока соотношением:

$P_{п\ рез}\% = 200 (\Delta f_{моб} - \Delta f_{м}) / s\%$, в процентах от номинальной мощности.

При мёртвой полосе ± 0,02 Гц и отклонении полной мобилизации ± 0,2 Гц этой зависимостью определяется рекомендуемое значение размещаемого на энергоблоке первичного резерва при выбранном статизме (либо требуемый статизм при выбранном значении размещаемого первичного резерва):

$P_{п\ рез}\% = 36 / s\%$

Размещаемый на энергоблоке резерв может составить 9, 7 или 6% номинальной мощности при статизме соответственно 4, 5 или 6% (статизм и первичный резерв выбираются в пределах требований нормативных документов).

Настройка НПРЧ считается удовлетворительной, если заданные для ЕЭС характеристики НПРЧ обеспечиваются при четырёх значениях отклонения частоты (рекомендуемые контрольные отклонения частоты

± 0,05, ± 0,1, ± 0,15 и ± 0,2 Гц).

Выдаваемая энергоблоками НПРЧ суммарная первичная мощность (по прошествии времени мобилизации) при контрольных отклонениях частоты в долях от заданного первичного резерва ЕЭС должна составить:

$P_{п} / P_{п\ рез} = (\Delta f - \Delta f_{м}) / (\Delta f_{моб} - \Delta f_{м}) = (\Delta f - 0{,}02) / (0{,}2 - 0{,}02)$
$= (\Delta f - 0{,}02) / 0{,}18,$

что соответствует 0.17 при 0,05 Гц, 0,44 при 0,1 Гц, 0,72 при 0,15 Гц и 1,0 при 0,2 Гц отклонения частоты от номинального значения 50,0 Гц.

**Примечание.** Задаваемые для отдельных энергоблоков характеристики НПРЧ могут отличаться от заданных энергосистеме. Облегчение требований к отдельным энергоблокам в этом случае должно компенсироваться ужесточением требований к другим энергоблокам для достижения необходимых суммарных показателей при контрольных отклонениях частоты.

6.3.6 Должны определяться и контролироваться значения ожидаемой крутизны СЧХ областей регулирования и ограничения, других ОЭС и ЕЭС России в целом (по методике, изложенной в п. 7.2.8).

6.3.7 Первичный резерв должен предусматриваться в суточных графиках нагрузки электростанций и энергоблоков, выделяемых для нормированного первичного регулирования.

# 7 Вторичное регулирование

7.1 Структура и функции системы вторичного регулирования

7.1.1 Система вторичного регулирования в ЕЭС и в изолированно работающих энергосистемах России включает в себя:

– вторичное регулирование заданной диспетчерскими графиками мощности (с частотной коррекцией) на электростанциях;

– вторичное регулирование режимов энергосистем в операционных зонах диспетчерских центров РДУ, ОДУ и ЦДУ ЕЭС соответственно.

7.1.2 Структура и распределение функций между участниками системы вторичного регулирования в ЕЭС устанавливаются Системным оператором (в изолированно работающих энергосистемах – субъектами оперативно - диспетчерского управления) в соответствии с действующими нормативными документами, требованиями оптового рынка мощности и своевременно пересматриваются по мере развития энергосистем, оптовых рынков мощности, рынков системных услуг и т.п.

7.1.3 Вторичное регулирование режимов энергосистем предусматривает выполнение соответствующими диспетчерскими центрами следующих основных функций:

– регулирование частоты в синхронной зоне (в изолированно работающей энергосистеме) либо обменной мощности по заданным межгосударственным связям;

– регулирование обменной мощности областей регулирования (объединенных либо региональных энергосистем), диспетчерским центрам которых поручено поддержание заданной с частотной коррекцией обменной мощности;

– мониторинг обменной мощности либо перетоков в заданных сечениях транзитной сети диспетчерскими центрами других энергосистем, не уполномоченных на поддержание заданного для справки баланса;

– ограничение перетоков мощности в заданных сечениях транзитной сети энергосистем областей ограничения либо регулирования.

7.1.4 Обязанностью Системного оператора (субъекта оперативно - диспетчерского управления в изолированно работающих энергосистемах) является:

– определение актуальных функций вторичного регулирования режима подведомственной операционной зоны;

– формирование перечня контролируемых при выполнении этих функций сечений транзитной сети;

– формирование перечня электростанций вторичного регулирования, оценка возможности размещения на них вторичных резервов, достаточных для выполнения всей совокупности актуальных функций вторичного регулирования режима;

– выделение областей регулирования и областей ограничения, формулирование для каждой из них перечней функций вторичного регулирования и придаваемых для их выполнения электростанций вторичного регулирования, распределение ответственности между диспетчерскими центрами всех уровней за выполнение каждой из актуальных функций.

7.1.5 В результате распределения функций вторичного регулирования режима диспетчерские центры всех уровней подразделяются на категории:

– диспетчерский центр, ответственный за общий баланс мощности ЕЭС (изолированно работающей энергосистемы) и осуществляющий регулирование частоты либо межгосударственной обменной мощности и (при необходимости) ограничение перетоков;

– диспетчерские центры областей регулирования объединенных и региональных энергосистем, ответственные за баланс мощности своих операционных зон и осуществляющие регулирование обменной мощности по связям с энергообъединением и (при необходимости) ограничение перетоков;

– диспетчерские центры областей ограничения объединенных и региональных энергосистем, ответственные за ограничение перетоков мощности;

– прочие диспетчерские центры, осуществляющие мониторинг режима в своих операционных зонах.

7.1.6 В ЕЭС и в изолированно работающих энергосистемах России используется смешанная структура вторичного регулирования режима. При этом:

– Иерархическая структура используется при организации взаимодействия вышестоящего диспетчерского центра с областями регулирования объединенных и региональных энергосистем. Диспетчерские центры ОДУ и РДУ, самостоятельно регулируя заданную обменную мощность (при необходимости - ограничивая собственные перетоки) с использованием собственных электростанций вторичного регулирования и вторичных резервов, одновременно участвуют в реализации команд вторичного регулирования диспетчерского центра высшего уровня путём изменения заданной обменной мощности в заранее установленных пределах;

– Централизованная структура используется при организации взаимодействия вышестоящего диспетчерского центра с областями ограничения и прочими диспетчерскими центрами. Команды вторичного регулирования диспетчерского центра высшего уровня поступают на электростанции вторичного регулирования через диспетчерские центры ОДУ и РДУ. В областях ограничения операторы последних уполномочены самостоятельно формировать подобные же команды для подведомственных электростанций при выполнении порученных им функций ограничения перетоков, являющихся приоритетными перед командами высшего уровня.

7.2 Общие требования к системе вторичного регулирования

7.2.1 В ЕЭС России и в изолированных энергосистемах круглосуточно, непрерывно должно осуществляться вторичное регулирование путем регулирования частоты либо регулирования суммарного межгосударственного перетока с коррекцией по частоте, а также ограничение перетоков по транзитным связям.

В ЕЭС России высшим уровнем вторичного регулирования режима является диспетчерский центр ЦДУ ЕЭС, в изолированно работающих энергосистемах – субъект оперативно-диспетчерского управления.

В областях регулирования и ограничения объединенных и региональных энергосистем круглосуточно, непрерывно должны выполняться порученные Системным оператором (субъектом оперативно - диспетчерского управления в изолированно работающих энергосистемах) функции вторичного регулирования.

В объединённых и региональных энергосистемах вторичное регулирование режима осуществляется диспетчерскими центрами соответствующих ОДУ и РДУ.

Вторичное регулирование заданной мощности (с частотной коррекцией) на электростанциях, исполнение команд диспетчерских центров в порядке участия выделенных электростанций во вторичном регулировании режима энергосистем осуществляется дежурными работниками электростанций или автоматически (с использованием ЦС АРЧМ).

7.2.2 В результате действия вторичного регулирования должны выполняться общие требования, изложенные в разделах 4 и 5 путём реализации функций, определённых в п.7.1.

7.2.3 Вторичное регулирование баланса мощности в областях регулирования, кроме регулирования частоты в синхронной зоне, должно быть селективным, способным к выделению небаланса мощности в собственной области на фоне колебаний частоты и обменной мощности, обусловленных небалансами также и в других регионах синхронной зоны.

Это обеспечивается регулированием обменной мощности с частотной коррекцией.

7.2.4 Текущее значение небаланса мощности в области регулирования определяется путём сопоставления фиксируемого текущего отклонения обменной мощности от планового значения (ошибки регулирования перетока) с частотной коррекцией (ошибкой регулирования частоты), характеризующей нормированное участие области в первичном регулировании частоты.

При нарушении баланса за пределами области регулирования ошибка регулирования перетока обусловлена выдачей первичной мощности из области и потому (при правильно заданном коэффициенте частотной коррекции) равна ошибке регулирования частоты, или частотной коррекции. Собственный небаланс равен нулю, вторичного регулирования не требуется.

При нарушении баланса в области регулирования ошибка регулирования перетока обусловлена приёмом первичной мощности извне, в то время как ошибка регулирования частоты по-прежнему равна первичной мощности, мобилизованной в области.

Суммирование значения внешней первичной мощности (ошибки регулирования перетока) с расчётным значением внутренней первичной мощности (ошибки

регулирования частоты) позволяет оценить значение собственного небаланса мощности.

Вторичное регулирование должно быть направлено на компенсацию собственного небаланса за счёт собственных вторичных резервов.

7.2.5 Для осуществления регулирования обменной мощности соответствующие диспетчерские центры должны быть оснащены:

– системой телеизмерения перетоков и автоматического формирования на их основе текущего значения обменной мощности области регулирования с погрешностью, удовлетворяющей требованиям вторичного регулирования и оптового рынка электроэнергии и мощности,

– системой измерения текущей частоты и автоматического формирования текущего значения частотной коррекции (ошибки регулирования частоты),

– системой автоматического определения текущего значения ошибки регулирования перетока (сопоставлением текущей обменной мощности с плановым значением),

– системой автоматического определения (путём сопоставления ошибок регулирования частоты и перетока) и представления оператору текущего расчётного значения небаланса мощности в области регулирования.

7.2.6 Вторичное регулирование обменной мощности (заданного с частотной коррекцией перетока), как оперативное, так и автоматическое, должно выполняться по критерию сетевых характеристик, при котором регулируемым параметром, подлежащим сведению к нулю, является ошибка регулирования G (ошибка области регулирования - АСЕ, численно равная текущему небалансу мощности в области регулирования), вычисляемая по выражению:

$G = \Delta Pc + Kч * \Delta f$, МВт,

где: $\Delta Pc = Pc.з - Pc$ – отклонение суммарного внешнего перетока Pc от заданного при номинальной частоте значения Pc.з. (ошибка регулирования перетока), МВт;

$\Delta f = f - fз$ - отклонение частоты f от заданного значения fз (нормально 50,0 Гц и 50±0,01 Гц в период коррекции синхронного времени);

Кч – заданный коэффициент частотной коррекции, МВт/Гц.

$Kч * \Delta f$ - ошибка регулирования частоты, МВт.

Суммарный внешний переток положителен при приеме мощности в энергосистему (область регулирования), отклонение частоты – при ее превышении заданного значения.

Ошибка регулирования G положительна при возникновении в области регулирования избытка генерируемой (недостатка потребляемой) мощности. При этом имеет место повышение частоты (ошибка регулирования частоты положительна и соответствует мобилизованной в области регулирования первичной мощности) и снижение приёма мощности из ЕЭС на величину первичной мощности, мобилизованной за пределами области регулирования (ошибка регулирования перетока положительна).

7.2.7 Селективность регулирования обменной мощности областей регулирования обеспечивается заданием коэффициентов частотной коррекции, по возможности равных ожидаемой крутизне СЧХ области регулирования.

Минимальное гарантированное значение крутизны СЧХ складывается из:

– крутизны СЧХ потребителей

$\sigma_{потр} = P_{п\,потр}/\Delta f = 100 * P_{потр} / (f_{ном} * s_{потр}\ \%)$

$= 2*P_{потр} / s_{потр}\ \%$, МВт/Гц,

где $P_{п\,потр}$ и $P_{потр}$ - расчётная первичная мощность и суммарная мощность потребителей области регулирования, МВт,

$s_{потр}$ % - статизм частотной характеристики потребителей; при отсутствии более точных данных может быть принят 100% (процент мощности на процент частоты);

– крутизны СЧХ электростанций нормированного первичного регулирования частоты $\sigma_г = P_{п\,г} / \Delta f$, МВт/Гц ,

где $P_{п\,г}$ - суммарная первичная мощность электростанций НПРЧ, которая должна быть мобилизована в области регулирования при отклонении частоты $\Delta f$, определённая для отклонения частоты 0,2 Гц по методике, изложенной в п. 6.3.

Задаваемое Системным оператором значение коэффициента частотной коррекции основывается на данных мониторинга крутизны СЧХ области регулирования и должно превышать минимальное гарантированное значение крутизны СЧХ на ожидаемую крутизну СЧХ электростанций ОПРЧ.

7.2.8 Внутренние нарушения баланса мощности областей регулирования должны устраняться средствами вторичного регулирования соответствующих областей за время не более 15 минут.

7.2.9 Система вторичного регулирования каждой из областей регулирования должна предусматривать возможность перехода на астатическое регулирование частоты при отделении области регулирования на работу в изолированном режиме (режиме “острова”).

7.2.10 На линиях электропередачи и в сечениях транзитной сети, определённых Системным оператором, должно быть организовано ограничение перетоков мощности.

Для осуществления ограничения перетоков мощности соответствующие диспетчерские центры должны быть оснащены:

– системой телеизмерения перетоков и автоматического формирования на их основе текущего значения суммарной мощности по подлежащим ограничению сечениям транзитной сети с точностью и быстродействием, удовлетворяющим требованиям надёжности выявления и ликвидации перегрузки;

– системой автоматического мониторинга контролируемых сечений с функцией автоматического выявления и оценки текущей степени перегрузки сечений (путём сопоставления текущего значения суммарной мощности по сечению с максимально допустимым перетоком) и с выдачей информации оператору.

7.2.11 Для этих сечений Системным оператором ежегодно должны определяться максимально допустимые перетоки активной мощности в нормальных и ремонтных схемах, выделяться электростанции вторичного регулирования с размещением на них вторичного резерва, достаточного для предотвращения (ликвидации) перегрузки.

7.2.12 Перегрузки должны выявляться и ликвидироваться автоматическими ограничителями перетоков (АОП в составе ЦС АРЧМ) в течение интервала времени не более 5 минут, а при отсутствии либо неэффективности АОП – оперативно в течение не более 20 минут.

7.2.13 Организация ограничений перетоков мощности по межгосударственным сечениям и связям осуществляется в соответствии с взаимными договорами национальных Системных операторов.

7.2.14 В распоряжение осуществляющего вторичное регулирование диспетчерского центра должны быть предоставлены электростанции вторичного регулирования с размещёнными на них вторичными резервами, достаточными для выполнения порученных функций, и электростанции третичного регулирования с размещёнными на них третичными резервами для своевременного восстановления израсходованного вторичного резерва.

7.2.15 Каждый из участвующих во вторичном регулировании диспетчерских центров должен быть специально оборудован для осуществления оперативного вторичного регулирования в объёме порученных ему функций независимо от наличия центрального регулятора ЦС АРЧМ, располагать средствами автоматического определения ошибки регулирования (небаланса) для областей регулирования (п.7.2.6) и степени перегрузки контролируемых связей для областей ограничения.

7.3 Принципы автоматизации вторичного регулирования режима

7.3.1 Решение об автоматизации вторичного регулирования (использования ЦС АРЧМ) на всех уровнях вторичного регулирования принимается Системным оператором в каждом отдельном случае с учётом порученных функций вторичного регулирования и наличия необходимых для выполнения этих функций автоматизированных электростанций (с каналами телерегулирования), удовлетворяющих требованиям АРЧМ и располагающих достаточными регулировочными возможностями.

7.3.2 Автоматическое вторичное регулирование в ЕЭС России должно быть организовано на принципах, не противоречащих установленным для оперативного вторичного регулирования, с образованием необходимого количества уровней:

- центральная координирующая система (ЦКС АРЧМ ЕЭС);
- территориальные (в ОДУ) централизованные системы (ЦС АРЧМ ОЭС);
- региональные (в РДУ) централизованные системы (ЦС АРЧМ ЭС);
- терминалы АРЧМ, обеспечивающие взаимодействие с ЦС АРЧМ, и местные системы автоматического регулирования мощности (с частотной коррекцией) на выделенных энергоблоках и электростанциях вторичного регулирования.

7.3.3 Распределение функций при автоматическом вторичном регулировании не должно противоречить установленному при оперативном вторичном регулировании.

Запрещается использование систем АРЧМ для выполнения функций, не предусмотренных заданиями Системного оператора по вторичному регулированию режима.

7.3.4 Автоматизация вторичного регулирования не должна нарушать принятой в ЕЭС смешанной структуры вторичного регулирования режима.

Автоматизация отдельных функций вторичного регулирования не должна препятствовать оперативному осуществлению других актуальных функций вторичного регулирования режима.

7.3.5 В системах АРЧМ должны использоваться специально подготовленные автоматизированные электростанции, удовлетворяющие требованиям соответ-

ствующих Стандартов Системного оператора и оборудованные терминалами и каналами телеуправления для подключения к ЦС АРЧМ диспетчерского центра.

7.3.6 Каналы телеуправления для каждой из электростанций автоматического вторичного регулирования должны связывать терминал АРЧМ этой электростанции с установленными на диспетчерских центрах системами АРЧМ и обеспечивать передачу заданий вторичного регулирования на электростанцию и данных мониторинга АРЧМ в диспетчерский центр:

– Нормально каждая из электростанций автоматического вторичного регулирования получает задания от системы АРЧМ лишь одного диспетчерского центра. Если электростанция входит в операционные зоны нижестоящих диспетчерских центров, операторам последних должен быть предоставлен доступ к информации, как в части заданий, так и мониторинга (централизованная структура телеуправления).

– Если нижестоящий диспетчерский центр выполняет функцию ограничения перетоков с правом выдачи команд вторичного регулирования на эту же электростанцию, система АРЧМ нижестоящего диспетчерского центра получает право временного блокирования канала телеуправления высшего уровня и передачи управления электростанцией своим автоматическим ограничителям перетока на время существования перегрузки (централизованная структура с местным приоритетом).

– Если нижестоящий диспетчерский центр выполняет функцию регулирования обменной мощности и ограничения перетоков, используется иерархическая структура телеуправления. В этом случае каналы телеуправления высшего уровня заканчиваются в ЦС АРЧМ нижестоящего уровня и воздействуют на изменение уставки обменной мощности в её центральном регуляторе. Выбор реализующих команду высшего уровня электростанций и формирование команд для них остаётся за последним. Приём и реализация команды высшего уровня могут быть заблокированы по условиям надёжности местных режимов.

7.3.7 В системах АРЧМ должны использоваться интегральные (пропорционально-интегральные) регуляторы, работающие в режиме реального времени в замкнутом контуре с объектами регулирования (линии электропередачи, образующие связи области регулирования с ЕЭС, автоматизированные электростанции вторичного регулирования) и осуществляющие выявление и устранение ошибки регулирования.

Ошибка регулирования (небаланс области регулирования при регулировании частоты либо обменной мощности, превышение контролируемым перетоком уставки автоматического ограничителя перетоков) должна устраняться по астатическому закону регулирования.

7.3.8 Информационный обмен между системами АРЧМ и объектами регулирования (сбор данных о режиме энергосистемы и подчиненных объектов управления, передача на объекты регулирования управляющих воздействий) должен обеспечиваться системой сбора и передачи информации (ССПИ) для АРЧМ.

7.3.9 В ЦКС и ЦС АРЧМ при расчете управляющих воздействий может проводиться оптимизация по составу используемых в автоматическом управлении объектов с минимизацией расходования резервов вторичного регулирования для выполнения требуемых функций автоматического регулирования при условии

выполнения требований по качеству регулирования и надёжности режимов, как электростанций вторичного регулирования, так и энергообъединения.

7.4 Требования к функциям системы автоматического вторичного регулирования

7.4.1 ЦКС АРЧМ ЕЭС должна выполнять следующие функции:

– Регулирование частоты в энергообъединении, или

– регулирование обменной мощности по заданным межгосударственным связям ЕЭС с частотной коррекцией, или

– регулирование обменной мощности по заданному сечению связей с Европейским энергообъединением с частотной коррекцией.

– (Выбор одной из трёх функций регулирования баланса производится на базе действующих международных соглашений).

– Автоматическое ограничение перетоков по межгосударственным связям ЕЭС путем форсировки (блокировки) регулятора частоты или заданного с коррекцией по частоте перетока в составе ЦКС АРЧМ.

– Автоматическое ограничение перетоков по транзитным связям ЕЭС России, порученным ЦДУ ЕЭС.

7.4.2 ЦС АРЧМ территориальных и региональных областей регулирования должны выполнять следующие функции:

– Автоматическое регулирование обменной мощности по заданному сечению области регулирования с частотной коррекцией с возможностью перехода на регулирование частоты.

– Автоматическое ограничение перетоков по заданным транзитным связям своей операционной зоны.

– Получение от ЦКС АРЧМ управляющих воздействий и ретрансляция на подведомственные электростанции, энергоблоки с контролем допустимости по наличию резерва пропускной способности контролируемых автоматическими ограничителями транзитных связей и с одновременной автоматической корректировкой уставки автоматического регулятора обменной мощности.

7.4.3 ЦС АРЧМ территориальных и региональных областей ограничения должны выполнять следующие функции:

– Автоматическое ограничение перетоков по заданным транзитным связям своей операционной зоны;

– Получение от ЦКС АРЧМ управляющих воздействий и ретрансляция на подведомственные электростанции, энергоблоки с контролем допустимости по наличию резерва пропускной способности контролируемых автоматическими ограничителями транзитных связей.

7.4.4 ЦС АРЧМ изолированно работающих энергосистем должны выполнять следующие функции:

– Регулирование частоты в синхронной зоне. (Регулирование заданного с коррекцией по частоте суммарного внешнего перетока при наличии связи с энергосистемами других стран, если это предусмотрено соглашениями).

– Автоматическое ограничение перетоков по транзитным связям своей области регулирования.

7.5 Требования к резервам и электростанциям вторичного регулирования

**Требования к резервам вторичного регулирования**

7.5.1 Для обеспечения эффективного вторичного регулирования и ограничения перетоков в областях регулирования и ограничения должны создаваться и постоянно поддерживаться резервы вторичной мощности на загрузку и разгрузку выделенных электростанций вторичного регулирования в объёме и с размещением, обеспечивающими выполнение заданных задач вторичного регулирования.

7.5.2 Величина поддерживаемого резерва вторичной регулирующей мощности в каждой области регулирования должна быть достаточной для:

– подавления нерегулярных колебаний небаланса мощности и компенсации динамической погрешности регулирования баланса мощности в часы переменной части графика нагрузки,

– компенсации наибольшей вероятной внезапной потери генерации или потребления (принцип надежности N–1) в данной области регулирования (определённый Системным оператором расчётный небаланс мощности области регулирования).

7.5.3 В областях регулирования и ограничения перетоков мощности вторичных резервов должно быть достаточно для выполнения порученных задач ограничения перетоков мощности, а их размещение должно обеспечивать возможность выполнения этих задач.

7.5.4 Вторичные резервы (величина и размещение) для территориальных и региональных областей регулирования и ограничения в ЕЭС задаются Системным оператором.

7.5.5 Величина резерва вторичной мощности для ЕЭС России на загрузку и разгрузку определяется Системным оператором по правилам, согласованным в рамках энергообъединения стран СНГ и Балтии.

7.5.6 При выборе электростанций вторичного регулирования следует учитывать как их маневренность и регулировочные возможности, так и размещение резервов для вторичного регулирования относительно контролируемых транзитных связей, требующих ограничения перетоков мощности.

7.5.7 Следует стремиться к размещению резервов вторичного регулирования таким образом, чтобы регулирующие электростанции или энергоблоки располагались по обеим сторонам контролируемых транзитных связей.

**Требования к электростанциям вторичного регулирования**

7.5.8 Для целей оперативного вторичного регулирования следует привлекать маневренные гидравлические, гидроаккумулирующие, тепловые электростанции, а также потребителей с регулируемой нагрузкой, способных к немедленному (в течение 5 минут) существенному (в пределах заданного вторичного резерва) изменению мощности по требованию оператора.

7.5.9 Для целей автоматического вторичного регулирования следует использовать специально подготовленные автоматизированные гидравлические и тепловые электрические станции, подключённые к системам АРЧМ и удовлетворяющие требованиям соответствующих Стандартов Системного оператора.

7.5.10На электростанциях и энергоблоках, привлекаемых к вторичному регулированию, должны быть:

– выполнены технические требования по вторичному регулированию, указанные в стандартах Системного оператора;

– обеспечена эксплуатация оборудования ССПИ и аппаратуры для регистрации фактического участия каждого энергоблока в регулировании, приёма команд управления от диспетчерского центра Системного оператора, обмена информацией с этим диспетчерским центром;

– обеспечены условия организации каналов связи с диспетчерским центром Системного оператора требуемого качества, удовлетворяющих требованиям, указанным в стандартах Системного оператора.

7.5.11 Соответствие вышеуказанным требованиям должно подтверждаться результатами сертификационных испытаний на подтверждение соответствия требованиям стандартов Системного оператора.

7.6 Требования к техническим средствам вторичного регулирования

7.6.1 Технические средства и каналы связи, используемые при оперативном и автоматическом вторичном регулировании, должны работать в режиме реального времени с временами полного цикла получения, передачи и обработки информации, ее временного рассогласования не более 1 с.

7.6.2 Должны использоваться резервированные, помехозащищенные, как правило, цифровые каналы передачи данных, имеющие надежность для каждого канала не ниже 99.99%.

Обработка информации на промежуточных пунктах не должна создавать задержки либо искажения (снижения точности) передаваемой информации.

7.6.3 Программно-аппаратные комплексы ЦКС и ЦС АРЧМ должны быть реализованы на программно-аппаратной базе, отдельной от использующихся в субъектах оперативно-диспетчерского управления оперативно-информационных комплексов и других систем.

7.6.4 Программно-аппаратные комплексы ЦКС и ЦС АРЧМ должны иметь резервирование технических средств, защиту от потери информации, от сбоев программного обеспечения и сбоев в системах сбора информации.

7.6.5 Терминалы АРЧМ на электростанциях вторичного регулирования должны быть защищены от приёма ложных команд телеуправления при сбоях в работе каналов телеуправления и в центральных регуляторах ЦКС (ЦС) АРЧМ.

7.6.6 Терминалы АРЧМ на электрических станциях, принимающие команды телеуправления, регистрирующие фактическое изменение активной мощности каждого энергоблока и обменивающиеся информацией с Системным оператором, должны иметь резервирование технических средств, защиту от потери информации и от ложных команд при сбоях в системах АРЧМ, в каналах телеуправления.

**Требования к характеристикам технических средств и программного обеспечения вторичного регулирования**

7.6.7 Система оперативного вторичного регулирования в диспетчерских центрах, аппаратно-программные комплексы АРЧМ, *в том числе системы сбора и передачи информации (ССПИ),* должны удовлетворять следующим требованиям:

– задержка при передаче каждого из параметров, используемых при контроле режима области регулирования и (или) ограничения, электростанции вторичного регулирования (с момента измерения параметра в точке измерения на подстанции либо электростанции до ввода в центральный регулятор аппаратуры ЦКС или ЦС АРЧМ) должна быть не более 1 секунды;

– измерения параметра и передача информации должны производиться циклически (не реже одного раза в секунду).

– абсолютная точность измерения частоты должна быть не хуже ± 0,001 Гц;

– точность измерения активной мощности энергоблока вторичного регулирования не должна быть хуже 1,0-2,0% от номинальной мощности энергоблока;

– точность измерения перетоков мощности по линиям электропередачи, входящим в контролируемые регуляторами обменной мощности либо ограничителями перетоков сечения области регулирования и (или) ограничения, должна быть не хуже 1,0-2,0% их полного диапазона измерения. Относительный сдвиг по времени моментов фиксации в центральном регуляторе измерений отдельных перетоков в сечениях транзитной сети не должен превышать 1 секунды;

– измерения перетоков мощности должны передаваться по дублированным каналам телемеханики;

– постоянная времени интегрирования в интегральном вторичном регуляторе должна составлять 50 – 200 с для регулятора частоты либо обменной мощности и 30 - 40 с для ограничителя перетока;

– коэффициент пропорциональной составляющей (при использовании пропорционально - интегрального регулятора) должен составлять 0 – 0,5;

– программы, реализующие технологические алгоритмы АРЧМ, должны выполняться с циклом не более 1 секунды;

– скачкообразные изменения графика заданного суммарного внешнего перетока мощности для исключения резких изменений частоты при изменении графика, должны быть представлены линейными наклонными участками, и переход на новое значение должен осуществляться плавно, то есть начинаться за 5 минут и заканчиваться через 5 минут после заданного времени изменения графика сальдо перетоков.

## 8 Третичное регулирование

8.1 Для поддержания заданных величин вторичных резервов, их восстановления по мере использования в процессе регулирования во всех областях регулирования и ограничения должно осуществляться третичное регулирование, создаваться третичный резерв (на разгрузку и загрузку электростанций).

8.2 В качестве третичного резерва для восстановления регулировочных возможностей первичного и вторичного регулирования должны использоваться:

– пуск-останов резервных гидрогенераторов;

– пуск-останов, перевод в генераторный или насосный режим агрегатов гидроаккумулирующих электростанций;

– загрузка (разгрузка) энергоблоков ТЭС и ТЭЦ;

– загрузка (разгрузка) агрегатов парогазовых установок;

– отключение (включение) потребителей с управляемой нагрузкой;

– загрузка (разгрузка) газомазутных энергоблоков;

– изменение значений плановых перетоков;

– загрузка (разгрузка) энергоблоков АЭС.

8.3 Третичный резерв должен быть достаточным для обеспечения эффективного функционирования вторичного регулирования в заданном объеме при требуемом качестве регулирования, а также возмещения максимальной расчётной погрешности планирования баланса мощности, возможной задержки выхода энергоблоков из ремонта и компенсации расчётного небаланса мощности.

8.4 При планировании третичного резерва необходимо учитывать фактическое размещение всех видов резервов с целью предотвращения перегрузки связей при мобилизации резервов.

8.5 Третичное регулирование для восстановления резерва вторичного регулирования может выполняться вручную или автоматически в рамках систем АРЧМ и должно начинаться с временным упреждением, чтобы восстановление резерва вторичного регулирования предотвращало его исчерпание.

8.6 Величина третичного резерва и его размещение устанавливаются Системным оператором.

## 9 Коррекция синхронного времени

Ошибка синхронного времени возникает и накапливается из-за неточности и дискретности измерения фактической частоты, погрешности в регулировании средней частоты в системах вторичного регулирования и вызывает отклонения фактических значений обменов электроэнергией от плановых договорных значений.

Функции контролера синхронного времени выполняет диспетчерский центр ЦДУ ЕЭС.

Контролер синхронного времени непрерывно рассчитывает синхронное время путем интегрирования фактического значения частоты и определяет его отклонение от астрономического времени.

9.1 В ЕЭС России с целью контроля и ограничения отклонения (ошибки) синхронного времени, единого во всей синхронной зоне, от астрономического времени должна производиться коррекция синхронного времени.

В изолированно работающих энергосистемах рекомендуется осуществлять коррекцию синхронного времени.

9.2 Коррекция (введение в нормально допустимый диапазон) ошибки синхронного времени должна выполняться путем временного смещения заданной уставки по частоте во всех вторичных регуляторах частоты и перетока с частотной коррекцией на заданную величину (плюс или минус 0,01 Гц от номинального значения частоты) по сигналу от контролера синхронного времени.

9.3 Для контроля синхронного времени должны производиться ежесекундные замеры текущей частоты в ЕЭС с использованием датчика частоты с разрешающей способностью 0,001 Гц и абсолютной точностью не хуже ±0,0005 Гц.

9.4 Нормально допустимый диапазон ошибки синхронного времени равен ± 20 с, а максимально допустимый диапазон ошибки синхронного времени равен ± 30 с.

9.5 Если на 8 часов утра каждого дня отклонение синхронного времени не выходит за пределы нормального допустимого диапазона, то коррекция не производится.

9.6 Если отклонение синхронного времени выходит за пределы нормально допустимого диапазона, то контролер синхронного времени до 10 часов утра должен послать указание о коррекции во все диспетчерские центры, где осуществляется вторичное регулирование частоты либо перетока с частотной коррекцией.

В указании должны быть приведены ошибка синхронного времени, требуемая уставка по частоте вторичных регуляторов, время начала и конца коррекции.

Требуемое смещение уставки должно быть + 0,01 Гц, если синхронное время отстает от астрономического, и – 0,01 Гц, если синхронное время опережает астрономическое, а длительность коррекции – все следующие сутки, начиная с 0 часов.

Большее отклонение уставок частоты от номинального значения не допускается по условиям функционирования нормированного первичного регулирования частоты.

Время Ткор, необходимое для коррекции заданной ошибки синхронного времени $\Delta t$ (сек), составляет:

$$Ткор = 5000 * \Delta t, \text{ с.}$$

Для коррекции ошибки синхронного времени на 20 с требуется около 28 часов работы со смещенной уставкой по частоте на ± 0,01 Гц.

## 10 Методы выполнения измерений

10.1 Для целей вторичного регулирования и контроля синхронной работы энергосистем ЕЭС России, должна измеряться и фиксироваться частота электрического тока.

10.2 Частота должна измеряться в каждой операционной зоне, в каждой части энергосистемы, которая может выделяться на изолированную работу, а также на каждой электростанции.

10.3 Измерение частоты, используемое для оперативного или автоматического вторичного регулирования, должно производиться датчиками, подключенными к сети переменного тока собственных нужд соответствующего диспетчерского центра, имеющей надёжную постоянную синхронную связь с питающим центром энергосистемы без перевода на систему гарантированного питания.

Измерение должно дублироваться быстродействующими телеизмерениями с датчиков, установленных в контрольных точках энергосистемы - на секциях шин основного напряжения электростанций и подстанций транзитной сети в операционных зонах Центра, Средней Волги, Северо-Запада, Юга, Урала, Сибири, Востока.

10.4 Частота должна измеряться на одной из фаз.

10.5 Должна фиксироваться частота основной гармоники напряжения в сети.

10.6 Частота должна фиксироваться с периодичностью 1 с и дискретностью 0,001 Гц.

Следует использовать датчики, фиксирующие среднее за секунду значение частоты.

Абсолютная точность измерения частоты должна быть не хуже 1 мГц.

10.7 Для целей вторичного регулирования измерение передаваемой по линии мощности должно производиться следующим образом:

– Датчики мощности должны подключаться к измерительным трансформаторам тока и напряжения контролируемой линии с возможностью перевода на резервные трансформаторы напряжения присоединений того же напряжения.

– Датчики мощности должны рассчитывать полную (по трем фазам) среднюю (действующую) активную мощность, передаваемую по линии, с периодичностью 1 с и интервалом усреднения 1 с.

– Для расчетов должна использоваться основная гармоника напряжения и тока.

– Совокупная погрешность канала мощности должна быть не хуже 1,0% от полного диапазона измерения датчика, согласованного с номинальной пропускной способностью линии.

– Дискретность (разрешающая способность) измерения мощности должна быть не хуже 0,1% от полного диапазона измерения датчика.

10.8 Для целей общего и нормированного первичного регулирования частота вращения вала турбины должна определяться с точностью до 10 мГц.

10.9 Для целей общего первичного регулирования измерение генерируемой энергоблоком мощности должно производиться следующим образом:

– Датчики мощности должны подключаться к измерительным трансформаторам тока и напряжения на шинах генератора.

– Датчики мощности должны рассчитывать среднюю (действующую) активную мощность с периодичностью 1 с и интервалом усреднения не более 1 с. Для расчетов должна использоваться основная гармоника напряжения и тока.

– Совокупная погрешность канала измерения мощности должна быть не хуже 2,0% от номинальной мощности энергоблока. Дискретность измерения и фиксации мощности (разрешающая способность) в системах мониторинга на электростанциях и на диспетчерских центрах не хуже 0,2%.

10.10 Для целей нормированного первичного и автоматического вторичного регулирования измерение мощности, генерируемой энергоблоком, должно производиться следующим образом:

– Датчики мощности должны подключаться к измерительным трансформаторам тока и напряжения на шинах генератора.

– Датчики мощности должны рассчитывать полную (по трем фазам) среднюю (действующую) активную мощность с периодичностью 1 с и интервалом усреднения 1 с. Моментом выполнения измерения считается время конца каждого интервала усреднения.

– Для расчетов должна использоваться основная гармоника напряжения и тока.

– Абсолютная точность измерения мощности должна быть не хуже 1,0% от номинальной мощности энергоблока.

Разрешающая способность (дискретность) измерения и фиксации мощности в системах мониторинга должна быть не хуже 0,1% от номинальной мощности энергоблока.

## 11 Мониторинг участия субъектов в регулировании

11.1 На каждой электростанции должен быть обеспечен постоянный мониторинг участия её энергоблоков и электростанции в целом в общем первичном регулировании частоты и в поддержании заданной диспетчерскими графиками мощности.

На электростанциях, выделенных для участия в нормированном первичном, вторичном и третичном регулировании, должен быть дополнительно обеспечен постоянный мониторинг участия энергоблоков и электростанции в соответствующих видах регулирования.

Технические требования к мониторингу определяются Системным оператором.

**Требования к мониторингу первичного и вторичного регулирования**

11.2 Для обеспечения максимально достижимой стабильности по величине и во времени необходимой крутизны СЧХ соответствующей операционной зоны, области регулирования и ЕЭС России в целом, недопущения перегрузки связей при мобилизации резервов первичного регулирования субъекты оперативно-диспетчерского управления должны:

– контролировать своевременность и качество предоставления резервов нормированного первичного регулирования,

– оценивать реальные мёртвую полосу, статизм, быстродействие и стабильность функционирования во времени систем первичного регулирования привлекаемых к НПРЧ энергоблоков и электростанций,

– контролировать реальную крутизну статической частотной характеристики подведомственной энергосистемы и качество выполнения порученных функций вторичного регулирования.

11.3 Электростанции и энергоблоки, участвующие в нормированном первичном регулировании, должны иметь оборудование мониторинга, регистрирующее фактическое участие каждого энергоблока в регулировании, позволяющее персоналу электростанции оперативно контролировать качество участия в регулировании, и передающее текущие значения параметров и записанные архивы Системному оператору.

**Регистрация событий и обработка данных**

11.4 Для осуществления мониторинга участия энергоблоков и электростанций в регулировании частоты и перетоков мощности в ЕЭС России, ОЭС, изоли-

рованных энергосистемах субъекты оперативно-диспетчерского управления должны организовать регистрацию и хранение следующих измерений:

– частоты электрического тока;

– активной мощности энергоблоков (номинальной мощностью 150 МВт и более) и электростанций, участвующих в ОПРЧ;

– активной мощности энергоблоков, участвующих в НПРЧ;

– суммарных внешних перетоков мощности ЕЭС России и областей регулирования;

– перетоков мощности в контролируемых ограничителями сечениях.

11.5 На основании регистрируемых данных субъекты оперативно-диспетчерского управления должны определять следующие характеристики:

– управляющие воздействия вторичного и третичного регулирования для объектов, участвующих в регулировании;

– своевременность и качество реализации объектами управляющих воздействий;

– крутизну СЧХ ЕЭС России, ОЭС, изолированных энергосистем;

– качество участия подведомственных электростанций и энергоблоков в ОПРЧ, НПРЧ.

11.6 Мониторинг производится при инцидентах, опубликованных на внешнем сайте Системного оператора в соответствии с п. 11.10 (2) при скачкообразных возникновениях небалансов мощности, превышающих ± 700 МВт.

Определение крутизны СЧХ и оценка качества начального этапа первичного регулирования области регулирования, энергосистемы должны производиться путём сопоставления значения скачкообразного изменения обменной мощности энергосистемы со значением скачкообразного отклонения частоты непосредственно на первых 30 секундах переходного процесса (до вмешательства вторичного регулирования).

11.7 Крутизна СЧХ ЕЭС России, области регулирования, территориальной (объединённой) и региональной энергосистемы, кроме тех, в пределах которых произошел зафиксированный инцидент, определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{\Delta Pc}{\Delta f}, \text{ МВт/Гц},$$

где $\sigma$ - расчётное значение крутизны статической частотной характеристики,

$\Delta P_c$ - изменение суммарного внешнего перетока (обменной мощности)

$\Delta P_c = P_c - P_{c0}$ (положительно при росте приёма мощности),

$P_c$ - квазиустановившийся суммарный внешний переток, МВт,

$P_{c0}$ - исходный суммарный внешний переток, МВт,

$\Delta f = f - f_0$ - изменение частоты (положительно повышение), Гц.

f и $f_0$ - квазиустановившееся и исходное значения частоты, Гц.

11.8 Крутизна СЧХ области регулирования, территориальной и региональной энергосистемы, в пределах которых произошел зафиксированный инцидент, определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{\Delta Pc + \Delta Pнб}{\Delta f}, \quad \text{МВт/Гц},$$

где $\Delta P_{нб}$ – небаланс, возникший в результате инцидента (по данным, опубликованным на сайте Системного оператора, п. 11.13, положителен избыток генерации).

В областях регулирования, в пределах которых произошел зафиксированный инцидент, дополнительно проверяется своевременность и качество осуществления регионального вторичного регулирования.

Результаты сопоставляются с требованиями разделов 6, 7 и оперативно передаются в диспетчерский центр ЦДУ ЕЭС.

11.9 Используемые при расчётах изменения перетока и частоты определяются как разность усреднённых значений соответствующего параметра за 30 секунд до (исходное значение) и за 20 секунд (в интервале от 10-ой до 30-ой секунды - квазиустановившееся значение) после толчка.

Результаты сопоставляются с требованиями п. 6.1.

Последующие изменения крутизны СЧХ, характеризующие степень стабильности первичного регулирования во времени, могут быть оценены на основе аналогичных расчётов при условии отсутствия на исследуемом интервале времени иных инцидентов с нарушением баланса, как в области регулирования, так и за её пределами.

**Публикация данных**

11.10 Для организации контроля качества первичного и вторичного регулирования частоты и перетоков мощности Системный оператор (высший уровень - диспетчерский центр ЦДУ) должен оперативно публиковать следующую информацию:

11.10.1на внутреннем сайте Системного оператора, доступном для использования диспетчерскими центрами среднего и нижнего уровней:

– фиксируемые в ЕЭС случаи внезапного (толчком) изменения баланса мощности на 500 МВт и более, с указанием времени, места, причины и значения небаланса мощности;

– зафиксированные при этом начальные (за первые 30 с) отклонения частоты и сальдо перетока ЕЭС России;

– фактическую величину крутизны СЧХ энергообъединения и ЕЭС России;

– сведения о развитии инцидента (при наличии).

11.10.2на внешнем сайте Системного оператора:

– фиксируемые в ЕЭС России случаи внезапного (толчком) возникновения небалансов мощности, превышающих ± 700 МВт, с указанием причины, величины, времени и места возникновения небаланса;

– зафиксированные при этом начальные (за первые 30 с) отклонения частоты и сальдо перетока ЕЭС России;

– фактическую величину крутизны СЧХ энергообъединения и ЕЭС России.

Информация об инцидентах должна опубликовываться на внешнем сайте Системного оператора на следующий рабочий день после их возникновения.

Публикации Системного оператора на внешнем сайте должны использовать-

ся диспетчерскими центрами Системного оператора, другими субъектами оперативно - диспетчерского управления, всеми электростанциями для оперативного контроля качества первичного (общего и нормированного) и вторичного регулирования, степени соответствия нормативам и договорам.

## 12 Подтверждение соответствия стандарту.

Подтверждение соответствия настоящему Стандарту субъекты электроэнергетики осуществляют в форме добровольной сертификации в соответствии с действующим законодательством.

## Библиография

1. Правила устройства электроустановок. Раздел 1. Утверждены Приказом Минэнерго РФ № 264 от 30.07.2003.

2. Руководящие указания по противоаварийной автоматике энергосистем (основные положения). Утв. Минэнерго СССР 23.09.1986.

3. СО 34.35.309 (РД 34.35.309) Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем:/ Утверждены Департаментом науки и техники РАО «ЕЭС России» 03.02.97. Разработаны Департаментом науки и техники РАО «ЕЭС России», АО «Фирма ОРГРЭС», Энергосетьпроект, АО ВНИИЭ. Срок действия установлен с 1.01.97. – М.: СПО ОРГРЭС, 1998.- 2с.

4. СО 153-34.35.502 (РД 34.35.502) Инструкция для оперативного персонала по обслуживанию устройств релейной защиты и электроавтоматики энергетических систем):/ Утв. Минэнерго СССР 20.04.78; Разработана ПО Союзтехэнерго. – М.: СПО Союзтехэнерго, 1978.-36 с.

5. РД 153-34.0-35.617-2001 Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций и подстанций 110-750 кВ: Изд.3-е, перераб. и доп.:/Утв. Департаментом научно-технической политики и развития РАО «ЕЭС России» 20.01.01. Разраб. ОАО «Фирма ОРГРЭС». Ввод в действ. с 2001-03-01. -М.: СПО ОРГРЭС, 2001. - 228 с.

6. СТО СО-ЦДУ ЕЭС 001-2005 Стандарт ОАО «СО–ЦДУ ЕЭС» «Нормы участия энергоблоков ТЭС в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты».

7. РД 34.11.334-97 Учет электрической энергии и мощности на энергообъектах. Типовая методика выполнения измерений электрической мощности.

8. Концепция регулирования частоты и мощности стран СНГ и Балтии.

## Приложение А
## Проверка готовности энергоблоков ТЭС к общему первичному регулированию частоты

А.1 Введение

А.1.1 Документ определяет содержание, порядок и способы оценки результатов контрольных испытаний энергоблоков ТЭС с целью определения их готовности к участию в общем первичном регулировании частоты в ЕЭС России.

А.1.2 Контрольные испытания проводятся после завершения работ по подготовке энергоустановок к участию в первичном регулировании частоты.

А.1.3 Готовность энергоустановки к участию в общем первичном регулировании определяется по ограниченному количеству наиболее характерных показателей, а именно:

– соответствие характеристик регулятора частоты вращения турбины требованиям [5] (п. 4.4.3);

– соответствие переходных процессов активной мощности и давления свежего пара перед турбиной (в общем паропроводе), полученных при испытаниях, требованиям, изложенным в данных Рекомендациях.

А.2 Методика проведения контрольных испытаний

А.2.1 Контрольные испытания энергоустановки на готовность к участию в общем первичном регулировании частоты (ПРЧ) включают в себя:

– испытания системы регулирования частоты вращения каждой турбины;

– комплексные испытания энергоблока, очереди ТЭС с общим паропроводом.

А.2.2 Для всех турбин должны быть представлены следующие характеристики системы регулирования, определенные не позднее одного года до даты проведения контрольных испытаний:

– статическая характеристика;

– зона нечувствительности по частоте;

– степень неравномерности по частоте (общая и местные максимальная и минимальная);

– время непрерывного полного хода регулирующих клапанов турбины (РК) при воздействии на механизм управления турбиной (МУТ) в сторону открытия и закрытия (на остановленной турбине).

А.2.3 Комплексные испытания проводятся на каждом энергоблоке и каждой очереди ТЭС с общим паропроводом, исключая энергоустановки, по тем или иным причинам освобожденные от участия в общем первичном регулировании частоты.

На энергоустановках до проведения комплексных испытаний должны быть:

– выполнены мероприятия, обеспечивающие соответствие характеристик АСР турбины требованиям [5] (п. 2.2);

– выведены из эксплуатации любые автоматические устройства, препятствующие действию регулятора частоты вращения турбин в нормальных режимах работы оборудования (регуляторы давления "до себя" и регуляторы положения РК турбины при работе на скользящих параметрах, если они не входят в состав

системы регулирования мощности и на них не подается сигнал от частотного корректора, и т.п.);

– введены в постоянную эксплуатацию системы автоматического регулирования нагрузки котлов (АСРК), получающие прямо или косвенно (например, по давлению свежего пара) задание на изменение паропроизводительности при отклонениях частоты в энергосистеме от нормы.

А.2.4 Комплексные испытания проводятся по рабочей программе, утвержденной главным инженером электростанции и согласованной с диспетчерскими управлениями ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» (по принадлежности).

А.2.5 Комплексные испытания проводятся в двух диапазонах нагрузок: при 90-100% номинальной и вблизи нижнего предела регулировочного диапазона. На ТЭС с общим паропроводом испытания должны проводиться при работе турбоагрегатов, суммарная номинальная мощность которых составляет не менее 70% номинальной мощности турбоагрегатов данной очереди ТЭС.

На каждой нагрузке должны быть получены представительные графики переходных процессов по активной мощности и давлению пара перед турбиной каждого энергоблока, по суммарной активной мощности работающих турбоагрегатов и давлению пара в общем паропроводе данной очереди ТЭС при возмущающих воздействиях в сторону увеличения и уменьшения нагрузки на ±10% номинальной.

Перед каждым опытом основные технологические параметры и расходы сред на котлах и турбинах должны быть стабилизированы и в течение 5-10 мин до нанесения возмущения не должны изменять своих значений.

А.2.6 При проведении комплексных испытаний возмущающие воздействия по нагрузке формируются следующим образом:

– На энергоблоках, в системах автоматического регулирования которых имеются турбинные регуляторы мощности, воздействующие на МУТ по заданию от частотного корректора (САУМ-1, САУМ-У, САУМ-2 и им подобные), возмущающее воздействие формируется путем скачкообразного изменения заранее откалиброванного сигнала, имитирующего отклонение частоты на величину, соответствующую изменению нагрузки блока на ±10% номинальной на входе регуляторов, получающих задание от частотного корректора.

– На энергоблоках, в системах автоматического регулирования которых отсутствует турбинный регулятор мощности, воздействующий на МУТ, а АСРК поддерживает давление пара перед турбиной, возмущающее воздействие формируется путем однократного ступенчатого перемещения регулирующих клапанов турбины на величину, соответствующую изменению активной мощности на ±10% номинальной. Перемещение клапанов осуществляется подачей на МУТ непрерывного сигнала соответствующего направления и длительности. До нанесения возмущения должны быть выбраны люфты МУТ, а после нанесения возмущения положение МУТ не должно изменяться до окончания опыта.

– На ТЭС с общим паропроводом, оснащенной главным регулятором давления пара, воздействующим на АСРК всех или части котлов, возмущения формируются путем однократных ступенчатых перемещений регулирующих клапанов всех или части работающих турбин данной очереди ТЭС, величины которых определены заранее и соответствуют изменению суммарной активной мощности

всех работающих турбин очереди на ±10% номинальной. Перемещение клапанов осуществляется путем одновременной подачи непрерывного сигнала соответствующего направления и длительности на МУТ турбин, участвующих в испытаниях.

А.2.7 Определение величины перемещения МУТ, соответствующей 10%-ному изменению активной мощности энергоблока (величин перемещения МУТ турбин ТЭС с общим паропроводом для получения 10%-ного изменения суммарной мощности), производится путем постепенного (в 2-3 приема) прикрытия (открытия) РК турбины с выдержками на каждой ступени до восстановления давления пара перед турбиной (в общем паропроводе).

А.2.8 В каждом опыте с помощью регистрирующих приборов или наблюдателями вручную должны быть зафиксированы:

– моменты нанесения возмущающих воздействий и их фактическая величина;

– за 3 мин до нанесения возмущения и в течение всего переходного процесса до стабилизации режима:

а. активная мощность турбогенератора энергоблока;

б. суммарная мощность всех работающих турбогенераторов очереди ТЭС (или каждого в отдельности);

в. давление пара перед турбиной энергоблока; в общем паропроводе ТЭС;

г. минимальное и максимальное содержание кислорода ($0_2$) в дымовых газах (по штатному регистратору);

д. параметр, характеризующий положение регулирующих клапанов турбины энергоблока при работе в зоне скользящего давления.

Каждый опыт должен заканчиваться стабилизацией активной мощности на новом уровне, восстановлением исходного значения давления свежего пара в опытах при номинальном давлении или стабилизацией давления на новом уровне в опытах при скользящем давлении.

Регистрацию переходных процессов можно производить автоматически или вручную с обязательной фиксацией момента нанесения возмущения.

Для автоматической регистрации целесообразно использовать многоканальные самопишущие приборы с непрерывной записью (например, типа Н-327 или их аналоги, осциллографы и т.п.), многоточечные (печатающие) регистраторы, а при наличии ИВС или АСУ ТП — специально сформированные протоколы с последующей распечаткой на принтере или графопостроителе.

Скорость диаграммной ленты самопишущих и регистрирующих приборов следует выбирать не менее 12 мм/с, средняя точка на диаграмме должна соответствовать средней величине регистрируемого параметра в данной серии опытов, а шкала - отклонениям параметра от средней величины при двусторонних возмущающих воздействиях. При использовании многоточечных регистраторов цикл печати каждой точки не должен превышать 20 с.

Для регистрации параметров могут быть использованы и штатные самопишущие приборы со скоростью диаграммной ленты, увеличенной до 12-20 мм/мин. Однако шкалы этих приборов рассчитаны на полный диапазон изменения параметров, вследствие чего погрешности измерений существенно возрастают. По этой же причине при ручной регистрации целесообразно использовать специально

подготовленные показывающие приборы с "растянутой" шкалой.

При ручной регистрации каждый наблюдатель по команде ведущего должен записывать не более двух-трех параметров. Интервал записи должен составлять 20 с. Начало записи за 3 мин до нанесения возмущения, окончание - после стабилизации параметров. Ориентировочная продолжительность одного опыта - 10-15 мин.

А.2.9 Обработка результатов комплексных испытаний включает:

– отбор по одному наиболее представительному опыту в сторону увеличения и уменьшения нагрузки на каждой из двух нагрузок (п. 2.5);

– расчет относительных величин отклонений параметров в каждом опыте с интервалом 20 с.

Относительная величина активной мощности - 100 $\Delta N/N_н$ (%),

где

**для энергоблоков:**

$\Delta N$ - отклонение величины активной мощности от исходного значения (МВт), $N_н$ - номинальная мощность турбогенератора (МВт);

**для ТЭС с общим паропроводом:**

$\Delta N$ равняется сумме отклонений величин активной мощности всех работающих турбоагрегатов от исходного значения в каждый момент времени $\Delta N = \sum \Delta N_i$ (МВт);

$N_н$ - суммарная номинальная мощность турбогенераторов, работавших при испытаниях (МВт).

Относительная величина давления свежего пара - 100 $\Delta P/P_н$ (%),

где $\Delta P$ - отклонение величины давления свежего пара перед турбиной (в общем паропроводе) от начального значения в опыте (МПа, кгс/см$^2$);

$P_н$ - номинальное значение этого давления (МПа, кгс/см$^2$);

– оформление бланков-графиков по отобранным опытам (см. приложение).

В каждом бланке должны быть указаны наименования субъекта энергетики, электростанции, номер блока (очереди ТЭС с общим паропроводом), номер и дата проведения опыта, а также заполнены таблицы граничных значений параметров (начального и конечного) в данном опыте. Для энергоблоков заполняется табл. 1 полностью (размерности P, H и $U_{чк}$ указываются по шкале измерительного прибора); для очереди ТЭС с общим паропроводом в табл. 1 заполняются только столбцы: $\sum N$ - суммарная мощность очереди и $P_{опп}$ - давление в общем паропроводе, в табл. 2 указываются значения N и H для турбоагрегатов, на которых наносились возмущения во время опытов.

Графики отклонений параметров строятся в координатных сетках, приведенных на бланках. При этом в обязательном порядке выделяются точки, полученные в опытах, независимо от того, попадают они или нет на результирующую кривую. Ломаные линии на графиках относительного отклонения мощности не соответствуют фактической форме кривых, полученных в опытах, а ограничивают область, в которой должны находиться кривые переходных процессов (при увеличении мощности - выше, а при уменьшении мощности - ниже пограничных линий) соответственно для энергоблоков с газомазутными (ГМ) котлами, пылеугольными (ПУ) котлами и ТЭС с общим паропроводом.

**А.3 Порядок проведения комплексных испытаний**

А.3.1 Испытания проводятся по утвержденной программе, в которой должны быть поименно указаны: руководитель испытаний, работники цехов ТЭС, участвующие в испытаниях. Испытания на каждой из выбранных нагрузок состоят из двух этапов: подготовительного и основного.

А.3.2 Подготовительный этап испытаний должен включать:

– настройку и проверку работы измерительной и регистрирующей аппаратуры;

– установку требуемой нагрузки и стабилизацию режима оборудования;

– определение величин возмущающих воздействий:

для энергоблоков по п. 2.6.1: определение величины сигнала по отклонению частоты, соответствующему изменению мощности энергоблока на ±10% номинальной;

для энергоблоков по п. 2.6.2: определение величины перемещения МУТ, соответствующей изменению мощности энергоблока на ±10% номинальной;

для ТЭС с общим паропроводом (п. 2.6.3); определение величин перемещения МУТ всех или части работающих турбин для получения возмущающего воздействия, равного ±10% их суммарной номинальной мощности;

– стабилизацию режима оборудования перед основным этапом испытаний.

А.3.3 Основной этап испытаний должен включать проведение опытов с увеличениями и уменьшениями нагрузки энергоблока (очереди ТЭС с общим паропроводом) путем однократного перемещения МУТ турбины (одновременного перемещения МУТ выбранных турбин на ТЭС с общим паропроводом) на величину, определенную на подготовительном этапе (п. 3.2) с регистрацией параметров согласно п. 2.8.

А.3.4 Обработка результатов испытаний должна выполняться в соответствии с п. 2.9.

А.4 Оценка результатов контрольных испытаний

А.4.1 Готовность энергоблока или очереди ТЭС с общим паропроводом к участию в общем первичном регулировании частоты в соответствии с требованиями [5] оценивается по результатам контрольных испытаний и включает в себя:

– оценку соответствия характеристик системы регулирования турбин требованиям [5];

– оценку результатов комплексных испытаний.

А.4.2 Турбина считается готовой к участию в общем первичном регулировании, если характеристики ее системы регулирования, указанные в п. 2.2 и определенные не позднее одного года до даты проведения контрольных испытаний, соответствуют требованиям пп. 4.4.2 и 4.4.3 [5] и отсутствуют какие-либо технические причины, препятствующие ее работе в регулирующем режиме.

А.4.3 Оценка результатов комплексных испытаний производится по графикам переходных процессов активной мощности и давления пара перед турбиной (в общем паропроводе), построенным в соответствии с указаниями п. 2.9, с учетом следующих положений:

а. При начальном номинальном давлении пара ступенчатое перемещение регулирующих клапанов турбины энергоблока (турбин очереди ТЭС, подключенных к общему паропроводу) воздействием на МУТ с одновременным воздействи-

ем на систему регулирования нагрузки котла энергоблока (котлов ТЭС, подключенных к общему паропроводу) должно вызывать:

– в первые 10-15 с изменение активной мощности на 0,5-0,6 от величины возмущения за счет аккумулированного тепла и сопровождаться падением давления пара перед турбиной (в общем паропроводе);

– дальнейшее изменение мощности с задержкой на этом уровне (или небольшим спадом) и восстановление давления пара монотонно за счет изменения паропроизводительности котла. Длительность переходных процессов по активной мощности и давлению свежего пара одинакова, а ее величина зависит от типа энергоустановки и оптимальности настроек регуляторов нагрузки котла(ов).

б. В режиме скользящего давления при ступенчатом перемещении регулирующих клапанов турбины энергоблока и одновременном воздействии на систему регулирования нагрузки котла изменение активной мощности за счет аккумулированного тепла в первые 10-15 с уменьшается по сравнению с ее изменением при номинальном давлении пропорционально снижению давления пара перед турбиной (Рск/Рном).

Далее активная мощность с небольшой задержкой на этом уровне практически монотонно изменяется до конечного значения за счет изменения паропроизводительности котла. При этом давление свежего пара перед турбиной не восстанавливается до исходного значения, а стабилизируется в конце переходного процесса на новом уровне, соответствующем новому значению мощности блока.

А.4.4 Динамические характеристики энергоблока (очереди ТЭС с общим паропроводом) при номинальном давлении пара оцениваются как удовлетворительные, если в течение всего переходного процесса характер кривой изменения мощности соответствует приведенному выше описанию, кривая не пересекает граничных линий, показанных на бланках графиков для данного вида энергоустановок, давление свежего пара перед турбиной (в общем паропроводе) в течение переходного процесса не отклоняется за установленные пределы (уставки предупредительной сигнализации), а в конце - восстанавливается до исходного значения и на блоке (очереди ТЭС) отсутствуют какие-либо технические причины, препятствующие работе в регулирующем режиме.

А.4.5 Динамические характеристики энергоблока при работе в зоне скользящего давления оцениваются как удовлетворительные, если кривые изменения мощности и давления пара соответствуют описанным в п. 4.3.2.

А.4.6 При положительных оценках характеристик системы регулирования турбин и результатов комплексных испытаний и отсутствии каких-либо технических причин, препятствующих работе в регулирующем режиме, энергоблок (очередь ТЭС с общим паропроводом) считается готовым (ой) к участию в общем первичном регулировании частоты в ЕЭС в соответствии с требованиями [5].

А.4.7 Результаты контрольных испытаний должны быть представлены в виде краткой пояснительной записки, содержащей:

– данные по основному оборудованию (тип, номинальная нагрузка, параметры пара, топливо, диапазон регулирования нагрузки, режимы работы и др.);

– данные по системе регулирования частоты вращения турбины (п. 2.2), перечень работавших при испытаниях регуляторов нагрузки котла, турбины, блока

(очереди ТЭС), их структурные схемы (входные сигналы, функциональные преобразователи, регулирующие органы), тип аппаратуры;

– данные по измерительным приборам, использованным при испытаниях (тип, шкала, класс точности, скорость диаграммной ленты, цикл печати);

– краткое описание проведенных испытаний: даты и условия проведения опытов, состав участвующего оборудования, экспериментально определенные величины и продолжительность возмущающих воздействий (п. 2.6), количество проведенных опытов и их краткая характеристика, особенности и недостатки в работе оборудования и систем регулирования, выявленные в процессе проведения испытаний, необходимость и причины вмешательства оператора и т.д., выводы;

– приложение 1. Программа комплексных испытаний, утвержденная техническим руководителем электростанции;

– приложение 2. Графики переходных процессов по прилагаемой форме.

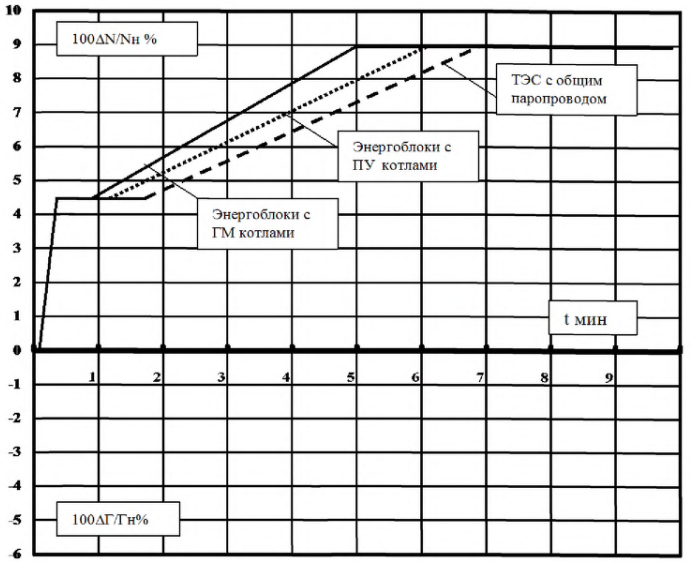



Рис.1 Динамика выдачи первичной мощности ТЭС при скачкообразном снижении частоты

**Комплексные испытания по проверке готовности энергоустановки к участию в общем первичном регулировании частоты**

**1. Бланк-график при увеличении мощности**

Субъект электроэнергетики:

Электростанция:

Блок, очередь:

Опыт при увеличении мощности №_____

Дата: _____

Граничные значения параметров в опыте:

**Таблица 1**

**Для блоков и ТЭС с общим паропроводом**

| Мощность $N_{бл}$. $N_{оч}$ (МВт) | | Давление пара $P_т$ $P_{опп}$(…) | | Полож.РК турбины* Н (…) | | Сигн.част. коррект.* $U_{чк}$ (…) | | Содержа-ние* $O_2$ (%) | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| нач. | кон. | нач. | кон. | нач. | кон. | нач. | кон. | нач. | кон. |
| | | | | | | | | | |
| * Заполняются только для блоков | | | | | | | | | |

**Таблица 2**

**Для ТЭС с общим паропроводом**

| № турбины | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| № (МВт) | нач. | | | | | | | | |
| | кон. | | | | | | | | |
| Н (…) | нач. | | | | | | | | |
| | кон. | | | | | | | | |

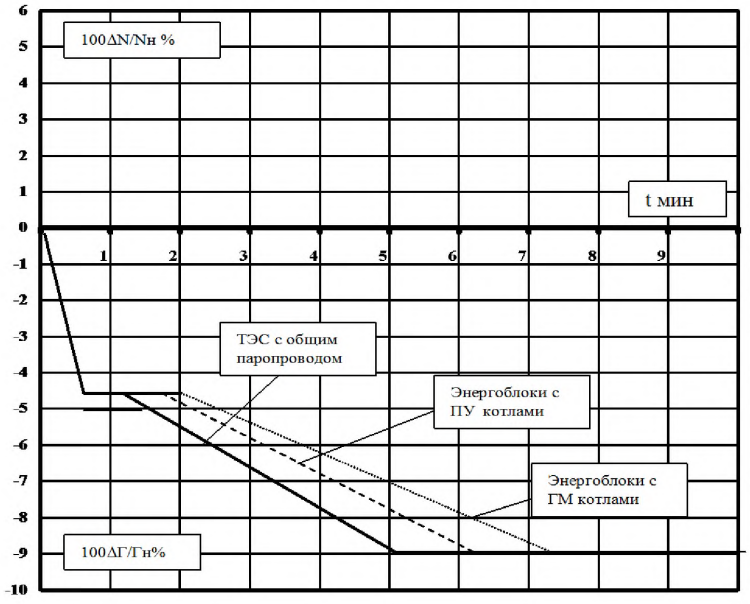



Рис.2 Динамика выдачи первичной мощности ТЭС при скачкообразном повышении чатоты

**Комплексные испытания по проверке готовности энергоустановки к участию в общем первичном регулировании частоты**

**2. Бланк-график при уменьшении мощности**

Субъект электроэнергетики:

Электростанция:

Блок, очередь:

Опыт при увеличении мощности №_____

Дата: _____

Граничные значения параметров в опыте:

**Таблица 1**

**Для блоков и ТЭС с общим паропроводом**

| Мощность $N_{бл}$. $N_{оч}$ (МВт) | | Давление пара $P_т$ $P_{опп}$ (…) | | Полож.РК турбины*Н (…) | | Сигн.част. коррект.* $U_{чк}$ (…) | | Содержание* $O_2$ (%) | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| нач. | кон. | нач. | кон. | нач. | кон. | нач. | кон. | нач. | кон. |
| | | | | | | | | | |
| * Заполняются только для блоков | | | | | | | | | |

**Таблица 2**

**Для ТЭС с общим паропроводом**

| № турбины | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| № (МВт) | нач. | | | | | | | | |
| | кон. | | | | | | | | |
| Н (…) | нач. | | | | | | | | |
| | кон. | | | | | | | | |

# Приложение Б
# Проверка готовности ГЭС к общему первичному регулированию

Общие сведения

При индивидуальном регулировании гидроагрегата статизм, мертвая зона и быстродействие определяются параметрами регулятора частоты вращения (РЧВ) и характеристиками гидротурбины.

При работе гидроагрегатов в режиме группового регулирования реакция ГЭС на колебания частоты определяется статическими и динамическими характеристиками как центрального регулятора (ЦР) ГРАМ, так и РЧВ, а также характеристиками гидротурбины. В связи с этим характеристики ГРАМ должны определяться не при испытаниях собственно ЦР, а при испытаниях всей системы ГРАМ, включая РЧВ гидротурбин.

Настоящие Рекомендации предназначены эксплуатационному персоналу ГЭС для самостоятельного проведения испытаний систем регулирования частоты.

Б.1 Испытания гидромеханических регуляторов частоты вращения гидротурбины

Б.1.1 Определение статической характеристики

Статическая характеристика регулятора представляет собой зависимость открытия направляющего аппарата (НА) от частоты вращения агрегата при неизменном положении механизма изменения числа оборотов (МИЧО). Аналогичная зависимость мощности агрегата от частоты вращения называется статической характеристикой регулирования. Статические характеристики рекомендуется определять косвенным методом.

Для этого вначале при работе агрегата на холостом ходу с возбужденным генератором определяется зависимость между перемещением гайки МИЧО (или точки на конце рычага, связанного с МИЧО) и частотой на выводах генератора. Частота изменяется в полном диапазоне действия МИЧО. Измерения производятся при установившемся значении частоты при не менее десяти различных положениях МИЧО. Частота измеряется частотомером, а перемещения - стрелочным индикатором. Результаты измерений наносят в поле координат f - s (где f - частота, s - перемещение) и соединяют прямой линией (рис. 1). Возможный разброс точек относительно прямой вызван наличием колебаний частоты при неизменном положении МИЧО. По наклону прямой определяют коэффициент передачи $Kf = \Delta s/\Delta f$.

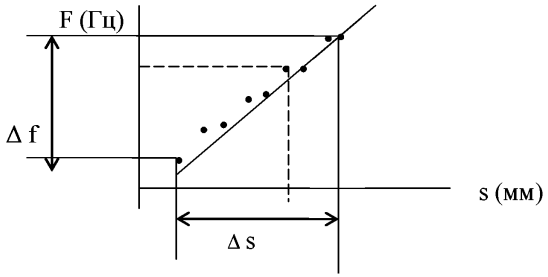



Рис. 1

После этого при работе агрегата в энергосистеме (в условиях практически неизменной частоты) воздействием МИЧО изменяют нагрузку агрегата ступенями от нуля (или от минимально допустимой мощности) до максимума и обратно; при этом рукоятку МИЧО следует поворачивать строго в одном направлении, т.е. при наборе нагрузки только «прибавить», а при разгрузке – только «убавить». После отработки задания производят измерения перемещения гайки МИЧО (в той же точке, что и в предыдущем опыте) индикатором перемещения сервомотора НА по миллиметровой линейке и мощности генератора по ваттметру. Следует получить не менее десяти точек измерения для каждого направления измерения мощности. Перемещения гайки МИЧО по коэффициенту Kf пересчитывают на изменения частоты f. Полученные по измерениям точки наносят на поле координат f – Y и f – P (рис. 2), где Y – ход сервомотора НА, P – мощность генератора. Соединяя точки одного направления плавными линиями, получают статические характеристики регулятора и регулирования.

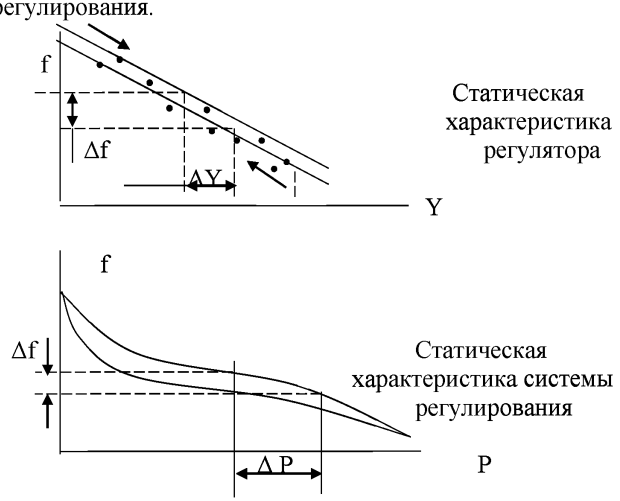



Рис. 2

Величины статизма регулятора Sp и статизма регулирования Ss определяются наклоном линии в данной точке:

$$Sp = 2\,\Delta f \cdot Y_{макс}/\Delta Y\ (\%); \qquad (1)$$

$$Ss = 2\,\Delta f \cdot Рном/\Delta Р\ (\%). \qquad (2)$$

Величину статизма регулирования рекомендуется определять при минимальной нагрузке в зоне максимума КПД и в зоне максимальной нагрузки.

Б.1.2 Определение мертвой зоны по частоте

Величина мертвой зоны по частоте гидромеханических регуляторов зависит в основном от положительных перекрытий главного золотника. Наличие на многих регуляторах вертикального боя штифта маятника приводит к снижению мертвой зоны (нельзя при этом забывать, что бой сопровождается более интенсивным истиранием отсекающих кромок золотника).

При тщательном выполнении опыта по снятию статической характеристики мертвая зона определяется по петле гистерезиса прямого и обратного хода. Однако возможно и ее непосредственное измерение.

При работе агрегата в энергосистеме, медленно поворачивая рукоятку МИЧО в одну сторону до момента трогания сервомотора, отмечают положение МИЧО по индикатору, затем, медленно поворачивая рукоятку в другую сторону до момента трогания сервомотора в обратную сторону, также отмечают положение МИЧО. Величина перемещения гайки МИЧО между двумя отмеченными положениями, пересчитанная по коэффициенту Kf на изменение частоты, равна мертвой зоне.

Этот опыт следует повторить несколько раз и желательно при различных открытиях направляющего аппарата.

Б.1.3 Определение быстродействия регулятора

Количественной оценкой быстродействия является время переходного процесса, для получения которого необходимо создать ступенчатое (или достаточно быстрое) изменение частоты или уставки частоты. При определенном навыке это можно сделать путем быстрого поворота рукоятки МИЧО.

Ступенчатое воздействие можно создать с помощью пластины определенной толщины. При работе агрегата в энергосистеме следует подвести ограничитель открытия до момента касания рычага ограничителя тяги побудительного золотника, а затем вставить в зазор заранее подготовленную пластину. Направляющий аппарат при этом прикроется. При выдергивании пластины регулятор окажется работающим на МИЧО с заданием, превышающим фактическое. В результате произойдет ступенчатое перемещение золотника. Аналогичный процесс можно получить при установке и последующем выдергивании пластины из-под штифта маятника.

Во время переходного процесса необходимо регистрировать перемещение сервомотора НА и мощность. При отсутствии такой возможности необходимо измерить время реализации 70% конечных значений изменений открытия НА и мощности.

Б.2 Испытания электрогидравлических регуляторов частоты вращения гидротурбины

Б.2.1 Определение статической характеристики

Статическая характеристика регулятора представляет собой зависимость открытия направляющего аппарата от частоты вращения агрегата при неизменном положении механизма изменения мощности (МИМ). Аналогичная зависимость мощности агрегата от частоты представляет статическую характеристику регули-

рования.

Непосредственное определение статической характеристики можно выполнить только на регуляторе ЭГР-2И-1. Для этого при работающем в сети агрегате на вход измерителя частоты вместо напряжения тахогенератора следует подключить напряжение от генератора технической частоты (ГТЧ). При изменении частоты ГТЧ в пределах, необходимых для изменения мощности от минимально допустимой до максимальной, на каждом установившемся значении частоты производят измерения частоты, открытия НА по ходу штока сервомотора и мощности гидрогенератора. По результатам измерений производится построение зависимостей хода штока сервомотора НА и мощности от частоты, по которым определяются величины статизма регулятора и статизма регулирования по формулам (1) и (2).

На остальных типах регуляторов определение статических характеристик рекомендуется выполнять косвенным методом.

Вначале производят испытания при работе агрегата на холостом ходу. С помощью МИЧ устанавливается номинальная частота вращения. Затем подводится ограничитель открытия и ЭГП переводится в положение "ручное". Переключатели статизма и изодрома холостого хода устанавливаются в нулевое положение. Ограничителем открытия ступенями изменяется частота вращения. На каждом установившемся значении частоты производится измерение частоты частотомером и величины тока по балансному прибору. Частота изменяется в диапазоне, обеспечивающем изменение тока балансного прибора до максимальных значений на "прибавить" и на "убавить". По результатам измерений строится зависимость тока от частоты, по которой определяется коэффициент передачи $Kf = \Delta I/\Delta f$.

Последующие измерения производятся при работе агрегата в сети. С помощью МИМ устанавливается величина нагрузки, для которой требуется определить величину статизма. После этого регулятор устанавливается на ограничитель открытия и ЭГП переводится в положение "ручное". Переключатель статизма устанавливается в заданное положение, а переключатель изодрома нагрузки - в нулевое положение. С помощью ограничителя открытия ступенями изменяется открытие НА. При установившемся состоянии производится измерение хода штока сервомотора НА, мощности и тока балансного прибора. По окончании испытаний изменение тока по коэффициенту Kf пересчитывается на изменение частоты и строятся зависимости открытия НА и мощности от частоты, по которым по формулам (1) и (2) определяются статизм регулятора и статизм регулирования.

Б.2.2 Определение мертвой зоны по частоте

Мертвая зона по частоте определяется косвенным методом измерением тока по балансному прибору. Измерения производятся при работе агрегата в сети в условиях практически неизменной частоты. При наличии колебаний частоты следует отключить сигнал измерителя частоты.

Медленно изменяя задание МИМ на "прибавить", измеряют величину тока, при которой начинается перемещение НА на открытие. Аналогичным образом при изменении задания МИМ на "убавить" измеряется величина тока, при которой начинается перемещение НА на закрытие. Разность между двумя значениями тока балансного прибора, пересчитанная по коэффициенту Kf на частоту, составляет величину мертвой зоны по частоте.

Опыт выполняют несколько раз при различных открытиях НА.

Б.2.3 Определение быстродействия регулятора

Электрогидравлические регуляторы, как правило, имеют раздельные механизмы изменения частоты (МИЧ) и изменения мощности (МИМ), причем МИЧ действует при отключенном генераторном выключателе, а МИМ - при включенном. Кроме этого, в регуляторах ЭГР-2М, ЭГР-1Т и ЭГР-2И-1 быстродействие по каналам задания частоты и задания мощности различно. В регуляторах ЭГР-1Т и ЭГР-2И-1 может вводиться производная по частоте.

Поэтому принципиально быстродействие регулятора при регулировании частоты должно определяться при ступенчатом (или достаточно быстром) изменении частоты. Однако практически такой опыт можно выполнить только на регуляторе ЭГР-2И-1 при питании измерителя частоты от генератора технической частоты. На регуляторах других типов быстродействие определяется при изменении задания по частоте.

Испытания производятся при работе гидроагрегата в сети под нагрузкой. Необходимую величину нагрузки устанавливают с помощью МИМ. Затем включают МИЧ шунтированием перемычкой контакта реле, отключающего МИЧ при включении агрегата в сеть, и отключают схему его слежения. При изменении положения МИЧ вручную изменяют мощность агрегата на 15-20%. Регистрируется переходный процесс изменения мощности и хода сервомотора НА при снятии перемычки и затем при ее установке. По осциллограмме определяется время переходного процесса по открытию НА и по мощности. При отсутствии средств регистрации секундомером измеряется время реализации 70% отклонения мощности и открытия НА.

Б.3 Испытания системы ГРАМ

Б.3.1 Определение статических характеристик

Определение величины статизма и мертвой зоны по частоте производится при работе ГРАМ в режиме регулирования мощности с заданными величинами статизма и мертвой зоны по частоте. Опыт должен производиться при различном количестве работающих на групповом регулировании агрегатов. Агрегаты, работающие на индивидуальном регулировании, должны работать на ограничителе открытия с постоянной мощностью.

Вход измерителя частоты ЦР отключается от трансформатора напряжения и подключается к выходу генератора технической частоты при частоте выходного напряжения 50 Гц. Задатчиком мощности нагрузка подключенных к ГРАМ агрегатов устанавливается 70-80% номинальной. Частота ГТЧ изменяется ступенями по 0,1-0,2 Гц в сторону уменьшения до полной загрузки агрегатов, а затем в сторону увеличения частоты при разгрузке агрегатов до минимальной мощности и затем снова уменьшается до 50 Гц.

На каждой ступени производятся измерения частоты на выходе ГТЧ и мощности гидрогенераторов, включенных в ГРАМ, или суммарной мощности ГЭС.

По результатам измерений производится построение зависимостей мощности ГЭС от частоты для прямого и обратного хода при разном числе работающих в ГРАМ агрегатов.

По наклону кривых в точке 50 Гц определяются величины статизма ГЭС ($S_{гэс}$) и статизма агрегата ($S_а$) $\Delta Р_{гэс\ ном}$

$$S_{гэс} = 2 \cdot \frac{\Delta f \cdot Ргэсном}{\Delta Ргэс} \quad (\%);$$

$$S_a = 2 \cdot \frac{\Delta f \cdot R \cdot Ргном}{\Delta Ргэс} \quad (\%);$$

где $\Delta f$ - изменение частоты, Гц;

$\Delta$Ргэс - изменение мощности ГЭС, МВт;

$Р_{гэсном}$ и $Р_{гном}$ - значения номинальной мощности соответственно ГЭС и агрегата;

R - число работающих в ГРАМ агрегатов.

Мертвая зона по частоте определяется по разности прямого и обратного хода статических характеристик.

При известной тарировке корректора (задатчика) частоты статические характеристики могут быть определены значительно проще. Для этого следует снять зависимости мощности ГЭС от уставки частоты при прямом и обратном ходе. Величины статизма по мощности ГЭС и агрегата и мертвая зона по частоте определяются так же, как и в предыдущем случае.

Б.3.2 Определение быстродействия системы ГРАМ

Быстродействие определяется временем переходного процесса регулирования мощности ГЭС при ступенчатом изменении частоты. Опыты по определению быстродействия должны производиться при работе ГРАМ в режиме регулирования мощности со статизмом по частоте при разном числе агрегатов, работающих в разной зоне нагрузок в пределах регулировочного диапазона. От ЦР должны быть отключены все входы устройств системного регулирования.

Сигнал отклонения частоты формируется изменением уставки по частоте. Вначале следует определить положение корректора частоты, вызывающее изменение мощности ГЭС на 10-15% от начального значения. Переходный процесс регистрируется при резком смещении корректора частоты из этого положения до начального положения (уставка 50 Гц) и обратно.

Следует осциллографировать не менее трех величин: входной сигнал (корректор частоты), открытие направляющего аппарата одного из работающих агрегатов и мощность ГЭС. По осциллограммам определяются время запаздывания мощности и время переходного процесса.

Время запаздывания измеряется отрезком времени между подачей входного сигнала и моментом изменения мощности от начального значения в направлении изменения задания.

Время переходного процесса определяется отрезком времени между подачей входного сигнала и моментом отработки 70% полного изменения мощности ГЭС.

Б.4 Представление результатов

Результаты испытаний должны быть представлены в ОАО "СО-ЦДУ ЕЭС " в виде краткой пояснительной записки, содержащей:

- данные по основному оборудованию;
- тип регулятора гидротурбины;
- сведения о разработчике и поставщике системы ГРАМ;
- уставки статизма, параметры настройки изодрома регулятора гидротурбины, параметры настройки ГРАМ;

– графики статических характеристик, результаты измерений мертвой зоны по частоте, графики переходных процессов.

Руководитель организации-разработчика

ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»
наименование организации

Председатель Правления — Б.И. Аюев
должность — личная подпись
инициалы, фамилия

Руководитель
разработки Зам. Председателя Правления — И.Г. Шульгинов
должность — личная подпись
инициалы, фамилия

Исполнитель консультант — А.Г.Фишов
должность — личная подпись
инициалы, фамилия

СОИСПОЛНИТЕЛИ

Руководитель организации-разработчика

ОАО «ЭНИН»
наименование организации

Исполнительный директор — Э.П. Волков
должность — личная подпись
инициалы, фамилия

Руководитель
разработки Зав. отделением — В.А. Баринов
должность — личная подпись
инициалы, фамилия

Исполнитель Зам. зав. отделением — А.С. Маневич
должность — личная подпись
инициалы, фамилия



gost.e-ecolog.ru