

## ВЫПИСКА

из Протокола 48-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ  
(23 октября 2015 года, г. Алматы)

### Об утверждении проекта "Правил и рекомендаций по регулированию частоты и перетоков активной мощности"

---

*(Мишук Е.С.)*

Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

**решил:**

1. Утвердить разработанные в соответствии с Планом работы КОТК на 2014-2016 годы "Правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков активной мощности" (**Приложение**).

2. Рекомендовать органам управления электроэнергетикой государств - участников СНГ руководствоваться данным документом при разработке соответствующих национальных документов.

**УТВЕРЖДЕНЫ**

Решением Электроэнергетического Совета СНГ

Протокол № 48 от 23 октября 2015 года

Основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам  
стран СНГ и Балтии

**ПРАВИЛА И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ЧАСТОТЫ И  
ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ**

СОГЛАСОВАНЫ

решением КОТК

Протокол № 29 от 24-25 сентября 2015 г.

**ОГЛАВЛЕНИЕ**

1.	Общие положения .....	3
2.	Основные термины и определения .....	3
3.	Организация регулирования частоты и перетоков активной мощности .....	8
4.	Требования к качеству регулирования частоты и перетоков активной мощности .....	9
5.	Первичное регулирование частоты .....	10
6.	Вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности .....	12
7.	Третичное регулирование активной мощности .....	17
8.	Коррекция синхронного времени .....	18
9.	Список использованной литературы	19

## 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящие «Основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии. Правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков активной мощности» (далее – Правила) устанавливают требования и рекомендации для организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в параллельно работающих энергосистемах, при регулировании режимов работы по частоте и перетокам активной мощности (далее – регулирование частоты и перетоков).

1.2. Совместное выполнение требований по регулированию частоты и перетоков позволит наилучшим образом использовать преимущества параллельной работы энергосистем, входящих в энергообъединение, обеспечить качество электроэнергии и повысить надежность работы всего энергообъединения и каждой энергосистемы.

1.3. Настоящие Правила рассматриваются, и, при необходимости, корректируются Комиссией по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК), функционирующей в рамках Электроэнергетического Совета СНГ и координирующей с энергосистемами Балтии через Комитет БРЭЛЛ вопросы, связанные с регулированием частоты и перетоков.

1.4. Порядок ввода в действие настоящих Правил устанавливается Электроэнергетическим Советом СНГ по представлению КОТК.

1.5. Настоящие Правила определяют требования и рекомендации к регулированию частоты и перетоков в нормальном режиме энергообъединения, а также при нормативных аварийных возмущениях.

1.6. Настоящие Правила предназначены также для проектных, научно-исследовательских и других организаций, осуществляющих исследование и проектирование электроэнергетических систем, систем регулирования частоты и перетоков активной мощности в странах-участницах параллельной работы.

## 2. ОСНОВНЫЕ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

2.1. **Энергообъединение (*interconnected power system*):** объединение энергосистем стран СНГ и Балтии, а также других стран, работающих параллельно.

2.2. **Субъекты параллельной работы (*subjects of parallel operation*):** энергосистемы, работающие параллельно в энергообъединении на основании межгосударственных договоров и соглашений.

2.3. **Суммарный внешний переток или обменная мощность энергосистемы, области регулирования (*total power flow or power exchange of power system, control area*):** алгебраическая сумма перетоков активной мощности по всем линиям и трансформаторам связи энергосистемы одной страны (области регулирования) с энергосистемами других стран (другими областями регулирования). Суммарный внешний переток принимается положительным при приеме мощности в энергосистему (область регулирования).

2.4. **Заданный суммарный внешний переток (обменная мощность)**

**энергосистемы, области регулирования (*set value of total power flow (power exchange) of power system, control area*):** плановое значение суммарного внешнего перетока при номинальной частоте.

**Заданный с частотной коррекцией суммарный внешний переток (обменная мощность) энергосистемы, области регулирования (*set value of frequency-biased total power flow (power exchange) of power system, control area*):** то же самое, скорректированное на величину согласованной частотной коррекции энергосистемы (области регулирования) при частоте, отличной от номинальной.

2.5. **Транзитные связи (*transit tie-lines*):** линии электропередачи, трансформаторы и т.п., перетоки по которым существенно зависят от внешних по отношению к данной энергосистеме субъектов параллельной работы.

2.6. **Номинальная частота (*nominal frequency*):** значение частоты, равное 50 Гц.

2.7. **Нормальный режим работы энергообъединения (*normal operation conditions of interconnected power system*):** режим работы при номинальной частоте с допустимыми отклонениями, при допустимых перетоках активной мощности и при наличии требуемых резервов мощности.

2.8. **Баланс мощности энергообъединения (*power balance of interconnected power system*):** равенство генерируемой мощности и потребляемой мощности (включая потери) при номинальной частоте.

**Баланс мощности энергосистемы или зоны (области) регулирования (*power balance of power system*):** равенство генерируемой мощности и суммы потребляемой мощности с суммарным внешним перетоком при номинальной частоте, при условии, что фактическое значение суммарного внешнего перетока равно его плановому значению.

2.9. **Небаланс мощности энергообъединения (*power imbalance of the interconnected power system*):** временно возникающее нарушение баланса мощности энергообъединения, вызывающее отклонение частоты от номинального значения. Причиной небаланса мощности является изменение генерируемой и/или потребляемой мощности в энергообъединении, приводящее к избытку (положительный небаланс) или недостатку (отрицательный небаланс) генерирующей мощности и соответственно к повышению или снижению частоты относительно ее номинального значения. Значение небаланса мощности энергообъединения определяется относительно состояния энергообъединения, работающего в условиях баланса мощности при номинальной частоте.

**Небаланс мощности энергосистемы, области регулирования (*power imbalance of power system, control area*):** временно возникающее нарушение баланса мощности энергосистемы (области регулирования), вызывающее изменение частоты и суммарного внешнего перетока данной энергосистемы (области регулирования) от заданного с частотной коррекцией суммарного внешнего перетока.

2.10. **Первичная регулирующая мощность электростанции (*primary control power of power plant*):** значение изменения мощности электростанции под воздействием систем автоматического регулирования генерирующего оборудования, вызванного изменением частоты. При повышении частоты первичная регулирующая

мощность электростанции отрицательна (разгрузка агрегатов), при снижении частоты – положительна (загрузка).

**Регулирующая мощность потребителей или регулирующий эффект нагрузки по частоте (*self-regulation effect of load*):** изменение потребляемой ими мощности при изменении частоты. При повышении частоты регулирующая мощность обобщенных потребителей положительна (рост потребления), при снижении – отрицательна (уменьшение потребления).

**Первичная регулирующая мощность энергосистемы, энергообъединения (*primary control power of power system, IPS*):** арифметическая сумма первичной регулирующей мощности электростанций и регулирующей мощности потребителей при изменении частоты, учитывая нагрузку и генерацию с разными знаками. При повышении частоты первичная регулирующая мощность энергосистемы (энергообъединения) отрицательна, при снижении - положительна.

2.11. **Крутизна статической частотной характеристики (крутизна СЧХ) энергосистемы или энергообъединения (*overall network power-frequency characteristic of power system or IPS*):** коэффициент линейной зависимости мощности первичного регулирования энергосистемы или энергообъединения от отклонения частоты.

2.12. **Квазиустановившееся значение частоты (*quasi-steady-state frequency*):** усредненное на 20-секундном временном интервале значение частоты.

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

**Регулирование нагрузки потребителей** – изменение мощности нагрузки потребителей при изменении частоты вследствие регулирующего эффекта по частоте.

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

**Первичное регулирование частоты (первичное регулирование)** – совместное регулирование нагрузки потребителей и первичное регулирование электростанций.

**Зона нечувствительности первичных регуляторов** – максимальная величина изменения частоты от любого ее исходного значения в любом направлении ее изменения, при которой не гарантируется участие генерирующего оборудования электростанций в первичном регулировании. Зона нечувствительности первичных регуляторов складывается из погрешности измерения частоты и нечувствительности первичных регуляторов.

**«Мертвая полоса» первичных регуляторов** – задаваемая величина отклонения частоты от номинального значения, при котором не требуется первичное регулирование.

При номинальном значении частоты минимальное значение «мертвой полосы» первичных регуляторов равно зоне нечувствительности первичных регуляторов.

2.14. **Общее первичное регулирование частоты (ОПРЧ) (*general primary***

**frequency control**): первичное регулирование, осуществляемое в меру имеющихся возможностей **всем генерирующим оборудованием электростанций**, в зависимости от характеристик регуляторов скорости турбин, при поддержке системами регулирования производительности котлов и реакторов в соответствии с действующими нормативами. ОПРЧ имеет целью сохранение энергоснабжения потребителей и функционирования электростанций при отклонениях частоты.

2.15. **Резерв первичного регулирования (первичный резерв) (primary control reserve or primary reserve)**: максимальное значение первичной регулиющей мощности, которое может выдать генерирующее оборудование электростанции, энергосистема при понижении (**резерв на загрузку (loading reserve)**) либо повышении (**резерв на разгрузку (unloading reserve)**) частоты. Резерв первичного регулирования расходуется при отклонении частоты и восстанавливается при ее возврате к номинальному значению. Резерв первичного регулирования зависит от исходной мощности генерирующего оборудования, от регулировочных возможностей его автоматики и находится в пределах диапазона автоматического регулирования генерирующего оборудования.

2.16. **Нормированное первичное регулирование частоты (НПРЧ) (rated primary frequency control)**: часть первичного регулирования, 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.

2.17. **Вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности, далее – вторичное регулирование (secondary control)**: процесс изменения активной мощности специально выделенных для этой цели электростанций (энергоблоков) для компенсации возникшего небаланса мощности, ликвидации перегрузки контролируемых связей и сечений, для восстановления частоты и заданных внешних перетоков, и, как следствие, восстановления резервов первичной регулиющей мощности, потраченных при действии первичного регулирования.

Под **региональным вторичным регулированием (regional secondary control)** понимается вторичное регулирование отдельной энергосистемы.

Под **зональным вторичным регулированием (zonal secondary control)** понимается совместное вторичное регулирование, осуществляемое в зоне (области) двух и более смежных энергосистем, на основе особого соглашения о взаимодействии при региональном и зональном регулировании, заключенного между энергосистемами.

Под **общим вторичным регулированием (general secondary control)** в энергообъединении понимается регулирование одним регулятором, расположенным в одной из энергосистем или в зоне регулирования, частоты энергообъединения.

**Вторичное регулирование осуществляется**, как правило, автоматически, а в период отсутствия автоматизированных систем регулирования – оперативно (вручную).

Применение регионального, зонального и общего вторичного регулирования

совместно обеспечивает поддержание заданных плановых значений суммарных внешних перетоков энергосистем и поддержание номинального значения частоты в энергообъединении, а также ликвидацию перегрузки транзитных связей.

**Вторичная регулирующая мощность энергосистемы** или зоны регулирования (*secondary control power of power system*): изменение мощности электростанций вторичного регулирования в данной энергосистеме или зоне регулирования под действием системы автоматического регулирования режима по частоте и мощности (АРЧМ) и/или по командам диспетчера при оперативном регулировании, выполненное в целях восстановления нормального режима и планового баланса мощности. Увеличение мощности электростанций соответствует выдаче положительной регулирующей мощности, а уменьшение – выдаче отрицательной вторичной регулирующей мощности.

**Резерв вторичного регулирования (вторичный резерв)** (*secondary control reserve or secondary reserve*): максимально возможное изменение мощности электростанций вторичного регулирования в данной энергосистеме или в зоне регулирования под действием системы АРЧМ, и/или по командам диспетчера на загрузку или разгрузку электростанций (соответственно, резерв на загрузку (*loading reserve*) и резерв на разгрузку (*unloading reserve*)).

2.18. **Диапазон вторичного регулирования** электростанции (*secondary control reserve range*): арифметическая сумма текущих резервов вторичного регулирования электростанции на загрузку и разгрузку. В процессе вторичного регулирования один из этих резервов может быть исчерпан, что ограничит возможности вторичного регулирования. Для обеспечения эффективного вторичного регулирования необходимо восстанавливать диапазон вторичного регулирования средствами третичного регулирования.

2.19. **Зона (область) регулирования** (*control area*): часть энергообъединения, включающая две и более энергосистемы, в которой осуществляется регулирование суммарного внешнего перетока с коррекцией по частоте. Границы выбранной зоны (области) регулирования с соседними зонами (областями) регулирования определяются точками съема сигналов телеизмерений перетоков, которые входят в суммарный внешний переток данной зоны (области).

2.20. **Третичное регулирование** активной мощности, *далее – третичное регулирование* (*tertiary control*): изменение мощности специально выделенных электростанций третичного регулирования в целях восстановления вторичного резерва по мере его исчерпания.

2.21. **Третичная регулирующая мощность** (*tertiary control power*): изменение мощности электростанций третичного регулирования на загрузку (резерв на загрузку) и на разгрузку (резерв на разгрузку).

Под **резервом третичного регулирования (третичным резервом)** (*tertiary reserve*) понимается максимально возможное изменение мощности электростанций третичного регулирования в данной энергосистеме на загрузку или разгрузку (соответственно **резерв на загрузку** и **резерв на разгрузку**).

2.22. **Расчетный (нормативный) аварийный небаланс мощности** (*reference imbalance*): максимальная величина небаланса активной мощности, возникновение которого возможно в результате расчетного (нормативного) возмущения,

используемая для расчетов резервов первичного, вторичного и третичного регулирования в энергообъединении, энергосистемах и зонах (областях) регулирования.

2.23. **Статизм** системы первичного регулирования генерирующего оборудования: коэффициент зависимости величины изменения активной мощности генерирующего оборудования от величины изменения частоты, зафиксированного системой первичного регулирования, выражается в %.

2.24. **Астатический закон регулирования (*astatic, flat control*)**: закон регулирования, при котором отклонение регулируемого параметра сводится к нулю; реализация астатического закона обеспечивается интегральным (пропорционально-интегральным) регулятором.

### 3. ОРГАНИЗАЦИЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

3.1. Для обеспечения требуемого качества электроэнергии, высокой надежности параллельной работы энергообъединения, а также поддержания заданных суммарных внешних перетоков (обменов мощностью) между энергосистемами (областями регулирования), входящими в это энергообъединение, каждая из энергосистем (областей регулирования) должна участвовать в регулировании режима по частоте и перетокам.

3.2. Регулирование частоты и перетоков должно осуществляться совместным действием систем первичного (общего и нормированного), вторичного и третичного регулирования, а также оперативно-диспетчерскими управлениями энергосистем, входящих в энергообъединение. Для координации деятельности организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах, в части регулирования частоты и перетоков, КОТК выполняет следующие функции:

- определяет страну-участницу параллельной работы, ответственную за организацию общего вторичного регулирования в энергообъединении, а также за организацию коррекции синхронного (электрического) времени;

- определяет величину аварийного расчетного небаланса мощности в энергообъединении и соответствующую величину резерва нормированного первичного регулирования;

- распределяет резервы НПРЧ в соответствии с «Методикой определения величины и размещения резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков»;

- определяет значение крутизны СЧХ энергообъединения;

- задает согласованные значения коэффициентов коррекции по частоте для каждой из параллельно работающих энергосистем (для каждой области регулирования) для осуществления вторичного регулирования;

- определяет для каждой из энергосистем (областей регулирования) требуемые точность и быстродействие вторичного регулирования заданного с частотной коррекцией суммарного внешнего перетока.

3.3. Организации, осуществляющие оперативно-диспетчерское управление,



должны обеспечивать в своих энергосистемах организацию первичного регулирования (общего и нормированного), вторичного и третичного регулирования, в том числе:

- размещение необходимых резервов регулировочной мощности;
- управление текущим режимом энергосистемы путём осуществления автоматического (оперативного) вторичного регулирования, а также оперативное поддержание необходимой величины и размещения резервов первичного и вторичного регулирования;
- разработку технических требований к каждому из видов регулирования, а также мониторинг участия объектов электроэнергетики в первичном, вторичном и третичном регулировании, оценку качества регулирования и его соответствия требованиям для объектов электроэнергетики, участвующих в первичном, вторичном и третичном регулировании;
- мониторинг участия энергосистем (областей регулирования) в регулировании частоты и мощности в соответствии с «Методикой мониторинга участия энергосистем стран СНГ и Балтии в регулировании частоты и перетоков активной мощности».

#### **4. ТРЕБОВАНИЯ К КАЧЕСТВУ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ**

4.1. Согласованное участие всех энергосистем и зон (областей) регулирования в первичном, вторичном и третичном регулировании с периодической коррекцией синхронного времени должно обеспечить постоянное поддержание нормального режима энергообъединения, то есть обеспечить выполнение следующих условий нормального режима работы:

- выполнение каждым субъектом параллельной работы (энергосистемой, кроме той, которой поручено общее вторичное регулирование) своих обязательств по обмену мощностью с другими субъектами путём постоянного поддержания (автоматического либо оперативного) согласованного значения заданного с частотной коррекцией суммарного внешнего перетока с необходимой точностью и быстродействием;
- квазиустановившиеся значения частоты должны находиться в пределах  $50 \pm 0,2$  Гц не менее 95% времени суток, не выходя за предельно допустимые  $50 \pm 0,4$  Гц.
- При этом средствами вторичного регулирования режима должно, как правило, обеспечиваться:
  - совместно с нормированным первичным регулированием частоты - удержание квазиустановившихся значений частоты в пределах  $50,00 \pm 0,05$  Гц (нормальный уровень) и в пределах  $50,0 \pm 0,2$  Гц (допустимый уровень) с восстановлением нормального уровня частоты и заданных суммарных внешних перетоков активной мощности энергосистем (областей регулирования) за время не более 15 минут;
  - поддержание средней частоты за любой час суток в пределах  $50 \pm 0,01$  Гц

при использовании средств автоматического вторичного регулирования для предотвращения излишнего запуска нормированного первичного регулирования частоты в нормальных условиях.

4.2. Перетоки активной мощности в сечениях транзитных связей должны удерживаться в допустимых пределах средствами вторичного регулирования. При этом превышение максимально допустимых значений перетоков должно ликвидироваться автоматически за время не более 5 минут либо оперативно (при отсутствии либо неэффективности автоматических ограничителей перетока активной мощности) - за время не более 20 минут.

## 5. ПЕРВИЧНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ

### *Общие требования*

5.1. Первичное регулирование частоты в энергообъединении разделяется на общее и нормированное.

5.2. Общее первичное регулирование частоты в каждой энергосистеме должно осуществляться с целью сохранения энергоснабжения потребителей и функционирования электростанций при аварийных отклонениях частоты.

5.3. Нормированное первичное регулирование частоты в энергообъединении должно обеспечить устойчивую выдачу требуемой первичной мощности энергосистемы или зоны (области) регулирования и ее поддержание вплоть до восстановления частоты (вхождения частоты в пределы «мертвой полосы» первичных регуляторов) в результате действия вторичного регулирования, то есть в течение, как минимум, 15 минут.

5.4. При расчетном аварийном небалансе мощности в энергообъединении нормированное первичное регулирование частоты должно удерживать отклонение квазиустановившегося значения частоты в пределах  $50,0 \pm 0,2$  Гц и динамическое отклонение текущего значения частоты в процессе мобилизации первичных резервов в пределах  $50,0 \pm 0,8$  Гц.

5.5. В энергообъединении, в энергосистемах и в зонах (областях) регулирования должен быть организован мониторинг первичного регулирования. В частности, каждое аварийное отключение крупного энергоблока или узла потребления, которое сопровождается отклонением частоты от исходного значения более, чем на  $\pm 0,05$  Гц, должно фиксироваться, а все записи переходных процессов должны использоваться для получения фактических данных о первичном регулировании и о фактических величинах СЧХ энергообъединения и отдельных его частей.

5.6. Для обмена данными об имевших место значительных небалансах мощности, описанных выше, а также о причине, времени, продолжительности и величине каждого такого небаланса, организации, осуществляющие оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах, организуют информационный обмен на основе современных web-технологий и межмашинного обмена.

5.7. В случаях, когда величина требуемой первичной мощности в энергообъединении 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 должна быть выдана в соответствии с требованиями к ОПРЧ.

*Требования к резервам нормированного первичного регулирования частоты*

5.8. Величина необходимого первичного резерва энергообъединения устанавливается ежегодно КОТК в соответствии с принципом совместного участия в нормированном первичном регулировании частоты синхронно работающих энергосистем, а также, исходя из условия обеспечения необходимой для энергообъединения величины крутизны СЧХ и принятой величины нормативного аварийного небаланса мощности.

5.9. Необходимый первичный резерв должен распределяться между энергосистемами в соответствии с «Методикой определения величины и размещения резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков».

5.10. После распределения нормированного первичного резерва энергообъединения каждая энергосистема (область регулирования) самостоятельно распределяет согласованную величину своего нормированного первичного резерва между собственными электростанциями.

5.11. На электростанциях, выделенных для нормированного первичного регулирования частоты, должен постоянно поддерживаться заданный для энергосистем (областей регулирования) суммарный первичный резерв, удовлетворяющий требованиям НПРЧ:

– при отклонении частоты до 0,2 Гц время мобилизации 100% заданного резерва должно составлять не более 30 секунд, при этом 50% заданного резерва должно быть мобилизовано за время не более 15 секунд;

– должно быть обеспечено последующее устойчивое удержание доли заданного первичного резерва пропорциональной текущему отклонению частоты вплоть до восстановления частоты (вхождения частоты в пределы «мертвой полосы» первичных регуляторов).

*Требования к электростанциям нормированного первичного регулирования частоты*

5.12. Для целей нормированного первичного регулирования частоты привлекаются электростанции, удовлетворяющие требованиям НПРЧ. Все электростанции энергообъединения, не выделенные для НРПЧ, должны участвовать в ОПРЧ.

5.13. На электростанциях (энергоблоках), выделенных для участия в НПРЧ, зона нечувствительности первичных регуляторов частоты не должна превышать  $\pm 20$  мГц. Точность местных измерений частоты, используемых в первичных регуляторах частоты, должна быть не хуже  $\pm 10$  мГц, цикличность этих измерений должна быть в диапазоне 0,1–1 сек.

5.14. Минимальная «мертвая полоса» первичных регуляторов на

электростанциях (энергоблоках), выделенных для участия в НПРЧ, не должна превышать  $50,00 \pm 0,02$  Гц.

5.15. Статизм системы первичного регулирования на электростанциях (энергоблоках) должен обеспечить изменение мощности в пределах всего заданного первичного резерва при отклонении частоты на  $\pm 0,2$  Гц от номинальной. При выходе частоты за установленную «мертвую полосу» первичных регуляторов генерирующее оборудование должно обеспечить реализацию требуемой первичной мощности в соответствии с формулой

$$P_{\text{п}} = - (100 \times P_{\text{ном}} \times \Delta f_{\text{р}}) / (S \times f_{\text{ном}}), \quad (5.1)$$

где  $P_{\text{п}}$  – требуемая первичная мощность, МВт;

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

$\Delta f_{\text{р}}$  – величина отклонения частоты от ближайшей границы «мертвой полосы» первичных регуляторов, Гц;

$S$  – статизм системы первичного регулирования генерирующего оборудования, %;

$f_{\text{ном}}$  – номинальная частота, Гц.

Примечание:  $\Delta f_{\text{р}} = 0$  при нахождении частоты в пределах «мертвой полосы» первичных регуляторов; в остальных случаях  $\Delta f_{\text{р}} > 0$  при повышении частоты и  $\Delta f_{\text{р}} < 0$  при понижении частоты.

5.16. При отклонениях частоты изменение мощности электростанций и энергоблоков НПРЧ должно выполняться с требуемой динамикой, указанной в п. 5.11.

5.17. Электростанции и энергоблоки, участвующие в НПРЧ, должны иметь оборудование для мониторинга, регистрирующее фактическое участие каждого энергоблока в регулировании, позволяющее персоналу электростанции оперативно контролировать качество участия в регулировании, и обеспечивающее возможность передачи записанных архивов на верхние уровни оперативно-диспетчерского управления энергосистем, зон (областей) регулирования и энергообъединения в целом.

## **6. ВТОРИЧНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ**

### *Общие требования*

6.1. Вторичное регулирование производится в целях:

- поддержания частоты в допустимых пределах;
- поддержания баланса мощности энергосистемы, зоны (области) регулирования путём регулирования заданного с частотной коррекцией суммарного внешнего перетока энергосистемы, зоны (области) регулирования;
- поддержания перетоков мощности по транзитным связям и контролируемым сечениям в допустимых диапазонах;

– обеспечения возможности восстановления резервов первичного регулирования.

6.2. В энергообъединении должно непрерывно осуществляться:

- региональное и/или зональное вторичное регулирование у субъектов параллельной работы,
- ограничение перетоков по транзитным связям энергообъединения.

6.3. Общее вторичное регулирование в энергообъединении выполняется страной-участницей параллельной работы, ответственной за организацию общего вторичного регулирования в энергообъединении, которая определяется КОТК.

6.4. В результате регионального (зонального) вторичного регулирования суммарный внешний переток каждой энергосистемы, каждой зоны (области) регулирования должен поддерживаться на заданном уровне при номинальной частоте. При этом внутренние нарушения баланса мощности каждой энергосистемы, каждой зоны (области) регулирования должны устраняться этой энергосистемой (зоной (областью) регулирования) за время не более 15 минут.

6.5. Система вторичного регулирования энергосистемы, зоны (области) регулирования не должна реагировать на небалансы мощности, возникшие в соседних энергосистемах, зонах (областях) регулирования. В то же время система вторичного регулирования энергосистемы, зоны (области) регулирования не должна препятствовать действию первичного регулирования своей энергосистемы (зоны или области).

6.6. При возникновении небаланса мощности в одной из энергосистем, в одной из зон (областей) регулирования должно вступать в действие региональное вторичное регулирование (в зоне (области) регулирования по месту возникновения небаланса). При возникновении отклонения частоты одновременно должно вступать в действие общее вторичное регулирование. По мере того, как региональное вторичное регулирование, воздействуя на свои электростанции, компенсирует небаланс мощности, возникший в соответствующей энергосистеме (зоне (области) регулирования), резервы общего вторичного регулирования должны восстанавливаться до исходных значений.

6.7. В каждой энергосистеме, зоне (области) регулирования организацией, осуществляющей оперативно-диспетчерское управление, должны быть определены линии электропередачи и сечения транзитных связей, перегрузки которых могут привести к нарушению устойчивости синхронной работы. На этих линиях электропередачи и в сечениях должно быть организовано ограничение перетоков, оперативное либо автоматическое. В составе центральных регуляторов (систем АРЧМ) должны быть предусмотрены быстродействующие автоматические ограничители перетока (АОП) по этим линиям и сечениям, выполненные в виде интегральных регуляторов с регулируемой зоной нечувствительности.

6.8. Перегрузки должны выявляться и ликвидироваться АОП, а при её отсутствии/неэффективности – оперативно за минимальное время, но не более 20 минут. Для указанных сечений организациями, осуществляющими оперативно-диспетчерское управление, должны выделяться электростанции вторичного регулирования с размещением на них вторичного резерва, достаточного для

ликвидации перегрузки.

6.9. Смежные энергосистемы могут на договорной основе организовывать зональное вторичное регулирование.

*Принципы осуществления вторичного регулирования*

6.10. Вторичное регулирование заданного суммарного внешнего перетока с частотной коррекцией должно выполняться по критерию сетевых характеристик, при этом регулируемым параметром (подлежащим сведению к нулю) является ошибка регулирования  $G$  (*area control error, ACE*) равная фактическому небалансу мощности энергосистемы, зоны (области) регулирования и вычисляемая по формуле:

$$G = \Delta P + K_{\text{ч}} * \Delta f, \quad \text{МВт}, \quad (6.1)$$

где:  $\Delta P = P_{\text{пл}} - P$  – отклонение фактического суммарного внешнего перетока мощности  $P$  от планового значения  $P_{\text{пл}}$ , МВт;

$\Delta f = f - f_3$  – отклонение фактического значения частоты  $f$  от заданного значения  $f_3$  (нормально - 50 Гц и  $50,00 \pm 0,01$  Гц в период коррекции синхронного времени);

$K_{\text{ч}}$  – заданный коэффициент частотной коррекции, МВт/Гц

$K_{\text{ч}} * \Delta f$  – текущая частотная коррекция, МВт.

Ошибка регулирования  $G$  принимается положительной при возникновении в энергосистеме, зоне (области) регулирования избытка генерируемой мощности.

Ошибка регулирования должна устраняться с заданной КОТК точностью и быстродействием.

6.11. Для того чтобы обеспечить астатическое регулирование частоты в энергообъединении или суммарного внешнего перетока с коррекцией по частоте (сведение отклонения регулируемого параметра к нулю) в энергосистеме или зоне (области) регулирования, вторичное регулирование должно осуществляться центральным, интегральным (пропорционально-интегральным) регулятором, установленным, как правило, в диспетчерском центре энергосистемы, работающим в режиме on-line в замкнутом контуре регулирования с объектом (энергосистемой).

6.12. В оперативно-информационных комплексах организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление, должно быть предусмотрено формирование и отображение информации о текущем значении ошибки регулирования энергосистемы, зоны (области) регулирования для осуществления оперативного регулирования заданного перетока с частотной коррекцией.

6.13. Информационный обмен между системами АРЧМ и объектами регулирования должен быть обеспечен отдельной системой сбора и передачи информации для АРЧМ (ССПИ). Не допускается использование выделенных каналов и отдельных элементов ССПИ для целей, отличных от сбора и передачи данных о режиме энергосистемы и объектов управления, передачи на объекты управляющих воздействий, графиков нагрузки.

6.14. При расчете управляющих воздействий в системах АРЧМ может проводиться оптимизация по составу подключенных к автоматическому управлению объектов.

*Требования к резервам вторичного регулирования*

6.15. Величины резервов вторичной регулирующей мощности и их размещение в каждой энергосистеме, зоне (области) регулирования должны определяться в соответствии с «Методикой определения величины и размещения резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков».

6.16. Для обеспечения эффективного вторичного регулирования и ограничения перетоков в энергосистемах, зонах (областях) регулирования на выделенных электростанциях должны постоянно поддерживаться заданные резервы вторичной мощности, обеспечивающие:

- регулирование заданной обменной мощности энергосистем, зон (областей) регулирования с частотной коррекцией;
- ограничение перетоков по межгосударственным и внутренним связям энергосистем, зон (областей) регулирования, входящим в энергообъединение.

*Требования к электростанциям и потребителям, привлекаемым к вторичному регулированию*

6.17. Для целей оперативного вторичного регулирования следует привлекать маневренные гидравлические, гидроаккумулирующие, тепловые электростанции, а также потребителей с регулируемой нагрузкой, способных по требованию диспетчера изменить мощность (в пределах заданного вторичного резерва) в течение не более 5 минут.

6.18. Электростанции и энергоблоки, привлекаемые к вторичному регулированию, должны:

- обеспечить выполнение технических требований к вторичному регулированию, установленных организациями, осуществляющими оперативно-диспетчерское управление;
- установить и обеспечить эксплуатацию оборудования ССПИ (система сбора и передачи информации) и аппаратуры, которая регистрирует фактическое участие каждого энергоблока в регулировании, принимает сигналы управления от центрального регулятора системы АРЧМ, обменивается информацией с этим центральным регулятором системы АРЧМ и удовлетворяет требованиям, установленным организациями, осуществляющими оперативно-диспетчерское управление.

6.19. Соответствие вышеуказанным требованиям должно подтверждаться результатами испытаний.

*Требования к структуре системы вторичного регулирования в энергосистемах (районах регулирования)*

6.20. Структура системы АРЧМ в энергосистеме, зоне регулирования может быть:

– **Централизованной**, с одним центральным регулятором в энергосистеме, зоне регулирования.

– **Плюралистической**, когда вторичное регулирование осуществляется децентрализованно отдельными регуляторами в энергосистемах, но при этом имеется отдельная система АРЧМ, регулирующая суммарный внешний переток зоны (области) регулирования с коррекцией по частоте и с воздействием на собственные электростанции.

– **Иерархической**, когда система АРЧМ обладает такими же свойствами, как и плюралистическая структура, но имеется координирующая система АРЧМ, которая дополнительно воздействует на регуляторы нижнего уровня.

6.21. Границы каждой зоны (области) регулирования физически определяются расположением точек измерения внешних перетоков. При этом алгебраическая сумма внешних перетоков определяет контролируемый суммарный внешний переток зоны (области) регулирования.

6.22. Образование зон (областей) регулирования с указанием смежных энергосистем, зон (областей) регулирования оформляется специальными Протоколами, которые будут Приложениями к настоящим Правилам.

6.23. Зоны (области) регулирования формируются свободно, по желанию стран, энергосистемы которых непосредственно связаны между собой. Подписанные сторонами-участницами зон (областей) регулирования Протоколы должны быть разосланы всем участникам энергообъединения заблаговременно до начала работы по новой схеме. В Протоколах должны быть указаны границы зон (областей) регулирования, а также название и адреса организаций, отвечающих за регулирование частоты и перетоков в зоне (области) регулирования.

*Требования к техническим средствам и программному обеспечению системы вторичного регулирования и центральных регуляторов*

6.24. Программно-аппаратные комплексы АРЧМ, в том числе ССПИ должны удовлетворять следующим требованиям:

– измерения параметров и передача информации должны производиться циклически (не реже одного раза в 1,0 сек);

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

– допустимая задержка в замкнутом контуре АРЧМ (транспортная задержка), включающая:

- время измерения параметров режима, используемых при регулировании,
- задержку при передаче измеренных параметров режима энергосистемы, зоны (области) регулирования, электростанций вторичного регулирования (с момента измерения на подстанциях, электростанциях до ввода в центральный регулятор системы АРЧМ),
- время расчета управляющих воздействий центральным регулятором системы АРЧМ,



- задержку при передаче управляющих воздействий на электростанции вторичного регулирования (с момента расчета управляющих воздействий центральным регулятором до ввода в системы управления электростанций), не должна превышать 5 сек.
- точность измерения частоты должна быть не хуже  $\pm 0,001$  Гц;
- точность измерения активной мощности энергоблока (электростанции) вторичного регулирования не должна быть хуже 1,0% от номинальной мощности энергоблока (электростанции);
- точность измерения каждого из перетоков мощности по границам энергосистемы и энергообъединения (соответствующей зоны (области) регулирования), входящего в состав суммарного внешнего перетока мощности, должна быть не хуже 1,0% половины полного диапазона измерения (*например, в случае, если на ВЛ установлен датчик мощности с диапазоном измерения  $\pm 1000$  МВт, погрешность измерения перетока не должна превышать  $\pm 10$  МВт*);
- измерения перетоков мощности должны передаваться по дублированным каналам передачи данных;
- объекты управления должны быть связаны с системами АРЧМ через прямые выделенные дублированные каналы передачи данных;
- постоянная времени интегрирования во вторичном регуляторе должна быть установлена равной 50–200 сек. для регулятора частоты либо сальдо перетоков и 30-40 сек. – для ограничителя перетока;
- коэффициент пропорциональной составляющей (при использовании пропорционально-интегрального регулятора) должен задаваться в пределах 0–0,5;
- 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 момента времени изменения графика суммарного внешнего перетока мощности.

## 7. ТРЕТИЧНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

7.1. Для поддержания заданных величин вторичных резервов и для восстановления этих резервов в случае их использования в процессе регулирования частоты должно осуществляться третичное регулирование и создаваться третичный резерв (на разгрузку и загрузку электростанций). Третичное регулирование и третичный резерв должны иметь все энергосистемы, зоны (области) регулирования.

7.2. Третичное регулирование может осуществляться вручную или автоматически с помощью систем АРЧМ.

7.3. Третичное регулирование рекомендуется использовать при уменьшении величины вторичного резерва на загрузку или на разгрузку до 10% от диапазона вторичного регулирования. При этом, диспетчеру рекомендуется рассчитывать изменение третичной регулирующей мощности таким образом, чтобы не позднее

30 минут от момента выдачи команды, полностью восстановить резервы вторичного регулирования на загрузку или на разгрузку.

7.4. В качестве третичного («минутного») резерва для восстановления регулировочных возможностей вторичного регулирования в первую очередь должен быть использован:

- пуск/останов резервных гидрогенераторов и газотурбинных установок (ГТУ);
- пуск/останов, перевод в генераторный или насосный режим агрегатов гидроаккумулирующих электростанций.

В качестве менее быстродействующего третичного резерва могут быть использованы:

- загрузка (разгрузка) газомазутных энергоблоков;
- пуск/останов агрегатов парогазовых установок;
- загрузка/разгрузка энергоблоков АЭС;
- отключение/включение потребителей с регулируемой нагрузкой.

7.5. Величина третичного резерва и его размещение выбираются для энергосистемы, зоны (области) регулирования соответствующим оперативно-диспетчерским управлением самостоятельно в соответствии с «Методикой определения величины и размещения резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков».

7.6. Допускается участие энергоблоков и электростанций одновременно во всех видах регулирования при условии обеспечения выполнения требований по каждому из видов регулирования.

## **8. КОРРЕКЦИЯ СИНХРОННОГО ВРЕМЕНИ**

8.1. Коррекция синхронного времени должна выполняться с целью ограничения отклонения синхронного времени от астрономического времени. Отклонение синхронного времени возникает и накапливается из-за неточности и дискретности измерения частоты и погрешности ее регулирования. Коррекция отклонения синхронного времени выполняется путем согласованного смещения уставки по частоте во всех центральных регуляторах систем АРЧМ в заданный момент времени на заданную величину в течение заданного интервала времени (например, 1 сутки). Допускается смещение уставки по частоте относительно номинального значения на величину до +0,01 Гц, если синхронное время отстает от астрономического времени, или на величину до -0,01 Гц, если синхронное время опережает астрономическое время. Порядок изменения уставок по частоте должен регламентироваться отдельным документом, разрабатываемым КОТК.

8.2. В энергообъединении нормально допустимый диапазон отклонения синхронного времени от астрономического равен  $\pm 20$  сек, а максимально допустимый диапазон отклонения синхронного времени от астрономического равен  $\pm 30$  сек.

## 9. СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Концепция регулирования частоты и перетоков в энергообъединении стран СНГ и Балтии. Утверждена Решением ЭЭС СНГ от 27 октября 2005 года.
2. Методика определения величины и размещения резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков. Утверждена Решением ЭЭС СНГ от 13 октября 2006 года.
3. UCTE Operation Handbook – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance (Final policy 2.2 E, 20.07.2004).
4. Нормы качества электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения. ГОСТ 13109-97.
5. Методические указания по устойчивости энергосистем. Утверждены приказом Минэнерго РФ от 30 июня 2003 года № 277.
6. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные Минэнерго России № 229 от 19.06.2003 и зарегистрированные Минюстом России № 4799 от 20.06.2003.
7. Справочник. Термины и определения ОАО РАО «ЕЭС России». Утвержден приказом № 296 от 11.05.2005.