

**УТВЕРЖДЕНО**  
Решением Электроэнергетического Совета СНГ  
Протокол № 32 от 12 октября 2007 года

Основные технические требования к параллельно  
работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии

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

СОГЛАСОВАНО  
решением КОТК  
Протокол № 15 от 26-27 сентября 2007 г.

## 1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящий документ «Основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии. Правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков» (далее – Правила) устанавливает требования и рекомендации для организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в параллельно работающих энергосистемах стран СНГ и Балтии при регулировании режимов работы по частоте и перетокам<sup>1</sup> (далее – регулирование частоты и перетоков).

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

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. Основные положения настоящих Правил направлены на обеспечение регулирования частоты и перетоков в энергообъединении стран СНГ и Балтии, а также на обеспечение возможности параллельной работы энергообъединения стран СНГ и Балтии с энергообъединением УСТЕ.

1.6. Настоящие Правила определяют требования и рекомендации к регулированию частоты и перетоков в нормальных условиях работы энергообъединения, а также в условиях аварийных отключений в энергосистемах стран-участниц, в целом не вызывающих по своим последствиям нарушений нормальных условий работы энергообъединения. Аварийные режимы, вопросы устойчивости, действия противоаварийной автоматики и автоматической частотной разгрузки в энергообъединении рассматриваются в других документах.

1.7. Настоящие Правила предназначены также для проектных, научно-исследовательских и других организаций стран СНГ и Балтии, осуществляющих исследование и проектирование электроэнергетических систем и систем регулирования частоты и перетоков.

---

<sup>1</sup> Под регулированием перетоков понимается регулирование перетоков активной мощности с целью обеспечения заданных обменов электроэнергией

## 2. ОСНОВНЫЕ ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

2.1. Под **энергообъединением** (*interconnected power system*) понимается объединение энергосистем стран СНГ и Балтии, работающих параллельно.

2.2. Под **субъектами параллельной работы** (*subjects of parallel operation*) понимаются энергосистемы стран СНГ и Балтии, работающие параллельно в энергообъединении на основании межгосударственных договоров и соглашений.

2.3. Под **суммарным внешним перетоком или обменной мощностью энергосистемы** (*total power flow or power exchange of power system*) понимается алгебраическая сумма перетоков по всем линиям и трансформаторам связи энергосистемы одной страны с энергосистемами других стран СНГ и Балтии. Суммарный внешний переток положителен при приеме мощности в энергосистему.

2.4. Под заданным суммарным внешним перетоком (обменной мощностью) энергосистемы (*set value of total power flow (power exchange) of power system*) понимается плановое значение суммарного внешнего перетока при номинальной частоте. Под заданным с частотной коррекцией суммарным внешним перетоком (обменной мощностью) энергосистемы (*set value of frequency-biased total power flow (power exchange) of power system*) понимается то же самое, скорректированное на величину согласованной частотной коррекции энергосистемы при частоте, отличной от номинальной.

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

2.6. Под **номинальной частотой** (*nominal frequency*) понимается значение частоты, равное 50 Гц.

2.7. Под **нормальным режимом работы энергообъединения** (*normal operation conditions*) понимается его режим работы при номинальной частоте с допустимыми отклонениями, при допустимых перетоках и при наличии требуемых резервов мощности.

2.8. Под балансом мощности энергообъединения (*power balance of interconnected power system*) понимается равенство его генерируемой мощности и потребляемой мощности при номинальной частоте. Под балансом мощности энергосистемы или зоны регулирования (*power balance of power system*) понимается равенство ее 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. Под **небалансом мощности энергообъединения** (*power imbalance of the interconnected power system*) понимается 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.

Под **небалансом мощности энергосистемы** (*power imbalance of power system*) понимается временно возникающее нарушение баланса мощности энергосистемы, вызывающее отклонение частоты от номинального значения и суммарного внешнего перетока данной энергосистемы от заданного суммарного внешнего перетока.

2.10. Под **первичной регулирующей мощностью электростанции** (*primary control power of power plant*) понимается значение изменения ее мощности под воздействием системы автоматического регулирования турбин, котлоагрегатов, реакторов и т.п., вызванного изменением частоты. При повышении частоты первичная регулирующая мощность электростанции отрицательна (разгрузка агрегатов), при снижении частоты – положительна (загрузка).

Под **регулирующей мощностью потребителей или регулирующим эффектом нагрузки по частоте** (*self-regulation effect of load*) понимается изменение потребляемой ими мощности при изменении частоты. При повышении частоты регулирующая мощность обобщенных потребителей положительна (рост потребления), при снижении – отрицательна (уменьшение потребления).

Под **первичной регулирующей мощностью энергосистемы, энергообъединения** (*primary control power of power system, IPS*) понимается алгебраическая разность первичной регулирующей мощности электростанций и регулирующей мощности потребителей при изменении частоты. 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. Крутизна СЧХ, выражаемая в МВт/Гц, позволяет определить величину и знак первичной регулирующей

мощности, возникающей в энергосистеме и энергообъединении при определенном отклонении частоты.

2.12. **Под квазиустановившемся отклонением частоты (*quasi-steady-state frequency deviation*)** понимается отклонение частоты после мобилизации первичной мощности (через 30 секунд после резкого изменения частоты), которое удерживается первичным регулированием до начала последующего восстановления частоты вторичным регулированием.

2.13. **Первичное регулирование 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** – это диапазон отклонений частоты от номинального значения, на которые первичные регуляторы не реагируют.

**Мертвая зона первичного регулирования** – диапазон фактических отклонений частоты от номинального значения, в пределах которого энергоблоки могут не изменять свою мощность.

Мертвая зона первичного регулирования является суммой точности локального измерения частоты и зоны нечувствительности первичного регулятора. За пределами мертвой зоны энергоблок должен выдавать первичную мощность в соответствии с заданным статизмом.

2.14. **Под общим первичным регулированием частоты (ОПРЧ) (*general primary frequency control*)** понимается первичное регулирование, осуществляемое в меру имеющихся возможностей **всеми электростанциями**, в зависимости от характеристик регуляторов скорости турбин, заданных техническими правилами, при поддержке системами регулирования производительности котлов и реакторов и в соответствии с действующими нормативами. ОПРЧ имеет целью сохранение энергоснабжения потребителей и функционирования электростанций при аварийных отклонениях частоты.

2.15. Под **резервом первичного регулирования (первичным резервом) (*primary control reserve or primary reserve*)** понимается максимальное значение первичной регулирующей мощности, которое может выдать турбоагрегат, электростанция, энергосистема при понижении (**резерв на загрузку (*loading reserve*)**) либо повышении (**резерв на разгрузку (*unloading reserve*)**) частоты. Резерв первичного регулирования расходуется при отклонении частоты и вновь восстанавливается при ее возврате к номинальному значению. Резерв первичного регулирования зависит от исходной мощности турбоагрегата и от регулировочных возможностей его автоматики и энергетического оборудования и находится в пределах диапазона автоматического регулирования энергоблока.

2.16. Под **нормированным первичным регулированием частоты (НПРЧ) (*rated primary frequency control*)** понимается 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. 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 ( $50 \pm 0,8$  Гц в динамике и  $50 \pm 0,2$  Гц в квазистатике) при возникновении расчётного аварийного небаланса мощности.

2.17. Под **вторичным регулированием (*secondary control*)** понимается процесс изменения активной мощности специально выделенных для этой цели электростанций для компенсации возникшего небаланса мощности, ликвидации перегрузки транзитных связей, для восстановления частоты и заданных внешних перетоков, и, как следствие, восстановления резервов первичной регулирующей мощности, потраченных при действии первичного регулирования.

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

Под **зональным вторичным регулированием (*zonal secondary control*)** понимается совместное вторичное регулирование, осуществляемое в зоне 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, параметра, общего для энергообъединения (частоты, суммарного внешнего перетока по интерфейсу Восток-Запад).

**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 предотвращение перегрузки транзитных связей.

2.18. Под **вторичной регулирующей мощностью энергосистемы** или зоны регулирования (***secondary control power of power system***) понимается 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 или планового баланса мощности. Увеличение мощности электростанций соответствует выдаче положительной регулирующей мощности, а уменьшение – выдаче отрицательной вторичной регулирующей мощности.

2.19. Под **резервом вторичного регулирования (вторичным резервом)** (***secondary control reserve or secondary reserve***) понимается 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***)).

2.20. Под **диапазоном вторичного регулирования** электростанции (***secondary control reserve range***) понимается 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.

2.21. Под **районом регулирования** (***control area***) понимается район, охваченный действием данного вторичного регулятора суммарного внешнего перетока с коррекцией по частоте. Границы выбранного района регулирования с соседними районами регулирования определяются

точками съема сигналов телеизмерений перетоков, которые входят в суммарный внешний переток данного района.

2.22. Под **третичным регулированием** (*tertiary control*) понимается изменение мощности специально выделенных электростанций третичного регулирования в целях восстановления вторичного резерва по мере его исчерпания.

2.23. Под **третичной регулирующей мощностью** (*tertiary control power*) понимается 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**).

2.24. **Интерфейс Восток-Запад** (*East-West interface*) – межгосударственное сечение, которое состоит из совокупности линий электропередачи разных классов напряжения, через которое планируется осуществить параллельную связь между энергообъединением стран СНГ и Балтии и энергообъединением УСТЕ.

2.25. Под **расчетным (нормативным) небалансом мощности энергосистемы (района регулирования)** (*control area/IPS reference imbalance*) понимается небаланс, который вызывается отключением наиболее мощного энергоблока или узла электропотребления, и который в соответствии с критерием надежности (n-1) должен быть скомпенсирован вторичными и третичными резервами данного района регулирования.

2.26. Под **аварийным расчетным небалансом мощности энергообъединения** (*power interconnection reference incident*) понимается небаланс, который вызывается либо одновременным аварийным отключением двух крупных энергоблоков, либо отключением систем шин крупной электростанции, приводящим к отключению энергоблоков этой электростанции, либо отделением энергорайона со значительной генерацией или электропотреблением, при условии, что такой небаланс может привести к аварийному отклонению частоты, опасному для АЭС либо ведущему к срабатыванию АЧР. Такой небаланс должен быть обеспечен суммарным резервом нормированного первичного регулирования в энергообъединении в целях предотвращения указанного развития аварии.

2.27. Под **астатическим законом регулирования** (*astatic, flat control*) понимается закон регулирования, при котором отклонение регулируемого параметра сводится к нулю; реализация астатического

закона обеспечивается интегральным (пропорционально-интегральным) регулятором.

### **3. ОРГАНИЗАЦИЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ**

3.1. Для обеспечения высокого качества электроэнергии, высокой надежности параллельной работы энергообъединения, а также поддержания заданных суммарных внешних перетоков (обменов мощностью) между энергосистемами (районами регулирования) стран СНГ и Балтии, входящими в это энергообъединение, каждая из энергосистем (районов 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 органами оперативно-диспетчерского управления стран СНГ и Балтии.

3.3. Для координации деятельности организаций стран СНГ и Балтии, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в части регулирования частоты и перетоков, КОТК выполняет следующие функции:

- определяет страну-участницу параллельной работы, ответственную за организацию общего вторичного регулирования в энергообъединении стран СНГ и Балтии, а также за организацию коррекции синхронного электрического времени;
- определяет сечения транзитной сети энергообъединения, требующие совместной (двумя или более странами) организации скоординированных действий по ограничению перетоков максимально допустимой величиной;
- 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 необходимое значение крутизны СЧХ энергообъединения стран СНГ, а СЧХ энергосистем Балтии согласовывает через Комитет БРЭЛЛ;
- задает согласованные значения коэффициентов коррекции по частоте для каждой из энергосистем стран-участниц параллельной работы (для каждого района регулирования) для осуществления вторичного регулирования;

- задаёт для каждой из энергосистем (районов регулирования) требуемые точность и быстродействие поддержания заданного с частотной коррекцией суммарного внешнего перетока.

3.4. Организации, осуществляющие оперативно-диспетчерское управление, должны обеспечивать в своих энергосистемах организацию нормированного первичного, 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 (районов) и зон 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**

4.1. Согласованное участие всех энергосистем и зон регулирования в первичном, вторичном и третичном регулировании с периодической коррекцией синхронного времени должно обеспечить постоянное поддержание нормального режима работы энергообъединения стран-участниц, 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;
- частота должна 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:

- поддержание средней частоты за любые 0,5 часа суток в пределах  $50\pm 0,01$  Гц в целях преимущественного удержания текущей частоты в пределах полосы регулирования  $50\pm 0,02$  Гц для предотвращения излишнего запуска нормированного первичного регулирования частоты в нормальных условиях;
- совместно с нормированным первичным регулированием частоты удержание текущей частоты в пределах  $50\pm 0,05$  Гц (нормальный уровень) и в пределах  $50\pm 0,2$  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.

4.2. 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 либо оперативно (при отсутствии либо неэффективности автоматических ограничителей перетока) – за время не более 20 минут.

## **5. ПЕРВИЧНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ЧАСТОТЫ**

### **5.1. Общие требования**

5.1.1. Первичное регулирование частоты в энергообъединении стран СНГ и Балтии разделяется на общее и нормированное.

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

5.1.3. Нормированное первичное регулирование частоты в энергообъединении стран СНГ и Балтии должно обеспечить устойчивую выдачу требуемой первичной мощности энергосистемы или зоны регулирования и ее поддержание вплоть до возврата частоты к исходному номинальному уровню в результате действия вторичного регулирования, то есть в течение, как минимум, 15 минут.

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

5.1.5. В энергообъединении, в энергосистемах и в зонах 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 работе первичного регулирования и о фактических величинах СЧХ энергообъединения и отдельных его частей.

5.1.6. 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.

5.1.7. 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 обеспечивается ОПРЧ.

## **5.2. Требования к резервам первичного регулирования**

5.2.1. Величина необходимого первичного резерва энергообъединения стран СНГ и Балтии устанавливается ежегодно КОТК в соответствии с принципом совместного участия в 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.

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

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

5.2.4. На электростанциях, выделенных для нормированного первичного регулирования частоты, должен постоянно поддерживаться

заданный для энергосистем (районов регулирования) суммарный первичный резерв, удовлетворяющий требованиям НПРЧ:

- при отклонении частоты 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 нормальной частоты (вхождения частоты в мертвую зону первичного регулирования).

### **5.3. Требования к электростанциям первичного регулирования**

5.3.1. Для целей нормированного первичного регулирования привлекаются электростанции, удовлетворяющие требованиям НПРЧ. Все электростанции энергообъединения стран СНГ и Балтии, не выделенные для НРПЧ, должны участвовать в ОПРЧ.

5.3.2. На энергоблоках, выделенных для нормированного первичного регулирования, зона нечувствительности первичных регуляторов частоты не должна превышать  $\pm 10$  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.

5.3.3. Мертвая зона первичного регулирования, обусловленная неточностью местного измерения частоты и нечувствительностью первичного регулятора частоты, не должна превышать  $\pm 20$  мГц.

5.3.4. Статизм системы регулирования мощности на энергоблоках должен обеспечить выдачу всего заданного первичного резерва при отклонении частоты на  $\pm 0,2$  Гц.

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

5.3.5. Электростанции и энергоблоки, участвующие в нормированном первичном регулировании, 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 регулирования и энергообъединения в целом.

## 6. ВТОРИЧНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ

### 6.1. Общие требования

6.1.1. Вторичное регулирование производится в целях:

- поддержания частоты в допустимых пределах;
- поддержания баланса мощности района, зоны регулирования путём регулирования заданного с частотной коррекцией суммарного внешнего перетока области регулирования;
- поддержания перетоков мощности по связям и сечениям в допустимых диапазонах;
- обеспечения возможности восстановления резервов первичного регулирования.

6.1.2. В энергообъединении стран СНГ и Балтии должно непрерывно осуществляться:

- общее вторичное регулирование частоты (обменной мощности по интерфейсу Восток-Запад с частотной коррекцией) в энергообъединении,
- региональное вторичное регулирование у субъектов,
- ограничение перетоков по транзитным связям энергообъединения.

6.1.3. В каждой энергосистеме должно осуществляться региональное вторичное регулирование.

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

6.1.5. В результате действия системы вторичного регулирования суммарный внешний переток каждой энергосистемы, каждой зоны регулирования должен поддерживаться на заданном уровне при номинальной частоте. При этом внутренние нарушения баланса мощности каждой энергосистемы, каждой зоны регулирования должны устраняться этой энергосистемой (районом регулирования) за время не более 15 минут.

6.1.6. Система вторичного регулирования энергосистемы, зоны регулирования не должна реагировать на небалансы мощности, возникшие в соседних энергосистемах, зонах регулирования. В то же время система вторичного регулирования энергосистемы, зоны регулирования не должна препятствовать действию первичного регулирования своей энергосистемы.

6.1.7. При возникновении небаланса мощности в одной из энергосистем, в одной из зон регулирования должно вступать в действие региональное вторичное регулирование (в районе, в зоне регулирования

по месту возникновения небаланса). При возникновении отклонения частоты (обменной мощности по интерфейсу Восток- Запад) 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 (районе регулирования), резервы общего вторичного регулирования должны восстанавливаться до исходных значений.

6.1.8. При переходе энергообъединения стран СНГ и Балтии на параллельную работу с энергообъединением УСТЕ общее вторичное регулирование должно быть переведено в режим регулирования суммарного внешнего перетока по интерфейсу Восток-Запад с согласованной частотной коррекцией.

6.1.9. В каждой энергосистеме, зоне регулирования организацией, осуществляющей оперативно-диспетчерское управление, должны быть определены линии электропередачи и сечения транзитной сети, 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 АОП по этим линиям и сечениям, выполненные в виде интегральных регуляторов с регулируемой зоной нечувствительности.

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

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

## **6.2. Принципы осуществления вторичного регулирования**

6.2.1. 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 района, зоны регулирования  $G$  (*area control error, ACE*), равная фиксируемому небалансу мощности энергосистемы, и вычисляемая по формуле:

$$G = \Delta P + K_{\omega} * \Delta f, \text{ МВт,}$$

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

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

$K_ч$  – заданный коэффициент частотной коррекции, МВт/Гц

$K_ч * \Delta f$  – текущая частотная коррекция (ошибка регулирования частоты), МВт.

Ошибка района, зоны регулирования  $G$  положительна при возникновении в районе регулирования избытка генерируемой мощности.

Ошибка района, зоны регулирования должна устраняться с заданной КОТК точностью и быстродействием.

6.2.2. 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 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.

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

6.2.4. 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.

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

### **6.3. Требования к резервам вторичного регулирования**

6.3.1. Величины резервов вторичной регулирующей мощности и их размещение в каждой энергосистеме, зоне регулирования должны определяться в соответствии с «Методикой определения величины и

размещения резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков».

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

- регулирование заданной обменной мощности энергосистем, зон регулирования с частотной коррекцией;
- ограничение перетоков по межгосударственным и внутренним связям энергосистем, зон регулирования стран СНГ и Балтии.

#### **6.4. Требования к электростанциям и потребителям, привлекаемым к вторичному регулированию**

6.4.1. 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.

6.4.2. 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.

6.4.3. Соответствие вышеуказанным требованиям должно подтверждаться результатами испытаний.

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

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

- **Централизованной**, с одним центральным регулятором, когда энергосистема, зона регулирования являются одним районом регулирования.

- **Плюралистической**, когда вторичное регулирование осуществляется децентрализованно отдельными регуляторами в энергосистемах, но при этом имеется отдельная система АРЧМ, регулирующая суммарный внешний переток зоны 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.

6.5.2. Границы каждого района регулирования физически определяются расположением точек измерения внешних перетоков района. При этом алгебраическая сумма внешних перетоков определяет контролируемый суммарный внешний переток.

6.5.3. Образование зон регулирования с указанием соседей для каждого района регулирования оформляется специальными Протоколами, которые будут являться Приложениями к настоящим Правилам.

6.5.4. Зоны регулирования формируются свободно, по желанию стран, энергосистемы которых непосредственно связаны между собой. Подписанные сторонами-участниками зон регулирования Протоколы должны быть разосланы всем участникам энергообъединения стран СНГ и Балтии заблаговременно до начала работы по новой схеме. В Протоколах должны быть указаны границы зон регулирования, а также название и адреса организаций, отвечающих за регулирование в зоне регулирования.

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

6.6.1. 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 секунды;
- допустимая задержка в замкнутом контуре АРЧМ (транспортная задержка), включающая:
  - время измерения параметров режима, используемых при регулировании,
  - задержку при передаче измеренных параметров режима энергосистемы (района 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 секунд.
- 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 (соответствующего района регулирования), входящего в состав суммарного внешнего перетока мощности, должна быть не хуже 1,0% половины полного диапазона измерения (*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 времени изменения графика сальдо перетоков.

## 7. ТРЕТИЧНОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ

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 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-регуляторов.

7.5. Величина третичного резерва и его размещение выбираются энергосистемой, зоной регулирования 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 вторичных регуляторах в заданный момент времени на заданную величину в течение заданного интервала времени (1 сутки) (на +0,01 Гц, если синхронное время отстает от астрономического времени, или на – 0,01 Гц, если синхронное время опережает астрономическое время). Изменение уставок по частоте должно выполняться по команде из единого центра, расположение которого определяется КОТК.

8.2. Нормально допустимый диапазон отклонения синхронного времени равен  $\pm 20$  сек, а максимально допустимый диапазон отклонения синхронного времени равен  $\pm 30$  сек.

8.3. Так как контроль синхронного времени и указания по его коррекции должны исходить из одного центра контроля, то все субъекты параллельной работы в энергообъединении стран СНГ и Балтии при его изолированной работе от энергообъединения УСТЕ должны назначить Контролера синхронного времени. При соединении на параллельную работу энергообъединения стран СНГ и Балтии с энергообъединением УСТЕ этот вопрос должен быть согласован дополнительно.

8.4. Точность измерения синхронного и астрономического времени должна быть не хуже 0,1 секунды.

8.5. Если на 8:00 утра по московскому времени каждого дня отклонение синхронного времени не выходит за пределы нормального допустимого диапазона, то никакой коррекции не требуется. Если отклонение синхронного времени выйдет за пределы нормально допустимого диапазона, то контролер синхронного времени принимает решение о коррекции синхронного времени, при этом контролер синхронного времени до 10:00 утра по московскому времени должен передать распоряжение о коррекции во все диспетчерские центры энергосистем, зон регулирования, работающих параллельно в энергообъединении стран СНГ и Балтии, с указанием фактического отклонения синхронного времени от астрономического, времени начала коррекции синхронного времени, значения смещения уставки по частоте вторичных регуляторов и продолжительности коррекции синхронного времени.

## 9. СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Концепция регулирования частоты и перетоков в энергообъединении стран СНГ и Балтии. Утверждена решением ЭЭС СНГ от 27 октября 2005 г.
2. Методика определения величины и размещения резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков. Утверждена решением ЭЭС СНГ от 13 октября 2006 г.
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 г. № 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.