

Приложение 2

Проект

УТВЕРЖДЕНА

Решением Электроэнергетического Совета СНГ
Протокол № ____ от ____ _____ 2015 года

Основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам
стран СНГ и Балтии

МЕТОДИКА МОНИТОРИНГА УЧАСТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ СТРАН СНГ И БАЛТИИ В РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

СОГЛАСОВАНА

решением КОТК

Протокол № 29 от 24-25 сентября 2015 г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1. <u>ВВЕДЕНИЕ</u>	3
<u>Область применения</u>	3
<u>Основания для разработки</u>	3
<u>Назначение и принципы</u>	3
2. <u>ПОРЯДОК КОНТРОЛЯ УЧАСТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ В РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ</u>	4
3. <u>ОБЪЕМ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ИЗМЕРЕНИЙ ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ МОНИТОРИНГА ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ</u>	6
4. <u>СПОСОБЫ ОЦЕНКИ УЧАСТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ В РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ</u>	11
5. <u>РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СПОСОБУ И ОБЪЕМУ ВЗАИМНОГО ОБМЕНА ДАНЫМИ МОНИТОРИНГА</u>	21
6. <u>ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА</u>	23

1. ВВЕДЕНИЕ

Область применения

В соответствии с настоящей методикой производится контроль участия в регулировании частоты и перетоков активной мощности (далее – частоты и перетоков) каждой из параллельно работающих энергосистем стран СНГ и Балтии, а также других стран, входящих в энергообъединение.

В соответствии с настоящей методикой должен осуществляться мониторинг выполнения энергосистемами действующих правил в части управления режимами по частоте и перетокам при параллельной работе.

Настоящая методика предназначена для организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в параллельно работающих энергосистемах стран СНГ и Балтии, а также других стран, входящих в энергообъединение (далее – субъекты оперативно-диспетчерского управления).

Основания для разработки

Основанием для разработки методики являются решения 25-го и 26-го заседаний Электроэнергетического совета (ЭЭС) СНГ о разработке основных технических требований к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии.

Необходимость мониторинга участия энергосистем в регулировании частоты и перетоков определена «Правилами и рекомендациями по регулированию частоты и перетоков активной мощности» (далее – Правила).

Назначение и принципы

Методикой определяются:

- порядок контроля и способы оценки участия энергосистем в регулировании частоты и перетоков;
- требования и рекомендации по необходимому объему измерений параметров режима для осуществления мониторинга;
- требования и рекомендации к характеристикам средств измерения, доставки и отображения параметров режима для осуществления мониторинга;
- алгоритмы расчета величин и параметров, требуемых для оценки участия энергосистем в регулировании частоты и перетоков;

- рекомендации по способу и объему взаимного обмена данными мониторинга между энергосистемами.

Методика разработана с использованием следующих принципов:

- параллельно работающие энергосистемы осуществляют совместное регулирование частоты и перетоков в синхронной зоне в соответствии с принятыми Правилами;

- в энергосистемах могут применяться любые организационно-технические решения, обеспечивающие выполнение требований по регулированию частоты и перетоков;

- для мониторинга участия энергосистем в регулировании частоты и перетоков могут применяться любые технические средства, удовлетворяющие требуемым характеристикам.

Значения терминов, используемых в Методике, соответствуют определениям, принятым в Правилах.

2. ПОРЯДОК КОНТРОЛЯ УЧАСТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ В РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ

Субъекты оперативно-диспетчерского управления должны осуществлять постоянный мониторинг участия своих электростанций и энергосистем в первичном, вторичном и третичном регулировании.

Субъект оперативно-диспетчерского управления в энергосистеме, выполняющей функцию общего вторичного регулирования, должен осуществлять мониторинг качества регулирования частоты в синхронной зоне.

При мониторинге первичного регулирования должна производиться оценка:

- фактической крутизны статической частотной характеристики (СЧХ) энергообъединения и каждой из энергосистем;

- качества реализации резервов нормированного первичного регулирования частоты (НПРЧ), быстродействия и стабильности функционирования систем первичного регулирования привлекаемых к НПРЧ энергоблоков и электростанций;

- качества участия энергоблоков и электростанций в общем первичном регулировании частоты (ОПРЧ) в пределах имеющихся возможностей регулирования при отклонениях частоты более $\pm 0,2$ Гц от номинальной.

Необходимо фиксировать результаты мониторинга первичного регулирования для всех случаев относительно резкого (за период времени до 10 секунд) изменения частоты на величину 0,05 Гц и более, с накоплением статистики результатов мониторинга за календарный год.

Мониторинг нормированного первичного регулирования частоты при отклонениях частоты за пределы «мертвой полосы» первичных регуляторов ($50,00 \pm 0,02$ Гц) в нормальных режимах осуществляется субъектами оперативно-диспетчерского управления самостоятельно.

При мониторинге вторичного регулирования должна производиться оценка качества:

- выполнения функций вторичного регулирования, реализуемых в данной энергосистеме (области регулирования);
- отработки заданий вторичного регулирования (автоматического и оперативного) на выделенных для этих целей электростанциях и энергоблоках.

Мониторинг вторичного регулирования должен производиться постоянно в процессе управления режимами энергосистем (областей регулирования) и энергообъединения по частоте и перетокам. При этом необходимо фиксировать все случаи отклонения частоты от номинальной на величину $\pm 0,05$ Гц и более с накоплением статистики результатов мониторинга за календарный год.

В энергосистеме страны-участницы параллельной работы, ответственной за организацию общего вторичного регулирования, дополнительно должен быть организован постоянный контроль качества регулирования частоты с определением:

- средних значений частоты на часовых интервалах, начинающихся каждую секунду, а также среднеквадратичных отклонений частоты на данных интервалах;
- максимальных и минимальных значений частоты (мгновенных и квазиустановившихся) за сутки, месяц, год;
- времени работы энергообъединения в диапазонах частот $50,00 \pm 0,02$ Гц («мертвая полоса» первичных регуляторов для режима НПРЧ), $50 \pm 0,05$ Гц (нормальный уровень) и $50 \pm 0,2$ Гц (допустимый уровень);

- времени восстановления нормального уровня частоты и заданных суммарных внешних перетоков мощности энергосистем (областей регулирования), входящих в энергообъединение;

- отклонений синхронного (электрического) времени от астрономического нарастающим итогом за сутки, месяц, год.

Мониторинг третичного регулирования рекомендуется проводить странам-участницам параллельной работы для оценки своевременности обработки заданий (автоматических и оперативных) на изменение мощности электростанций и энергоблоков, используемых для третичного регулирования и восстановления вторичных резервов. При этом рекомендуется фиксировать все случаи невыполнения заданий по третичному регулированию с накоплением статистики случаев по месяцам и за календарный год.

3. ОБЪЕМ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ИЗМЕРЕНИЙ ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ МОНИТОРИНГА ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ

Для целей мониторинга необходимо использовать измерения/значения:

- частоты электрического тока в диспетчерских центрах субъектов оперативно-диспетчерского управления, на шинах электростанций и подстанций, на которых установлены регистраторы частоты требуемой точности;

- частоты вращения вала турбины энергоблоков, участвующих в НПРЧ;

- активной мощности энергоблоков и электростанций, участвующих в первичном, вторичном и третичном регулировании;

- планового задания активной мощности энергоблоку (электростанции), участвующему в регулировании, с учетом скорости его изменения;

- задания центральных регуляторов систем АРЧМ (вторичного задания) активной мощности энергоблоку (электростанции), участвующему в автоматическом вторичном регулировании;

- перетока активной мощности по линиям электропередачи, соединяющим энергосистемы (области регулирования);

- перетока активной мощности по линиям электропередачи и контролируемым сечениям, определенным соответствующими органами

оперативно-диспетчерского управления как те, перегрузка которых перетоками активной мощности может привести к нарушению устойчивости синхронной работы;

- планового (заданного) значения суммарного внешнего перетока активной мощности энергосистемы (области регулирования) без коррекции и с коррекцией по частоте;

- заданного максимально допустимого перетока активной мощности по контролируемым сечениям.

Значения указанных параметров должны фиксироваться на энергообъектах с шагом не более 1-2 секунды, измерения значений должны производиться синхронно с точностью синхронизации не хуже 1 секунды.

Для измерения частоты электрического тока следует использовать датчики, фиксирующие среднее за 1 секунду значение частоты основной гармоники напряжения в сети с дискретностью 0,001 Гц (1 мГц).

Частота электрического тока должна измеряться на одной из фаз.

Абсолютная точность измерения частоты должна быть не хуже 0,001 Гц (1 мГц).

Измерение частоты в соответствующем диспетчерском центре должно производиться датчиками, подключенными к сети переменного тока собственных нужд, имеющей постоянную надёжную синхронную связь с питающим центром энергосистемы без перевода на систему гарантированного питания.

При этом измерение частоты должно дублироваться быстродействующими телеизмерениями (с периодом обновления и передачи 1-2 секунды) в контрольных точках энергосистемы - на секциях шин крупных электростанций и подстанций.

Датчики частоты должны быть сертифицированы в качестве средства контроля качества электроэнергии органами метрологического контроля и аттестации стран-участниц параллельной работы.

Частота вращения вала турбины энергоблока, участвующего в НПРЧ, должна определяться с точностью не хуже 0,01 Гц (10 мГц).

Для мониторинга нормированного первичного и автоматического вторичного регулирования необходимо использовать измерения активной мощности энергоблоков, производимые следующим образом:

- Датчики мощности должны подключаться к измерительным трансформаторам тока и напряжения на шинах генератора;

- Датчики мощности должны рассчитывать полную (по трем фазам) среднюю (действующую) активную мощность с интервалом усреднения 1 секунда; моментом выполнения измерения считается время конца каждого интервала усреднения;

- Для расчетов должна использоваться основная гармоника напряжения и тока;

- Абсолютная точность измерения мощности должна быть не хуже 1,0% номинальной мощности энергоблока;

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

Для мониторинга общего первичного, оперативного вторичного и третичного регулирования необходимо использовать измерения активной мощности энергоблоков и электростанций, производимые следующим образом:

- Датчики мощности должны подключаться к измерительным трансформаторам тока и напряжения на шинах генераторов;

- Датчики мощности должны рассчитывать среднюю (действующую) активную мощность с интервалом усреднения не более 1 секунды; для расчетов должна использоваться основная гармоника напряжения и тока;

- Совокупная погрешность канала измерения мощности должна быть не хуже 2,0% от номинальной мощности энергоблока (электростанции);

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

Значения плановой активной мощности и задания вторичной мощности энергоблоков (электростанций) должны фиксироваться с точностью и дискретностью, установленными в соответствующих системах управления (центральных регуляторах систем АРЧМ, САУМ энергоблоков, ГРАМ ГЭС и т.д.).

Для мониторинга первичного и вторичного регулирования необходимо использовать измерения перетока активной мощности по линиям электропередачи, соединяющим энергосистемы (области регулирования), а также в контролируемых сечениях, производимые следующим образом:

- Датчики мощности должны подключаться к измерительным трансформаторам тока и напряжения контролируемой связи с возможностью перевода на резервные трансформаторы напряжения;

- Датчики мощности должны рассчитывать полную (по трем фазам) среднюю (действующую) активную мощность, передаваемую по связи, с интервалом усреднения 1 секунда;
- Для расчетов должна использоваться основная гармоника напряжения и тока;
- Совокупная погрешность канала мощности должна быть не хуже 1,0% от полного диапазона измерения датчика, согласованного с номинальной пропускной способностью контролируемой связи;
- Дискретность (разрешающая способность) измерения мощности должна быть не хуже 0,1% от полного диапазона измерения датчика.

Телеизмерения перетоков активной мощности по линиям электропередачи, соединяющим энергосистемы (области регулирования), а также по контролируемым сечениям должны передаваться в соответствующие диспетчерские центры с периодом обновления и передачи 1-2 секунды по дублированным каналам связи (основному и резервному).

Измерения перетоков активной мощности по линиям электропередачи, соединяющим энергосистемы (области регулирования), должны передаваться в диспетчерские центры с обоих концов линии, чем обеспечивается дублирование телеизмерений перетоков. При этом в качестве основного принимается телеизмерение перетока со «своего» объекта, в качестве резервного – с объекта смежной энергосистемы (области регулирования).

По данным измерений перетоков активной мощности должны вычисляться и фиксироваться как отдельные измерения:

- суммарные перетоки в контролируемых сечениях как сумма синхронных измерений активных мощностей по линиям электропередачи, входящим в сечения;

- суммарный внешний переток энергосистемы (области регулирования) $P_{вн}$ как алгебраическая сумма синхронно измеренных значений перетоков по всем линиям электропередачи и трансформаторам связи одной энергосистемы (одной области регулирования) с другими энергосистемами (областями регулирования). Суммарный внешний переток принимается положительным при приеме мощности в энергосистему (область регулирования).

Системы сбора, передачи и отображения данных, используемые для мониторинга частоты и перетоков, не должны ухудшать указанных характеристик измерений параметров.

К задаваемым параметрам для мониторинга относятся:

- уставка по частоте систем автоматического вторичного регулирования (f_0), Гц;
- максимально допустимые значения (уставки) контролируемых перетоков (P_0), МВт;
- полный диапазон изменения контролируемого перетока (P_D), МВт;
- крутизна СЧХ энергосистемы, области регулирования ($\sigma_{зд}$), МВт/Гц;
- коэффициент частотной коррекции энергосистемы (области регулирования), энергообъединения ($K_{ч}$), МВт/Гц;
- номинальные мощности энергоблоков и электростанций, участвующих в регулировании, ($P_{ном}$), МВт;
- статизм первичного регулирования энергоблоков и электростанций (S%);
- верхняя и нижняя границы «мертвой полосы» первичных регуляторов энергоблоков и электростанций (f_v и f_n), Гц;
- допустимое отклонение фактической мощности от суммарного задания энергоблоков и электростанций ($\Delta P_{доп}$), % или МВт;
- допустимая задержка изменения мощности энергоблоков и электростанций при первичном регулировании ($\Delta t_{пр}$), сек.;
- резервы нормированного первичного и вторичного регулирования энергоблоков и электростанций на загрузку и разгрузку;
- верхняя и нижняя границы диапазона автоматического регулирования энергоблоков и электростанций;
- заданный суммарный внешний переток энергосистемы (области регулирования).

К вычисляемым параметрам для мониторинга относятся:

- отклонения частоты относительно номинальной (заданной);
- абсолютные отклонения частоты на заданном периоде времени;
- задания первичных регуляторов (первичное задание) энергоблоков и электростанций;
- суммарные задания по активной мощности энергоблоков и электростанций (P_{Σ});
- отклонения суммарного задания и фактической мощности энергоблоков и электростанций;
- заданные значения суммарного внешнего перетока энергосистемы (области регулирования) с коррекцией по частоте;

- отклонения фактических значений суммарного внешнего перетока энергосистемы (области регулирования) от заданных значений;
- величины превышения фактических значений контролируемых перетоков над максимально допустимыми значениями.

4. СПОСОБЫ ОЦЕНКИ УЧАСТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ В РЕГУЛИРОВАНИИ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ

4.1. Мониторинг первичного регулирования.

Мониторинг первичного регулирования выполняется при фиксации случаев резкого изменения частоты по данным измерений частоты электрического тока или частоты вращения вала турбины энергоблоков.

Для всех зафиксированных случаев резкого изменения частоты на величину $\pm 0,05$ Гц и более необходимо:

- Определить интервал времени для фиксации, обработки и сохранения данных мониторинга;
- Сопоставить синхронно измеренные значения активной мощности суммарного внешнего перетока энергосистемы (области регулирования) с измерениями частоты на указанном интервале времени;
- Определить наличие либо отсутствие небаланса мощности в своей энергосистеме (области регулирования);
- При наличии небаланса мощности в своей энергосистеме (области регулирования) определить его величину по оперативным данным;
- Определить крутизну СЧХ энергосистемы (области регулирования) на интервале 10÷30 секунд от момента резкого изменения частоты (до начала влияния вторичного регулирования) с оценкой соответствия фактической и заданной крутизны СЧХ энергосистемы (области регулирования);
- Оценить на интервале 10÷30 секунд переходного процесса от момента резкого изменения частоты степень влияния энергоблоков (электростанций), участвующих в НПРЧ, на изменение суммарного внешнего перетока энергосистемы (области регулирования);
- При необходимости выполнить расчет на указанном интервале времени значений суммарного задания по активной мощности энергоблокам

(электростанциям) с учетом их участия в первичном и вторичном регулировании;

- Сопоставить синхронизированные измерения активной мощности энергоблоков (электростанций) со значениями их суммарного задания на указанном интервале времени, с оценкой качества отработки энергоблоками (электростанциями) суммарного задания.

Интервал времени для фиксации, обработки и сохранения данных мониторинга первичного регулирования должен охватывать как минимум 2-х минутный период до момента резкого изменения частоты и 15-ти минутный период после указанного момента (период возврата частоты в пределы задаваемой «мертвой полосы» НПРЧ ($50,00 \pm 0,02$ Гц) средствами вторичного регулирования).

Наличие либо отсутствие небаланса мощности в своей энергосистеме (области регулирования), из-за которого возникло резкое изменение частоты, определяется по знаку соотношения:

$$G = \Delta P_{\text{вн}} + K_{\text{ч}} * \Delta f \quad (1),$$

где $\Delta P_{\text{вн}}$ – изменение суммарного внешнего перетока (обменной мощности) энергосистемы, области регулирования (положительно при увеличении приема мощности),

$$\Delta P_{\text{вн}} = P_{\text{вн}} - P_{\text{вн}0}, \text{ где:}$$

$P_{\text{вн}}$ – квазиустановившийся к 30-й секунде переходного процесса суммарный внешний переток (МВт),

$P_{\text{вн}0}$ – исходный суммарный внешний переток (МВт);

$K_{\text{ч}}$ – коэффициент коррекции по частоте энергосистемы, области регулирования (МВт/Гц)

$$\Delta f = f - f_{\text{исх}} - \text{изменение частоты, Гц,}$$

f и $f_{\text{исх}}$ – квазиустановившееся и исходное значения частоты, Гц.

Положительный знак соотношения (1) означает отсутствие в энергосистеме (области регулирования) небаланса мощности, отрицательный – его наличие.

Крутизна СЧХ энергосистем (областей регулирования), кроме энергосистемы (области регулирования), в которой зафиксирован небаланс мощности, определяется по формуле (1):

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

где σ - расчётное значение крутизны СЧХ энергосистемы (области регулирования).

Крутизна СЧХ энергосистемы (области регулирования), в пределах которой произошел небаланс мощности, определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{\Delta P_{вн} + \Delta P_{нб}}{\Delta f}, \text{ МВт/Гц} \quad (2),$$

где $\Delta P_{нб}$ – величина небаланса (определяется по оперативным данным, принимается положительной при избытке мощности).

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

Абсолютная и относительная разность фактической и заданной крутизны СЧХ энергосистемы (области регулирования), энергообъединения определяются по следующим формулам:

$$\Delta\sigma = \sigma - \sigma_{зд}, \text{ МВт/Гц}, \quad (3)$$

$$\Delta\sigma\% = (\Delta\sigma/\sigma_{зд}) \times 100. \quad (4)$$

Крутизна СЧХ энергообъединения определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{\Delta P_{нб}}{\Delta f}, \text{ МВт/Гц}. \quad (5)$$

По результатам ежегодной статистики зафиксированных случаев отклонения частоты определяются максимальное, минимальное и среднее значения крутизны СЧХ энергосистемы (области регулирования), энергообъединения и производится оценка их отклонений от заданной крутизны СЧХ энергосистемы (области регулирования), энергообъединения.

Принимается, что первичное регулирование в энергосистеме (области регулирования) является удовлетворительным, если среднее за год значение крутизны СЧХ энергосистемы (области регулирования) отличается от заданного значения не более, чем на 10%, а максимальное и минимальное значения крутизны СЧХ энергосистемы (области регулирования) отличаются от среднегодового не более, чем на 30%.

Принимается, что первичное регулирование в энергообъединении является удовлетворительным, если:

- среднее за календарный год значение крутизны СЧХ энергообъединения отличается от заданного значения не более, чем на 10%, а максимальное и минимальное значения крутизны СЧХ отличаются от среднегодового не более, чем на 30%;
- квазиустановившиеся отклонения частоты от номинальной не превышали $50 \pm 0,2$ Гц при небалансах мощности, не превышающих аварийный расчетный небаланс.

Для анализа качества первичного регулирования в энергосистеме (области регулирования) необходимо производить оценку степени влияния электростанций энергосистемы (области регулирования) на изменение суммарного внешнего перетока энергосистемы (области регулирования) и величину крутизны ее СЧХ.

Для оценки степени влияния энергоблоков (электростанций) на изменение суммарного внешнего перетока энергосистемы (области регулирования) определяется сумма отклонений их фактической мощности ($\Delta P_{\Sigma Э}$) на интервале $10 \div 30$ секунд переходного процесса от момента резкого изменения частоты:

$$\Delta P_{\Sigma Э} = \sum_i^N \Delta P_i, \text{ МВт}, \quad (6)$$

где ΔP_i – изменение активной мощности энергоблока (электростанции) при первичном регулировании (положительно при снижении частоты),

$\Delta P_i = P_{Эi} - P_{Эi0}$, где:

$P_{Эi}$ – квазиустановившееся к 30-й секунде переходного процесса значение мощности i -го энергоблока (электростанции), МВт;

$P_{Эi0}$ – исходная мощность i -го энергоблока (электростанции), МВт;

N – количество контролируемых энергоблоков (электростанций).

Используемое при расчётах изменение мощности энергоблоков (электростанций) определяется как разность усреднённого значения мощности за

20 секунд до (исходное значение) и за 20 секунд (в интервале от 10-й до 30-й секунды - квазиустановившееся значение) после момента начала резкого изменения частоты.

Также по (6) может быть определено суммарное участие в первичном регулировании энергоблоков (электростанций) определенной группы:

- входящих в выделенную группу для участия в НПРЧ ($\Delta P_{\Sigma \text{нпрч}}$);
- входящих в группу ОПРЧ ($\Delta P_{\Sigma \text{опрч}}$);
- входящих в группу определенного типа (ТЭС, ГЭС, АЭС) и т.д.

Степень влияния всех энергоблоков (электростанций), а также их отдельных групп на изменение суммарного внешнего перетока энергосистемы (области регулирования) определяется отношениями:

$$V_{\Sigma \text{группы}} \% = (\Delta P_{\text{вн}} / \Delta P_{\Sigma \text{группы}}) \times 100 \quad (7)$$

для всех энергосистем, кроме энергосистемы (области регулирования), в которой зафиксирован небаланс мощности;

$$V_{\Sigma \text{группы}} \% = ((\Delta P_{\text{вн}} + \Delta P_{\text{нб}}) / \Delta P_{\Sigma \text{группы}}) \times 100 \quad (8)$$

для энергосистемы (области регулирования), в которой зафиксирован небаланс мощности.

При зафиксированном неудовлетворительном качестве первичного регулирования в энергосистеме, области регулирования (по значениям крутизны СЧХ) необходимо произвести корректировку степени влияния электростанций энергосистемы (области регулирования) на величину крутизны ее СЧХ в сторону увеличения или уменьшения путем соответствующей корректировки характеристик НПРЧ.

Качество участия энергоблоков (электростанций) в первичном и вторичном регулировании оценивается по точности отработки требуемого суммарного задания по активной мощности.

Суммарное задание активной мощности энергоблоку (электростанции) для целей анализа определяется, как:

$$P_{\Sigma}(t) = P_{\text{пл}}(t) + P_{\text{пр}}(t - \Delta t_{\text{пр}}) + P_{\text{вр}}(t) \text{ [МВт]}, \quad (9)$$

где: t – текущее время;

$P_{пл}(t)$, МВт – текущее плановое задание активной мощности в соответствии с диспетчерским графиком или командой в рамках третичного регулирования;

$P_{пр}(t-\Delta t_{пр})$, МВт – требуемое первичное задание с учетом допустимой задержки его отработки энергоблоком (электростанцией);

$P_{вр}(t)$, МВт – текущее вторичное задание, поступившее для отработки в систему регулирования мощности энергоблока (электростанции) от регулятора системы АРЧМ.

Если энергоблок (электростанция) участвует только в первичном регулировании, то $P_{вр}=0$.

Требуемое первичное задание определяется по формуле (5.1), приведенной в Правилах.

Для корректной оценки участия энергоблоков (электростанций) в первичном регулировании частоты в алгоритме оценки необходимо использовать максимальные и минимальные значения требуемого первичного задания $P_{прМакс}$ и $P_{прМин}$, определенные на интервале времени $(t-\Delta t_{пр})\div t$:

$$P_{прМакс} = - \frac{100}{S \times f_H} \cdot P_{ном} \cdot \Delta f_{рМин} \quad [\text{МВт}] \quad (10)$$

и

$$P_{прМин} = - \frac{100}{S \times f_H} \cdot P_{ном} \cdot \Delta f_{рМакс} \quad [\text{МВт}], \quad (11)$$

где: $\Delta f_{рМакс}$, Гц – максимальное значение отклонения частоты от ближайшей границы мертвой зоны на интервале $(t-\Delta t_{пр})\div t$;

$\Delta f_{рМин}$, Гц – минимальное значение отклонения частоты от ближайшей границы мертвой зоны на интервале $(t-\Delta t_{пр})\div t$;

S – статизм системы первичного регулирования генерирующего оборудования, %;

f_H – номинальная частота, Гц.

При выходе частоты за пределы заданной «мертвой полосы» первичного регулирования определяются границы значений суммарных заданий мощности в пределах от $P_{\Sigma мин}$ до $P_{\Sigma макс}$ на интервалах $(t-\Delta t_{пр})\div t$:

$$\begin{aligned} P_{\Sigma макс} &= P_{пл} + P_{прМакс} + P_{вр} \quad [\text{МВт}] \\ P_{\Sigma мин} &= P_{пл} + P_{прМин} + P_{вр} \quad [\text{МВт}]. \end{aligned} \quad (12)$$

При нахождении частоты в пределах «мертвой полосы» первичного регулирования $P_{\text{прМакс}}=P_{\text{прМин}}=0$, а $P_{\Sigma\text{Макс}}=P_{\Sigma\text{Мин}}=P_{\Sigma}$.

Фактическая мощность энергоблока (электростанции) должна соответствовать суммарному заданию в указанных границах значений с отклонением от них не более допустимого отклонения $\Delta P_{\text{доп}}$ (по умолчанию принимается равным $\pm 1\% P_{\text{ном}}$) с учетом следующих ограничений:

- величина требуемого первичного задания не превышает заданного резерва НПРЧ (или имеющегося резерва автоматического регулирования при оценке ОПРЧ);

- величина вторичного задания не превышает заданного резерва вторичного регулирования;

- величина суммарного задания находится в пределах диапазона автоматического регулирования энергоблоков и электростанций.

По результатам ежегодной статистики зафиксированных случаев отклонения частоты выполняется оценка качества отработки энергоблоками (электростанциями) суммарного задания на рассматриваемых интервалах времени с определением соответствия энергоблоков (электростанций) требованиям по НПРЧ и ОПРЧ.

При этом оценка качества участия энергоблоков (электростанций) в ОПРЧ производится для случаев отклонения частоты более $\pm 0,2$ Гц.

4.2. Мониторинг вторичного регулирования.

Мониторинг вторичного регулирования должен производиться органами оперативно-диспетчерского управления постоянно в процессе управления режимами энергосистем и реализуемых при этом функций:

- общего вторичного регулирования (регулирования частоты в энергообъединении);
- регионального вторичного регулирования (регулирования заданного внешнего перетока энергосистемы с коррекцией по частоте);
- зонального вторичного регулирования (регулирования заданного внешнего перетока зоны (области) регулирования с коррекцией по частоте);

- ограничения перетоков по контролируемым сечениям.

Мониторинг **общего** вторичного регулирования должен осуществляться:

- путем сопоставления измерений частоты электрического тока с плановым значением (уставкой) частоты;
- путем сопоставления измерений мощности электростанций (энергоблоков) вторичного регулирования с их суммарным заданием, определенным по (9);
- путем контроля качества регулирования частоты.

Заданные с частотной коррекцией значения суммарного внешнего перетока энергосистемы (области регулирования) для целей вторичного регулирования должны вычисляться с периодом 1-5 секунд и фиксироваться как отдельные измерения:

$$P_{внЗдi} = P_{вн0} - K_{ч} \times \Delta f_i, \text{ МВт}, \quad (13)$$

где: $P_{вн0}$ – заданное значение (уставка) суммарного внешнего перетока, МВт;

$\Delta f_i = f_i - f_0$ – отклонение текущего измеренного значения частоты f_i от заданного значения f_0 (нормально – 50,0 Гц или $50 \pm 0,01$ Гц в периоды коррекции синхронного времени);

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

$K_{ч} \times \Delta f_i$ – текущая частотная коррекция, МВт.

С целью контроля качества регулирования частоты по измерениям частоты электрического тока (f_i) должны определяться:

- Значения частоты в соответствии с требованием ГОСТ 13109-97 “Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения” (средние значения за 20 сек. ($f_{гост i}$));

- Средние значения частоты по формуле:

$$f_{cp} = \sum_1^n f_{гост i} / n, \quad (14)$$

с отклонениями соответствующих средних значений частоты от номинальной:

$$\Delta f_{cp} = f_{cp} - 50,000;$$

- Среднеквадратические отклонения частоты по формуле:

$$\sigma_{cp} = \sqrt{\sum_1^n f_{гост i}^2 / n - \left(\sum_1^n f_{гост i} / n\right)^2} \quad (15);$$

- Отклонение синхронного (электрического) времени от астрономического на текущий момент нарастающим итогом за сутки, месяц, год по формуле:

$$\Delta T = \sum_1^n \Delta f_{гост i} \cdot 0,02 \cdot \Delta t \quad (16),$$

где ΔT – отклонение электрического времени от астрономического за период времени (астрономический) 1 сутки (1 месяц, 1 год);

$\Delta t = 20$ сек.;

n – количество интервалов Δt в отчетном периоде (1 сутки, ...).

Общее вторичное регулирование в энергообъединении считается удовлетворительным, если:

1) в нормальных режимах энергообъединения квазиустановившиеся значения частоты электрического тока находятся в пределах $50 \pm 0,05$ Гц;

2) при небалансах мощности в энергообъединении, не превышающих расчетный аварийный небаланс мощности, возврат частоты в пределы $50,00 \pm 0,05$ Гц осуществляется менее, чем за 15 минут;

3) отклонение электрического времени от астрономического за период времени (астрономический) 1 сутки (1 месяц, 1 год) не превышает ± 20 секунд.

При этом автоматическое вторичное регулирование частоты должно осуществляться таким образом, чтобы средние значения частоты за любой час находились в пределах $50,00 \pm 0,01$ Гц.

Мониторинг **регионального (зонального)** вторичного регулирования должен осуществляться:

- путем сопоставления измерений суммарного внешнего перетока энергосистемы (области регулирования) с заданными значениями (13);

- путем сопоставления измерений мощности электростанций (энергоблоков) вторичного регулирования с их суммарным заданием, определенным по (9) с учетом вторичного задания.

Параметры, определяемые для контроля качества регулирования частоты, должны сохраняться органом оперативно-диспетчерского управления энергосистемы страны-участницы параллельной работы, ответственной за организацию общего вторичного регулирования, в течение как минимум 3-х лет.

Остальные параметры мониторинга участия энергообъединения, энергосистем (областей регулирования) и энергоблоков (электростанций) во вторичном регулировании должны сохраняться органами оперативно-диспетчерского управления стран-участниц параллельной работы в течение как минимум 1-го года для всех случаев выхода частоты за пределы $50,00 \pm 0,05$ Гц.

4.3. Мониторинг ограничения перетоков

Мониторинг **ограничения перетоков** в контролируемых сечениях должен осуществляться:

- путем сопоставления измерений перетоков в контролируемых сечениях энергосистемы с заданными уставками;

- путем сопоставления измерений мощности электростанций (энергоблоков) вторичного регулирования, привлекаемых для ограничения перетоков, с их суммарным заданием, определенным по (9) с учетом вторичного задания.

Данные мониторинга вторичного регулирования должны сохраняться в течение как минимум 1 года для всех случаев превышения уставок по контролируемым связям (сечениям).

Ограничение перетоков считается удовлетворительным, если каждое зафиксированное превышение уставки по контролируемой связи (сечению) было ликвидировано за время не более 20 минут.

4.4. Мониторинг третичного регулирования

Мониторинг третичного регулирования мощности должен осуществляться путем сопоставления измерений мощности электростанций (энергоблоков) третичного регулирования с их суммарным заданием, определенным по (9).

Данные мониторинга третичного регулирования рекомендуется сохранять в течение как минимум 1 года.

Интервал времени для сохранения данных мониторинга третичного регулирования должен охватывать период с момента отдачи команды на изменение мощности энергоблоков (электростанций) третичного регулирования до требуемого момента исполнения команды.

5. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО СПОСОБУ И ОБЪЕМУ ВЗАИМНОГО ОБМЕНА ДАННЫМИ МОНИТОРИНГА

Взаимный обмен данными мониторинга между оперативно-диспетчерскими управлениями энергосистем (областей регулирования) должен быть достаточен для:

- определения места и величины возникающих небалансов мощности, в результате которых частота выходит за пределы $50,00 \pm 0,05$ Гц, и отклонения суммарного внешнего перетока энергосистемы (области регулирования) от заданного с частотной коррекцией значения превышают ± 500 МВт;

- определения актуальной крутизны СЧХ энергообъединения и ее составляющих по каждой энергосистеме (области регулирования);

- оценки качества регулирования частоты в синхронной зоне;

- выявления причин несоответствия фактических показателей качества регулирования частоты и перетоков требуемым значениям.

Рекомендуется публиковать на специальном технологическом web-сайте с авторизованным доступом участников от энергосистем следующие данные по всем зафиксированным случаям мониторинга:

- описание событий в случае возникновения аварийных небалансов мощности 500 МВт и более, их величину и место возникновения;

- описание случаев превышения перетоками мощности по контролируемым связям (в сечениях) заданных уставок;

- интервалы времени для мониторинга и расчетные величины отклонения частоты;

- заданные и фактические значения частоты и суммарного внешнего перетока энергосистемы (области регулирования) в табличном и графическом виде;

- расчетные значения крутизны СЧХ энергосистем (областей регулирования) и энергообъединения при небалансах мощности;

- показатели качества регулирования частоты и перетоков в табличном и графическом виде.

Порядок взаимного обмена данными мониторинга регулирования частоты и перетоков активной мощности между оперативно-диспетчерскими управлениями энергосистем, перечень параметров и отчетные формы предоставления данных мониторинга должны определяться отдельным соглашением в рамках КОТК.

6. ЛИТЕРАТУРА

- 1) «Концепция регулирования частоты и перетоков в энергообъединении стран СНГ и Балтии», утвержденная решением ЭЭС СНГ от 27 октября 2005 г.
- 2) «Правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков», утвержденные решением ЭЭС СНГ от 12 октября 2007 г.
- 3) «Методика определения величины и размещения резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков», утвержденная решением ЭЭС СНГ от 13 октября 2006 г.
- 4) Стандарт ОАО РАО «ЕЭС России» от 01.11.2007 «Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС и изолированно работающих энергосистемах России. Требования к организации и осуществлению процесса, техническим средствам», утвержденный приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 31.08.2007 № 535.
- 5) UCTE Operation Handbook – Policy 1: Load-Frequency Control and Performance (Final policy 2.2 E, 20.07.2004).