

УТВЕРЖДЕНЫ
Решением Электроэнергетического Совета СНГ
Протокол № 31 от 29 мая 2007 года

Основные технические требования к параллельно работающим
энергосистемам стран СНГ и Балтии

**ПРАВИЛА РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ И ПЕРЕТОКОВ
РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ**

СОГЛАСОВАНЫ
решением КОТК
Протокол № 4-з от 28 февраля 2007 года

Настоящие Правила регулирования напряжения и перетоков реактивной мощности (далее – Правила) содержат общие принципы регулирования напряжения и перетоков реактивной мощности при параллельной работе энергосистем стран СНГ и Балтии.

1. Основные принципы

1.1. Организация, осуществляющая управление национальной энергосистемой (далее – Сторона), отвечает за надежность своей энергосистемы и работает таким образом, чтобы ее действия не имели отрицательных последствий для других параллельно работающих энергосистем.

1.2. Для исключения неблагоприятного воздействия на режимы работы смежных энергосистем каждая национальная энергосистема должна иметь достаточный регулировочный диапазон для поддержания сбалансированного режима по реактивной мощности.

1.3. Стороны регулируют напряжения в контрольных пунктах по напряжению в соответствии со взаимосогласованными графиками.

1.4. Перетоки реактивной мощности по межгосударственным линиям электропередачи определяются в точках раздела расчетным путем на основе данных измерительных приборов на пограничных подстанциях.

1.5. При двусторонне согласованных графиках напряжений не должен быть нанесен ущерб энергосистеме третьей Стороны.

1.6. В нормальном режиме напряжения на пограничных подстанциях не должны выходить за допустимые пределы по устойчивости режима и надежности работы оборудования каждой из параллельно работающих энергосистем.

1.7. При возникновении аварийного режима по напряжению в какой-либо энергосистеме соседние энергосистемы в пределах имеющихся технических возможностей принимают взаимосогласованные меры по оказанию помощи в регулировании напряжения.

2. Контрольные пункты по напряжению

2.1. Контрольными пунктами по напряжению являются взаимосогласованные подстанции и электростанции напряжением 220 кВ и выше.

2.2. Стороны на предстоящий период взаимосогласовывают графики напряжения в контрольных пунктах с возможностью их корректировки при изменении параметров режима.

2.3. Контроль напряжений в контрольных пунктах и перетоков реактивной мощности по межгосударственным линиям электропередачи производится по данным телеизмерений. В спорных ситуациях приоритетными являются показания измерительных приборов на объектах.

3. Регулирование напряжения и перетоков реактивной мощности по межгосударственным линиям электропередачи

3.1. Стороны регулируют напряжения в контрольных пунктах по напряжению, при этом стремятся минимизировать перетоки реактивной мощности по межгосударственным линиям электропередачи.

При взаимном согласовании перетоки реактивной мощности по межгосударственным линиям электропередачи могут быть иными.

3.2. Для пограничных подстанций в нормальных режимах диапазон длительно допустимых уровней напряжений составляет:

для 220 кВ	-	187 – 252 кВ
для 330 кВ	-	297 – 363 кВ
для 500 кВ	-	475 – 525 кВ
для 750 кВ	-	712 – 787 кВ

Диапазон длительно допустимых уровней напряжения может иметь другие взаимосогласованные значения, определяемые по условиям устойчивости и надежности работы оборудования.

3.3. Если напряжение на шинах выходит за пределы указанного диапазона, соответствующий диспетчерский центр должен без каких-либо специальных требований применить мероприятия для поддержания напряжения в пределах согласованных значений.

3.4. Управление перетоками реактивной мощности по межгосударственным линиям электропередачи и/или уровнями напряжений в контрольных пунктах осуществляется с учетом текущей ситуации в параллельно работающих системах.

3.5. Для поддержания взаимосогласованных уровней напряжения и перетоков реактивной мощности оперативный персонал энергосистем принимает согласованные решения, учитывая уровни (перепад) напряжения по концам межгосударственных линий, направление и величину перетока реактивной мощности по ним, используя:

- имеющиеся резервы реактивной мощности электростанций;
- синхронные компенсаторы, статические тиристорные компенсаторы;
- регулировочные возможности управляемых шунтирующих реакторов;
- регулировочные возможности автотрансформаторов;
- коммутацию шунтирующих реакторов;
- батареи статических конденсаторов;
- и другие средства регулирования.

3.6. В ремонтных схемах перетоки реактивной мощности по межгосударственным связям и графики напряжений в контрольных пунктах могут быть согласованы в двухстороннем порядке оперативно.

ВЫПИСКА
из Протокола 30-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ
(13 октября 2006 года, г. Астана)

4. О разработке документов по основным техническим требованиям к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии

(Аюев Б.И., Чубайс А.Б.)

Заслушав и обсудив информацию Председателя КОТК по данному вопросу, Электроэнергетический Совет Содружества Независимых Государств

решил:

1. Утвердить разработанную в 2006 г. в соответствии с Планом работы КОТК на 2004-2006 гг. Методику определения величины и размещения резервов активной мощности для целей автоматического регулирования частоты и перетоков (**Приложение**).

2. Рекомендовать органам управления электроэнергетикой руководствоваться данным документом при разработке соответствующих национальных стандартов, правил, методик и инструкций.

УТВЕРЖДЕНА

Решением Электроэнергетического Совета СНГ
Протокол № 30 от 13 октября 2006 года

Основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам
стран СНГ и Балтии

МЕТОДИКА
ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВЕЛИЧИНЫ И РАЗМЕЩЕНИЯ РЕЗЕРВОВ АКТИВНОЙ
МОЩНОСТИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ

СОГЛАСОВАНА решением КОТК

Протокол № 13 от 27-28.09.2006 г.

ОГЛАВЛЕНИЕ

1	Введение	164
1.1	Область применения	164
1.2	Основание для разработки	164
1.3	Цели и задачи разработки	164
1.4	Источники для составления НТД	164
2	Определение объема и размещение первичного резерва активной мощности	164
3	Определение объема и размещение вторичного резерва активной мощности	166
4	Определение объема и размещение третичного резерва активной мощности	168

1. ВВЕДЕНИЕ

1.1. Область применения

Настоящей методикой устанавливается порядок расчета величин и размещения первичного, вторичного и третичного резервов активной мощности в энергосистемах стран СНГ и Балтии для целей регулирования частоты и перетоков.

Пользователями методики будут организации, отвечающие за оперативно-диспетчерское управление в параллельно работающих энергосистемах стран СНГ и Балтии.

1.2. Основание для разработки

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

Разработка методики организована ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» как организацией, ответственной за подготовку документа в соответствии с решением 10-го заседания КОТК.

1.3. Цели и задачи разработки

Методика описывает алгоритм расчета требуемых резервов активной мощности в энергосистемах стран СНГ и Балтии.

Приведены примеры расчета требуемых величин резервов.

Методика разработана с использованием следующих принципов:

- Общие технологические принципы регулирования частоты и перетоков, принятые в энергосистемах стран СНГ и Балтии;
- Совместное участие всех энергосистем в регулировании частоты и перетоков;
- Независимость и свобода выбора решений, обеспечивающих выполнение требований к параллельной работе энергосистем стран СНГ и Балтии в части регулирования частоты и перетоков;
- Требования к резервам активной мощности должны быть совместимы с требованиями УСТЕ к регулированию частоты и перетоков.

1.4. Источники для составления НТД

При разработке методики за основу взяты Договор об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников Содружества Независимых Государств (утвержден главами правительств СНГ 25 ноября 1998 г.) и Концепция регулирования частоты в энергообъединении стран СНГ и Балтии, утвержденная решением 28-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ 27 октября 2005 г. в Москве (далее – Концепция), а также учтены правила и рекомендации по регулированию частоты и перетоков, принятые УСТЕ, и особенности энергосистем стран СНГ и Балтии.

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМА И РАЗМЕЩЕНИЕ ПЕРВИЧНОГО РЕЗЕРВА АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Первичное регулирование частоты должно реагировать на отклонения частоты, вызванные небалансами мощности, независимо от места их возникновения. Его основная задача – удержать отклонение частоты в допустимых пределах при аварийных небалансах мощности.

При выборе объема первичного резерва основным фактором является аварийный расчетный небаланс мощности энергообъединения, то есть небаланс, который может привести к аварийному отклонению частоты, опасному для АЭС, либо к срабатыванию АЧР и/или других устройств противоаварийной автоматики, действующих на отключение

потребителей. Резерв первичного регулирования должен быть равен по величине этому аварийному расчетному небалансу.

В соответствии с Концепцией величина аварийного расчетного небаланса и соответственно суммарного резерва первичного регулирования в энергообъединении стран СНГ и Балтии принята равной ± 1200 МВт¹.

Величина суммарного резерва первичного регулирования может пересматриваться КОТК с учетом перспективных режимов при изменении схемы основной сети и состава генерирующего оборудования в синхронной зоне.

Первичный резерв должен размещаться на выделенных для этой цели электростанциях нормированного первичного регулирования (НПРЧ).

Необходимый расчетный резерв первичной мощности распределяется между энергосистемами стран СНГ и Балтии пропорционально их годовой выработке электроэнергии. Коэффициенты распределения C_i общего необходимого резерва между энергосистемами (районами регулирования) рассчитываются в соответствии со следующей формулой:

$$C_i = E_i / E_{\text{сум}}, \quad (1)$$

где E_i – годовая выработка электроэнергии в i -ой энергосистеме (районе регулирования);

$E_{\text{сум}}$ – суммарная годовая выработка электроэнергии во всех энергосистемах (районах регулирования) синхронной зоны (энергообъединение стран СНГ и Балтии).

Распределение резервов мощности для первичного регулирования между энергосистемами стран СНГ и Балтии может периодически (например, один раз в год) пересматриваться КОТК. Распределение резервов первичной мощности в пределах каждой энергосистемы производится соответствующими органами оперативно-диспетчерского управления самостоятельно.

Размещение резервов мощности для первичного регулирования рекомендуется выполнять таким образом, чтобы пропускная способность электрической сети не ограничивала их полную реализацию. Резервы первичной мощности рекомендуется распределять внутри каждой энергосистемы по возможности равномерно, чтобы снизить вероятность перегрузки слабых связей и сечений при возникновении аварийных небалансов мощности.

Далее приводится пример расчета необходимых резервов первичного регулирования в параллельно работающих энергосистемах стран СНГ и Балтии с использованием указанной выше формулы.

¹ В УСТЕ аварийный расчетный небаланс и соответственно первичный резерв приняты равными 3000 МВт, что составляет около 1% от максимума нагрузки УСТЕ.

Таблица 1. Пример расчета необходимых резервов нормированного первичного регулирования в энергосистемах стран СНГ и Балтии для случая параллельной работы в составе энергообъединения

№ п.п.	Государство	Годовая выработка, млн. кВт.ч	Коэффициент участия в НПРЧ, C_i , %	Необходимый резерв НПРЧ, МВт
1.	Азербайджанская Республика	22042	1,59	± 19,08
2.	Республика Армения*	6236	0,45	± 5,40
3.	Республика Беларусь	30467	2,20	± 26,40
4.	Грузия	7020	0,51	± 6,12
5.	Республика Казахстан	67572	4,87	± 58,44
6.	Кыргызская Республика	14835	1,07	± 12,84
7.	Республика Молдова	4207	0,30	± 3,60
8.	Российская Федерация	934593	67,36	± 808,32
9.	Республика Таджикистан	16958	1,22	± 14,64
10.	Туркменистан*	12703	0,92	± 11,04
11.	Республика Узбекистан	48172	3,47	± 41,64
12.	Украина	185222	13,35	± 160,20
13.	Страны Балтии	37358	2,69	± 32,28
	Всего	1387385	100%	± 1200

Примечание: *Если бы энергосистемы указанных государств функционировали в синхронной зоне.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМА И РАЗМЕЩЕНИЕ ВТОРИЧНОГО РЕЗЕРВА АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Величины необходимых вторичных резервов в каждой энергосистеме (районе регулирования) и в энергообъединении в целом определяются величинами тех возмущений (небалансов мощности), которые должно компенсировать (подавлять) вторичное регулирование в данном районе регулирования. К числу таких возмущений относятся:

- нерегулярные колебания активной мощности, обусловленные случайным характером нагрузки;
- погрешность регулирования баланса мощности в часы переменной части графика нагрузки, обусловленная расхождением во времени прогнозного и фактического графика нагрузки;
- расчетный небаланс мощности.

Величина минимального резерва вторичного регулирования R определяется как:

$$R = \pm \sqrt{a P_{\max} + b^2} - b, \quad (2)$$

если она не менее величины (по модулю) расчетного небаланса мощности энергосистемы или района регулирования,

где: P_{\max} – максимум нагрузки в данной энергосистеме (районе регулирования) в МВт,

$a = 10$ МВт и $b = 150$ МВт – эмпирически подобранные коэффициенты.

В случае если расчетный небаланс мощности в энергосистеме (районе регулирования), связанный с потерей генерации, больше величины R (2), то величина вторичного резерва на загрузку должна приниматься равной величине данного расчетного небаланса.

Пример расчета величины вторичного резерва на загрузку и разгрузку:

Приведен пример расчета величин вторичного резерва для энергосистем стран СНГ и Балтии для случая, когда каждая энергосистема образует свой район регулирования.

Таблица 2. Расчет величин резервов вторичного регулирования в энергосистемах стран СНГ и Балтии по формуле (2)

№ п.п.	Страна, энергосистема которой работает в составе энергообъединения	Максимум нагрузки, МВт	R, МВт
1.	Азербайджанская Республика	3200	±83
2.	Республика Армения	780	±24
3.	Республика Беларусь	4960	±118
4.	Грузия	1180	±35
5.	Республика Казахстан	9730	±196
6.	Кыргызская Республика	1720	±50
7.	Республика Молдова	830	±25
8.	Российская Федерация	131920	±1008
9.	Республика Таджикистан	2460	±67
10.	Туркменистан	1650	±47
11.	Республика Узбекистан	6830	±151
12.	Украина	25310	±375
13.	Страны Балтии	4200	±103
	Всего	194770	±2282

Примечание:

В результате объединения нескольких энергосистем в один район регулирования достигается уменьшение R. Так, при объединении энергосистем Балтии и Республики Беларусь в один район регулирования $R=\pm 187$ МВт в то время, как следует из таблицы, при наличии двух районов $R = \pm 221$ МВт, то есть на 15% меньше. Если энергообъединение стран СНГ и Балтии представляет собой один район регулирования, то есть один общий регулятор регулирует частоту в энергообъединении (или суммарный переток по интерфейсу Восток-Запад с коррекцией по частоте), то $R=\pm 1236$ МВт в то время, как следует из таблицы, при наличии 13 районов регулирования $R=\pm 2282$ МВт.

Далее R сравнивается с:

1) величиной установленной мощности самого крупного энергоблока в энергосистеме (районе регулирования), когда в направлении загрузки необходимо постоянно поддерживать резерв вторичного регулирования.

2) величиной мощности наиболее крупного узла электропотребления, потеря которого возможна при отключении одного сетевого элемента, то есть в направлении разгрузки необходимо постоянно поддерживать резерв вторичного регулирования для компенсации потери данного узла.

Итоговая величина вторичного резерва определяется как наибольшее по модулю величины из этих двух составляющих, при этом диапазон вторичного регулирования может быть несимметричным.

Так, например, для Российской Федерации первая составляющая вторичного резерва, как следует из Табл.2, равна ± 1008 МВт, а вторая составляющая соответственно -660 МВт (отключение одной СШ 500 кВ Загорской ГАЭС с агрегатами, работающими в насосном

режиме) и +1200 МВт (мощность блока № 9 Костромской ГРЭС). В этом случае суммарный вторичный резерв должен быть равен $-1008 \div +1200$ МВт.

Таблица 3. Самые мощные энергоблоки в энергосистемах стран СНГ и Балтии

№ п.п.	Страна	Максимальная мощность энергоблока
1.	Азербайджанская Республика	300 МВт
2.	Республика Армения	440 МВт
3.	Республика Беларусь	300 МВт
4.	Грузия	300 МВт
5.	Республика Казахстан	500 МВт
6.	Кыргызская Республика	300 МВт
7.	Республика Молдова	210 МВт
8.	Российская Федерация	1200 МВт
9.	Республика Таджикистан	300 МВт
10.	Туркменистан	215 МВт
11.	Республика Узбекистан	800 МВт
12.	Украина	1000 МВт
13.	Страны Балтии	1300 МВт

Величины необходимых вторичных резервов для энергосистем стран СНГ и Балтии устанавливаются КОТК, а сами вторичные резервы обеспечиваются, распределяются и контролируются органами оперативно-диспетчерского управления этих энергосистем самостоятельно.

При выборе электростанций вторичного регулирования и размещении на них вторичных резервов следует учитывать их маневренность и регулировочные возможности, при этом вторичные резервы должны размещаться на электростанциях таким образом, чтобы имелась возможность их использования для разгрузки перегруженных связей и сечений.

4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМА И РАЗМЕЩЕНИЕ ТРЕТИЧНОГО РЕЗЕРВА АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Под третичным регулированием понимается оперативное регулирование мощности специально выделенных электростанций третичного регулирования в целях восстановления вторичного резерва по мере его исчерпания.

Величина третичного резерва в каждой энергосистеме должна быть достаточной для поддержания требуемого вторичного резерва.

Третичный резерв должен быть достаточным для обеспечения эффективного функционирования вторичного регулирования в заданном объеме и при требуемом качестве регулирования частоты и перетоков.

Третичное регулирование осуществляется оперативно-диспетчерским персоналом и может быть реализовано в составе систем АРЧМ.

Величина третичного резерва и его размещение устанавливаются органом оперативно-диспетчерского управления энергосистемы (района регулирования) самостоятельно.