

УТВЕРЖДЕНА
решением Электроэнергетического
Совета СНГ
(протокол от 12.10.2022 № 61)

Основные технические требования к параллельно работающим
энергосистемам стран СНГ и Балтии

**МЕТОДИКА
ОПРЕДЕЛЕНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЪЕМОВ РЕЗЕРВОВ
АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ
И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ**

ИКЭС-МТ-093-2022

СОГЛАСОВАНА
решением КОТК
(протокол от 14-15.09.2022 № 41)

ОДОБРЕНА
решением Координационного совета
при ЭЭС СНГ
(протокол от 29.09.2022 № 4)

1. ВВЕДЕНИЕ

1.1. Назначение и область применения

Настоящая Методика определения и распределения объемов резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков активной мощности (далее – Методика) разработана в соответствии с Правилами и рекомендациями по регулированию частоты и перетоков активной мощности, утвержденными решением 48-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ от 23.10.2015 (далее – Правила). Термины и определения, использованные в настоящей Методике, приняты в соответствии с Правилами.

Методика предназначена для организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление энергосистемами государств-участников параллельной работы, входящими в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС.

Методика устанавливает правила расчета и распределения минимально необходимых объемов резервов первичного и вторичного регулирования в энергосистемах государств-участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС.

Определение и распределение объемов резервов третичного регулирования настоящей Методикой не устанавливаются. Объем и распределение резервов третичного регулирования между электростанциями устанавливаются организациями, осуществляющими оперативно-диспетчерское управление энергосистемами.

1.2. Основание для разработки

Настоящая редакция Методики разработана в соответствии с Планом работы КОТК на 2019-2021 гг. (утвержден решением 54-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ от 10.09.2019) с целью актуализации документов, регламентирующих основные технические требования к энергосистемам государств-участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС, взамен Методики определения величины и размещения резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков, утвержденной решением 30-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ от 13.10.2006.

1.3. Цели и задачи разработки

Методика разработана с целью координации деятельности организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в энергосистемах государств-участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС, в части регулирования частоты и перетоков активной мощности и определяет алгоритм расчета и распределения минимально необходимых объемов резервов первичного и вторичного регулирования в энергосистемах.

1.4. Учитываемые принципы и требования при разработке Методики

При разработке Методики учитывались:

- общие технологические принципы совместного участия в регулировании частоты и перетоков активной мощности энергосистем государств-участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС;
- принципы независимости и свободы выбора решений, обеспечивающих выполнение требований к параллельной работе энергосистем государств-участников, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС, в части регулирования частоты и перетоков активной мощности.

При разработке Методики учтены требования:

- Договора об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников Содружества Независимых Государств (утвержден главами правительств СНГ 25 ноября 1998 г.) в редакции Протокола о внесении изменений в Договор об обеспечении параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников Содружества Независимых Государств СНГ от 25 ноября 1998 г. (утвержден главами правительств СНГ 30 мая 2012 г.);
- Концепции регулирования частоты и перетоков в энергообъединении стран СНГ и Балтии, утвержденной решением 28-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ от 27.10.2005 (далее – Концепция);
- Методики определения величин и размещения резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков, утвержденной решением 30-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ от 13.10.2006;
- ГОСТ 34184-2017 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в энергообъединении. Общие требования».

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МИНИМАЛЬНО НЕОБХОДИМОГО ОБЪЕМА РЕЗЕРВОВ ПЕРВИЧНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ

Первичное регулирование частоты должно осуществляться для удержания значений частоты в допустимых пределах при небалансах активной мощности в синхронной зоне.

Минимально необходимый объем резервов первичного регулирования на загрузку и разгрузку должен быть не менее соответствующей величины расчетного (нормативного) аварийного небаланса мощности в энергообъединении ЕЭС/ОЭС.

В соответствии с Правилами, величины расчетных аварийных небалансов мощности и, соответственно, минимально необходимый объем резервов первичного регулирования на загрузку и разгрузку в энергообъединении

ЕЭС/ОЭС устанавливаются Комиссией по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК).

Минимально необходимый объем резервов первичного регулирования может пересматриваться КОТК при изменении величин расчетных (нормативного) аварийных небалансов мощности в энергообъединении ЕЭС/ОЭС.

Резервы первичного регулирования должны размещаться на выделенном для нормированного первичного регулирования частоты (НПРЧ) генерирующем оборудовании электростанций.

Минимально необходимый объем резервов первичного регулирования распределяется между энергосистемами государств-участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС, пропорционально их годовой выработке электроэнергии. Коэффициенты распределения C_i минимально необходимого объема резервов первичного регулирования между энергосистемами (областями регулирования) рассчитываются в соответствии с формулой (1):

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

где E_i – годовая выработка электроэнергии в i -ой энергосистеме, МВт*ч;

$E_{\text{сум}}$ – суммарная годовая выработка электроэнергии во всех энергосистемах (областях регулирования) синхронной зоны (энергообъединения ЕЭС/ОЭС) в году, предшествующему расчету, МВт*ч.

Размещение резервов первичного регулирования на электростанциях в пределах каждой энергосистемы производится органами оперативно-диспетчерского управления энергосистем государств-участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС, самостоятельно.

Распределение резервов первичного регулирования внутри каждой энергосистемы рекомендуется выполнять таким образом, чтобы пропускная способность электрической сети не ограничивала их полную реализацию при возникновении аварийных небалансов мощности.

В Таблице 1 приведен пример расчета и распределения минимально необходимого объема резервов первичного регулирования (РПР) в энергосистемах государств-участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС, с использованием формулы (1) на 2021 год на основании показателей работы энергосистем за 2020 год.

Таблица 1. Пример расчета и распределения минимально необходимого объема резервов первичного регулирования в энергосистемах государств-участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС, на 2021 год

№ п.п.	Государство-участник параллельной работы*	Годовая выработка, млн. кВт.ч	Коэффициент участия в НПРЧ, C_i , %	Минимально необходимый объем РПР, МВт
1.	Грузия	11159,82	0,748	±9
2.	Латвия	5509,89	0,369	±4
3.	Литва	5142,26	0,345	±4
4.	Республика Азербайджан	23033,79	1,544	±19
5.	Республика Беларусь	38516,99	2,582	±31
6.	Республика Казахстан	108070	7,245	±87
7.	Кыргызская Республика	15343	1,029	±12
8.	Республика Молдова	6062,6	0,406	±5
9.	Республика Узбекистан	65014	4,358	±52
10.	Российская Федерация	1063696,6	71,306	±856
11.	Украина	141761	9,503	±114
12.	Эстония	8433,64	0,565	±7
	Суммарное значение	1491743,58	100	±1200

*энергосистемы Республики Армения, Республики Таджикистан и Туркменистана не представлены в примере, так как в 2021 году не планировалась их работа в составе энергообъединения ЕЭС/ОЭС.

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ МИНИМАЛЬНО НЕОБХОДИМОГО ОБЪЕМА РЕЗЕРВОВ ВТОРИЧНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ

Минимально необходимый объем резервов вторичного регулирования в каждой энергосистеме (области регулирования) определяется величинами небалансов мощности, которые должны компенсироваться вторичным регулированием в данной энергосистеме (области регулирования). К таким небалансам мощности относятся небалансы мощности, обусловленные:

- отклонением фактического графика потребления от планового;
- наибольшей мощностью отключенного генерирующего оборудования при нормативном возмущении в энергосистеме (области регулирования);
- аварийным отключением передачи (вставки) постоянного тока в энергосистеме (области регулирования);
- наибольшей мощностью отключенной нагрузки при нормативном возмущении.

Минимально необходимый объем резерва вторичного регулирования на загрузку и разгрузку в энергосистеме (области регулирования), обусловленный отклонением фактического графика потребления от планового, определяется по формуле (2):

$$R = 3\sqrt{P_{\text{макс}}}, \quad (2)$$

где: $P_{\text{макс}}$ – максимум нагрузки в энергосистеме (области регулирования), МВт.

Минимально необходимый объем резерва вторичного регулирования на загрузку принимается равным наибольшему из значений величины R , определенной по формуле (2), и расчетного небаланса мощности в энергосистеме (области регулирования), связанного с отключением наибольшей мощности генерирующего оборудования при нормативном возмущении или передачи (вставки) постоянного тока с направлением перетока мощности в энергосистему (область регулирования), с или без учета работы противоаварийной автоматики, действующей при отключении генерирующего на отключение нагрузки с целью балансировки (по решению органа оперативно-диспетчерского управления энергосистемы государства-участника параллельной работы).

Минимально необходимый объем резерва вторичного регулирования на разгрузку принимается равным наибольшему из значений расчетного небаланса мощности в энергосистеме (области регулирования), связанного с отключением наибольшей мощности нагрузки или передачи (вставки) постоянного тока с направлением перетока мощности из энергосистемы (области регулирования), и величины R , определенной по формуле (2).

С учетом указанного выше, в Таблице 2 для примера приведен расчет минимально необходимых объемов резервов вторичного регулирования (РВР) в энергосистемах государств-участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС, на 2021 год на основании показателей работы энергосистем за 2020 год.

Минимально необходимые объемы резервов вторичного регулирования для энергосистем государств-участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС, устанавливаются КОТК. Резервы вторичного регулирования обеспечиваются, распределяются между электростанциями и контролируются органами оперативно-диспетчерского управления этих энергосистем самостоятельно.

При размещении резервов вторичного регулирования на электростанциях следует учитывать их регулировочные возможности. При необходимости, резервы вторичного регулирования должны использоваться для разгрузки перегруженных связей и сечений.

Таблица 2. Пример расчета минимально необходимых объемов резервов вторичного регулирования в энергосистемах государств-участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС, на 2021 год

№ п.п.	Государство-участник параллельной работы*	Максимум нагрузки**, МВт	R, МВт	Величина наибольшей мощности генерирующего оборудования/ мощности передачи (вставки) постоянного тока, МВт	Величина наибольшей мощности нагрузки/ мощности передачи (вставки) постоянного тока, МВт	Минимально необходимый объем РВР на загрузку, МВт	Минимально необходимый объем РВР на разгрузку, МВт
1.	Грузия	2141	±139	300	295	300	295
2.	Латвия	1184	±103	442	75	442	103
3.	Литва	1939	±132	700	733	700	733
4.	Республика Азербайджан	3605	±180	400	315	400	315
5.	Республика Беларусь	5981	±232	1170	250	1170	250
6.	Республика Казахстан	15761	±377	500	1100	500	1100
7.	Кыргызская Республика	3274	±172	300	90	300	172
8.	Республика Молдова	1127	±101	250	100	250	101
9.	Республика Узбекистан	10900	±313	800	500	300	500
10.	Российская Федерация	150434	±1164	1200	1000	1200	1164
11.	Украина	22638	±451	1000	421	1000	451
12.	Эстония	1420	±113	657	671	657	671

*энергосистемы Республики Армения, Республики Таджикистан и Туркменистана не представлены в примере, т.к. в 2021 году не планировалась их работа в составе энергообъединения ЕЭС/ОЭС.

**без учета нагрузки энергорайонов, работающих изолированно от основной энергосистемы государства-участника параллельной работы и от энергообъединения ЕЭС/ОЭС.