

ПРОТОКОЛ

43-го заседания Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК)

19-20 сентября 2023 года

г. Сочи,
Российская Федерация

Список участников приведен в Приложении 1.

Комиссия приняла следующую Повестку дня 43-го заседания КОТК:

1. О выполнении решений 41-го и 42-го заседаний КОТК.
2. О мониторинге и анализе качества регулирования частоты и перетоков активной мощности при аварийных отключениях в энергосистемах стран СНГ, Балтии и Грузии.
3. О согласовании Общих положений по системе противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС.
4. О документах РГ «Регулирование частоты и мощности».
 - 4.1. Основные принципы организации системы мониторинга запасов устойчивости в государствах – участниках параллельной работы.
 - 4.2. Основные технические требования к объектам генерации, функционирующим на основе использования возобновляемых источников энергии, работающим в составе энергосистем (в части солнечной и ветровой генерации).
 - 4.3. Основные технические требования к системам накопления электрической энергии, работающим в составе энергосистем.
 - 4.4. О подходах к созданию АРЧМ и их совместной работе в энергосистемах сопредельных государств, реализации в АРЧМ ЕЭС России, ЕЭС Казахстана и ОЭС Центральной Азии.
5. О мировом опыте применения методик прогнозирования выработки электроэнергии на объектах, функционирующих на основе ВИЭ.
6. Разное.
 - 6.1. О проекте Плана работы КОТК 2024-2025 гг.
 - 6.2. Об актуализации Положения о КОТК.
 - 6.3. Тематический доклад о новом механизме перспективного планирования ЕЭС России.
 - 6.4. Тематический доклад о системе виртуальной инерции как средстве обеспечения устойчивой работы инверторной установки при возмущениях во внешней сети.
7. О подготовке энергосистем государств – участников СНГ к работе в осенне-зимний период 2023/2024 гг.
8. О проведении очередных 44-го и 45-го заседаний КОТК.

Пункт 1.

Заслушав и обсудив информацию Секретариата КОТК о выполнении решений 41-го и 42-го заседаний КОТК, Комиссия

Решила:

Принять к сведению информацию Секретариата КОТК о выполнении решений 41-го и 42-го заседаний КОТК.

Решение принято единогласно.

Пункт 2.

Заслушав и обсудив информацию руководителя РГ «Регулирование частоты и мощности» о мониторинге и анализе качества регулирования частоты и перетоков активной мощности при аварийных отключениях в энергосистемах стран СНГ, Балтии и Грузии, Комиссия

Решила:

1. Принять к сведению информацию руководителя РГ «Регулирование частоты и мощности» о мониторинге и анализе качества регулирования частоты и перетоков активной мощности при аварийных отключениях в энергосистемах стран СНГ, Балтии и Грузии.

Решение принято единогласно.

Пункт 3.

Заслушав и обсудив информацию руководителя РГ «Противоаварийное управление» о согласовании Общих положений по системе противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС с учётом утверждения ГОСТ 34045-2023, Комиссия

Решила:

1. Согласовать Общие положения по системе противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС (**Приложение 2**).

2. Просить Председателя КОТК Опадчего Ф.Ю. вынести Общие положения по системе противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС на утверждение на очередное заседание Координационного Совета при ЭЭС СНГ.

3. Согласовать признание утратившими силу следующих документов:

а. Общие положения по системе противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС, утвержденные решением 35-го заседания ЭЭС СНГ от 29.05.2009.

б. Общие технические требования к противоаварийной автоматике в энергообъединении ЕЭС/ОЭС, утвержденные решением 46-го заседания ЭЭС СНГ от 24.10.2014

с. Технические требования к автоматике ликвидации асинхронных режимов в энергообъединении ЕЭС/ОЭС, утвержденные решением 41-го заседания ЭЭС СНГ от 25.05.2012.

4. Просить Председателя КОТК Опадчего Ф.Ю. вынести вопрос о прекращении действия документов, поименованных в п.3 настоящего решения, на очередное заседание Координационного Совета при ЭЭС СНГ.

Решение принято единогласно.

Пункт 4.1.

Заслушав и обсудив информацию руководителя РГ «Регулирование частоты и мощности» о ходе разработки Основных принципов организации системы мониторинга запасов устойчивости энергосистем государств – участников СНГ, Балтии и Грузии, Комиссия

Решила:

1. Принять к сведению информацию руководителя РГ «Регулирование частоты и мощности» о ходе разработки Основных принципов организации системы мониторинга запасов устойчивости энергосистем государств – участников СНГ, Балтии и Грузии.

2. Согласовать проект Основных принципов организации системы мониторинга запасов устойчивости энергосистем государств – участников СНГ, Балтии и Грузии (**Приложение 3**).

3. Поручить Председателю КОТК Опадчему Ф.Ю. вынести проект Основных принципов организации системы мониторинга запасов устойчивости энергосистем государств – участников СНГ, Балтии и Грузии на утверждение на очередное заседание Координационного совета при ЭЭС СНГ.

Решение принято единогласно.

Пункт 4.2.

Заслушав и обсудив информацию руководителя РГ «Регулирование частоты и мощности» о ходе разработки Основных технических требований к объектам генерации, функционирующим на основе использования возобновляемых источников энергии, работающим в составе энергосистем (в части солнечной и ветровой генерации), Комиссия

Решила:

1. Принять к сведению информацию руководителя РГ «Регулирование частоты и мощности» о ходе разработки Основных технических требований к объектам генерации, функционирующим на основе

использования возобновляемых источников энергии, работающим в составе энергосистем (в части солнечной и ветровой генерации).

2. Согласовать проект Основных технических требований к объектам генерации, функционирующим на основе использования возобновляемых источников энергии, работающим в составе энергосистем (в части солнечной и ветровой генерации) (Приложение 4).

3. Поручить Председателю КОТК Опадчему Ф.Ю. вынести проект Основных технических требований к объектам генерации, функционирующим на основе использования возобновляемых источников энергии, работающим в составе энергосистем (в части солнечной и ветровой генерации) на утверждение на очередное заседание Координационного совета при ЭЭС СНГ.

Решение принято единогласно.

Пункт 4.3.

Заслушав и обсудив информацию руководителя РГ «Регулирование частоты и мощности» о ходе разработки Основных технических требований к системам накопления электрической энергии, работающим в составе энергосистем, Комиссия

Решила:

1. Принять к сведению информацию руководителя РГ «Регулирование частоты и мощности» о ходе разработки Основных технических требований к системам накопления электрической энергии, работающим в составе энергосистем.

2. Включить мероприятие по разработке Основных технических требований к системам накопления электрической энергии (на базе электрохимических накопителей), работающим в составе энергосистем, в проект Плана работы КОТК на 2024-2025 гг. со сроком 2024 год.

3. Просить членов РГ «Регулирование частоты и мощности» в срок до 01 ноября 2023 г. направить руководителю рабочей группы существующие документы и подходы к формированию технических требований к системам накопления электрической энергии (на базе электрохимических накопителей), работающим в составе энергосистем.

4. Поручить руководителю РГ «Регулирование частоты и мощности» представить на рассмотрение членов рабочей группы проект Основных технических требований к системам накопления электрической энергии (на базе электрохимических накопителей), работающим в составе энергосистем в 1 квартале 2024 года.

Решение принято единогласно.

Пункт 4.4.

Заслушав и обсудив информацию руководителя РГ «Регулирование частоты и мощности» о подходах к созданию АРЧМ и их совместной работе в

энергосистемах сопредельных государств, реализации в АРЧМ ЕЭС России, ЕЭС Казахстана и ОЭС Центральной Азии, Комиссия

Решила:

1. Принять к сведению информацию руководителя РГ «Регулирование частоты и мощности» о подходах к созданию АРЧМ и их совместной работе в энергосистемах сопредельных государств, реализации в АРЧМ ЕЭС России, ЕЭС Казахстана и ОЭС Центральной Азии.

2. При разработке/развитии АРЧМ энергосистем учитывать представленные основные подходы к созданию АРЧМ и их совместной работе в энергосистемах сопредельных государств.

3. Рекомендовать энергосистемам Центральной Азии, разрабатывающим АРЧМ, предоставить в Рабочую группу общую информацию о планируемых принципах построения системы АРЧМ.

Решение принято единогласно.

Пункт 5.

Заслушав и обсудив информацию руководителя РГ «Планирование и управление» о мировом опыте применения методик прогнозирования выработки электроэнергии на объектах, функционирующих на основе ВИЭ, Комиссия

Решила:

1. Принять к сведению информацию руководителя РГ «Планирование и управление» о мировом опыте применения методик прогнозирования выработки электроэнергии на объектах, функционирующих на основе ВИЭ.

2. Поручить руководителю РГ «Планирование и управление» разработать детализированный опросник о процессе учёта объектов генерации ВИЭ в процессах краткосрочного и долгосрочного планирования в государствах-участниках СНГ и в срок до 15 ноября 2023 года направить в энергокомпании-члены КОТК.

3. Поручить энергокомпаниям-членам КОТК в срок до 31 декабря 2023 года направить в Секретариат КОТК заполненный опросник.

4. Включить в проект Плана работы КОТК на 2024-2025 гг. следующие мероприятия:

а. Разработка основных принципов учёта объектов генерации ВИЭ в перспективных балансах электроэнергии и мощности на долгосрочную перспективу, на перспективу до одного года с разбивкой по месяцам. Ответственный – РГ «Планирование и управление». Срок – 2024 год.

б. Разработка основных принципов учёта объектов генерации ВИЭ в процессах краткосрочного прогнозирования (на период от 1 до 48 часов). Ответственный – РГ «Планирование и управление». Срок – 2024 год.

Решение принято единогласно.

Пункт 6.1.

Заслушав и обсудив информацию Секретариата КОТК о предложениях в проект Плана работы КОТК 2024-2025 гг., Комиссия

Решила:

1. Согласовать проект Плана работы КОТК на 2024-2025 гг. (Приложение 5).
2. Поручить Председателю КОТК Опадчему Ф.Ю. вынести проект Плана работы КОТК на 2024-2025 гг. на утверждение на очередное заседание Координационного совета при ЭЭС СНГ.

Решение принято единогласно.

Пункт 6.2.

Заслушав и обсудив информацию Секретариата КОТК об актуализации Положения о КОТК, Комиссия

Решила:

1. Согласовать проект Положения о КОТК (Приложение 6).
2. Поручить Председателю КОТК Опадчему Ф.Ю. вынести проект Положения о КОТК на утверждение на очередное заседание Координационного совета при ЭЭС СНГ.
3. Утвердить Регламент работы КОТК (Приложение 7).

Решение принято единогласно.

Пункт 6.3.

Заслушав и обсудив доклад АО «СО ЕЭС» о новом механизме перспективного планирования ЕЭС России, Комиссия

Решила:

1. Принять к сведению доклад АО «СО ЕЭС» о новом механизме перспективного планирования ЕЭС России.

Решение принято единогласно.

Пункт 6.4.

Заслушав и обсудив доклад приглашенных эксперты НИУ «МЭИ» и ООО «ИнтерРАО – Инжиниринг» о системе виртуальной инерции как средстве обеспечения устойчивой работы инверторной установки при возмущениях во внешней сети, Комиссия

Решила:

1. Принять к сведению доклад экспертов НИУ «МЭИ» и ООО «ИнтерРАО – Инжиниринг» о системе виртуальной инерции как средстве обеспечения устойчивой работы инверторной установки при возмущениях во внешней сети.

2. Рекомендовать Исполнительному комитету ЭЭС СНГ опубликовать доклад в своих информационных системах.

Решение принято единогласно.

Пункт 7.

Заслушав и обсудив информацию членов КОТК о подготовке энергосистем государств – участников СНГ к работе в осенне-зимний период 2023/2024 гг., Комиссия

Решила:

1. Принять к сведению информацию членов КОТК о подготовке энергосистем государств – участников СНГ к работе в осенне-зимний период 2023/2024 гг.

Пункт 8.

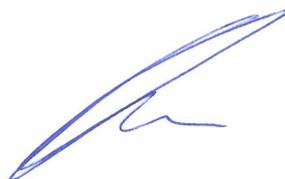
Заслушав и обсудив информацию руководителя Секретариата КОТК о проведении очередных 44-го и 45-го заседаний КОТК, Комиссия

Решила:

1. Провести очередное 44-е заседание КОТК в марте 2024 года.
2. Провести очередное 45-е заседание КОТК в очном формате в г. Ташкенте (КДЦ «Энергия») в сентябре 2024 года.

Решение принято единогласно.

Председатель КОТК



Ф.Ю. Опадчий

Список участников

43-го заседания Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК)
(19-20 сентября 2023 г., г. Сочи, Российская Федерация,
в формате очно/ВКС)

№ п/п	Ф.И.О.	Должность, страна	Формат участия
1	2	3	4
Республика Армения			
1.	Балян Гарник Арменакович	Заместитель генерального директора-главный инженер ЗАО «Оператор электроэнергетической системы»	Очно
2.	Закарян Гамлет Хачатурович	Начальник Службы электрических режимов ЗАО «Оператор электроэнергетической системы»	Очно
3.	Месропян Размик Месропович	Старший инженер Службы автоматизированных устройств оперативной информации ЗАО «Оператор электроэнергетической системы»	Очно
Республика Беларусь			
4.	Ковалев Денис Васильевич	Заместитель генерального директора по оперативной работе – главный диспетчер ГПО «Белэнерго»	Очно
5.	Какура Владимир Владимирович	Начальник управления электрических режимов ГПО «Белэнерго»	Очно
6.	Драгун Александр Александрович	Начальник управления прогнозирования и оптимизации режимов работы электростанций ГПО «Белэнерго»	Очно
Азербайджанская Республика			
7.	Караев Юсиф Кадыр оглы	Первый заместитель вице-президента ОАО «Азербэнерго»	ВКС
8.	Тагиев Садир Садыг оглы	Заместитель начальника Центрального Диспетчерского Управления – главный диспетчер ОАО «Азербэнерго»	ВКС
Республика Казахстан			
9.	Шакенов Даурен Тулегенович	Заместитель Главного диспетчера НДЦ СО филиала АО «KEGOC» «НДС СО»	Очно
Кыргызская Республика			
10.	Доктурбай уулу Жолдошбек	Первый заместитель генерального директора ОАО «НЭС Кыргызстана»	Очно
11.	Абдырасулов Улан Токтобаевич	Начальник ЦДС ОАО «НЭС Кыргызстана»	Очно

12.	Ындыбаев Нурлан Абдыкалыкович	Начальник режимно-диспетчерской службы ОАО «Электрические станции» (приглашенный эксперт)	Очно
ОЭС Центральной Азии			
13.	Шамсиев Хамидулла Аманович	Директор МННО КДЦ «Энергия»	Очно
Республика Таджикистан			
14.	Тоиров Дустмурод Нурмуродович	Начальник Центральной диспетчерской службы ОАО «Барки Точик»	Очно
Республика Узбекистан			
15.	Бобоев Музаффар Камилджанович	Директор ГУП «Национальный диспетчерский центр», Республика Узбекистан	ВКС
16.	Зуфаров Аваз Мамурович	Заместитель директора ГУП «Национальный диспетчерский центр», Республика Узбекистан	ВКС
Российская Федерация			
17.	Опадчий Федор Юрьевич	Председатель Правления АО «СО ЕЭС», Председатель КОТК	Очно
18.	Афанасьев Дмитрий Александрович	Заместитель руководителя дирекции по развитию ЕЭС, руководитель Секретариата КОТК АО «СО ЕЭС»	Очно
19.	Бондаренко Александр Федорович	Советник директора по управлению режимами ЕЭС АО «СО ЕЭС»	Очно
20.	Сацук Евгений Иванович	Начальник Службы внедрения противоаварийной и режимной автоматики АО «СО ЕЭС», руководитель рабочих групп КОТК «Регулирование частоты и мощности», «Противоаварийное управление»	Очно
21.	Утц Станислав Андреевич	Ведущий эксперт отдела технологий параллельной работы Департамента параллельной работы и стандартизации АО «СО ЕЭС», член Секретариата КОТК	Очно
22.	Зинкина Елизавета Владимировна	Главный специалист Департамента международного сотрудничества АО «СО ЕЭС», член Секретариата КОТК	Очно
23.	Бастрыгина Ирина Владимировна	Ведущий специалист Отдела протокола Департамента управления делами АО «СО ЕЭС»	Очно
24.	Поторочин Дмитрий Николаевич	Директор Департамента коммерческого диспетчирования Центра трейдинга ПАО «Интер РАО»	Очно

25.	Каримов Умар Атабекович	Руководитель Технической дирекции Департамента коммерческого диспетчирования Центра трейдинга ПАО «Интер РАО»	Очно
26.	Шамонов Роман Геннадьевич	Начальник управления сопровождения ОТУ и режимов Департамента оперативно- технологического управления ПАО «Россети /ФСК ЕЭС»	Очно
Грузия			
27.	Микаия Зураб Нугзарович	Начальник Национального Диспетчерского Центра/главный диспетчер АО «ГГЭ»	ВКС
28.	Кохташвили Арчил Кохтаевич	Начальник департамента электрических режимов и аналитики АО «ГГЭ»	ВКС
29.	Вахтангадзе Гиорги Вахтангович	Начальник департамента стратегического развития АО «ГГЭ»	ВКС
Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ			
30.	Герих Валентин Платонович	Советник Председателя Исполнительного Комитета Электроэнергетического Совета СНГ	Очно
ФГБОУ ВО НИУ «МЭИ»			
31.	Насыров Ринат Ришатович	Доцент кафедры Электроэнергетических Систем НИУ «МЭИ»	Очно
32.	Булатов Рамис Вагизович	Ассистент кафедры Электроэнергетических систем НИУ «МЭИ»	ВКС
33.	Бурмейстер Максим Витальевич	Ассистент кафедры Электроэнергетических Систем НИУ «МЭИ»	ВКС
34.	Бердышев Илья Игоревич	Инженер кафедры Электроэнергетических Систем НИУ «МЭИ»	ВКС
ООО «Интер РАО – Инжиниринг»			
35.	Давыдов Андрей Владимирович	Начальник управления ввода объектов группы в эксплуатацию ООО «Интер РАО- Инжиниринг»	Очно
36.	Нургатин Руслан Фаритович	Главный эксперт ООО «Интер РАО- Инжиниринг»	ВКС
37.	Астанин Алексей Анатольевич	Начальник отдела ПНР ООО «Интер РАО- Инжиниринг»	ВКС

УТВЕРЖДЕНЫ

Решением Координационного совета при
Электроэнергетическом Совете СНГ
Протокол № __ от _____

**ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО СИСТЕМЕ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ
АВТОМАТИКИ ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЯ ЕЭС/ОЭС****СОГЛАСОВАНЫ**

решением КОТК
Протокол № **43** от 19-20.09.2023

1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1. Настоящие Общие положения по системе противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС (далее – Положения) устанавливаются:

– общие требования к организации автоматического противоаварийного управления электроэнергетическими режимами объединения электроэнергетических систем стран СНГ, Балтии и Грузии, а также электроэнергетических систем других государств, работающих параллельно (синхронно) с энергосистемами государств - участников СНГ (далее – энергообъединение ЕЭС/ОЭС);

– общие требования к взаимодействию государств-участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС (далее – Стороны), и их хозяйствующих субъектов при создании (модернизации) и организации эксплуатации устройств и комплексов противоаварийной автоматики.

1.2. Положения разработаны Комиссией по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК), являющейся рабочим органом Электроэнергетического Совета СНГ, взамен Общих положений по системе противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС, утвержденных решением 35-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ от 29.05.2009, и Общих технических требований к противоаварийной автоматике в энергообъединении ЕЭС/ОЭС, утвержденных решением 46-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ от 24.10.2014.

Внесение изменений в настоящие Положения рассматривается КОТК и осуществляется в соответствии с решением КОТК.

1.3. Положения распространяются на устройства (комплексы) противоаварийной автоматики (далее – устройства (комплексы) ПА) межгосударственных линий электропередачи классом напряжения 110-750 кВ (далее – межгосударственные ЛЭП) и устройства (комплексы) ПА, использующие пусковые органы, управляющие воздействия, сигналы состояния ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования, доаварийную или аварийную информацию, которые формируются (реализуются, передаются) в электроэнергетических системах (далее – энергосистемах) нескольких Сторон.

1.4. Положения распространяются на организации, осуществляющие оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике в энергосистемах Сторон (далее – субъекты оперативно-диспетчерского управления), иных субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии, организации, осуществляющие деятельность по разработке и эксплуатации устройств (комплексов) противоаварийной автоматики, проектные и научно-исследовательские организации Сторон.

1.5. Участие Сторон в организации разработки и эксплуатации противоаварийной автоматики в энергообъединении ЕЭС/ОЭС определяется взаимосогласованными договорами и данными Положениями.

1.6. Предусмотренные настоящими Положениями функции, мероприятия и действия Сторон осуществляются субъектами оперативно-диспетчерского управления энергосистем Сторон, а в случае если в соответствии со взаимосогласованными договорами об организации параллельной работы энергосистем Сторон и утвержденными в соответствии с ними документами или иными документами Сторон

выполнение соответствующих функций или действий возложено на иных уполномоченных хозяйствующих субъектов, осуществляющих деятельность в сфере электроэнергетики в энергосистемах Сторон - такими хозяйствующими субъектами.

2. ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

2.1. Термины и определения

В настоящих Положениях применены термины и определения, предусмотренные межгосударственным стандартом ГОСТ 34045 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования».

2.2. Принятые сокращения

АТ (Т)	–	(авто) трансформатор;
ДЦ	–	диспетчерский центр;
ЕЭС	–	Единая энергетическая система;
КОТК	–	Комиссия по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии;
ЛЭП	–	линия электропередачи;
ОЭС	–	Объединенная энергетическая система;
ПА		противоаварийная автоматика;
РЗА	–	релейная защита и автоматика;
СНГ	–	Содружество Независимых Государств;
ТН	–	трансформатор напряжения;
УПАСК	–	устройство передачи (приема) аварийных сигналов и команд.

3. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ОРГАНИЗАЦИИ АВТОМАТИЧЕСКОГО ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ

3.1. Для обеспечения надежности параллельной работы энергосистем, входящих в энергообъединение ЕЭС/ОЭС, максимального использования пропускной способности межсистемных (межгосударственных) связей, а также локализации развития аварийных ситуаций каждая из Сторон должна участвовать в создании (модернизации) и поддержании эксплуатационной готовности противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС.

3.2. Для координации и обеспечения эффективной работы противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС субъекты оперативно-диспетчерского управления энергосистем Сторон выполняют следующие функции:

- определение условий участия в совместном противоаварийном управлении;
- определение правил (принципов) распределения управляющих воздействий ПА между энергосистемами;
- расчет, выбор и согласование параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования, логики действия, объемов и мест реализации управляющих воздействий ПА энергосистем, в том числе координация действия ПА, исключающая недопустимые набросы мощности на другие межсистемные связи;
- контроль достаточности объемов управляющих воздействий.

3.3. Устройства (комплексы) ПА энергосистем Сторон, входящих в энергообъединение ЕЭС/ОЭС, должны обеспечивать согласованное

(скоординированное) решение задач противоаварийного управления энергообъединения ЕЭС/ОЭС и работать на единых принципах.

3.4. ПА каждой из параллельно работающих энергосистем Сторон должна ликвидировать или сводить к допустимому значению небаланс активной мощности или наброс активной мощности на связи энергосистем других Сторон, возникающие вследствие:

- аварийного отключения генерирующего оборудования, крупных узлов нагрузки, внутренних связей, в том числе при ликвидации асинхронного режима;
- реализации управляющих воздействий, изменяющих баланс мощности, для предотвращения нарушения устойчивости по внутренним связям энергосистемы.

3.5. Виды противоаварийной автоматики, применяемой в энергосистемах Сторон, их назначение, функции и условия применения каждого из видов, непосредственно устройства (комплексы) ПА, а также реализуемые устройствами (комплексами) ПА управляющие воздействия, указанные в пункте 1.3 настоящих Положений, должны соответствовать требованиям межгосударственного стандарта ГОСТ 34045 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования».

4. ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ СТОРОН ПРИ СОЗДАНИИ (МОДЕРНИЗАЦИИ) ПА

4.1. Взаимодействие Сторон при создании (модернизации) устройств (комплексов) ПА, указанных в пункте 1.3 Положений должно выполняться в соответствии с требованиями межгосударственного стандарта ГОСТ 34045 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования» с учетом следующего:

4.1.1. Согласование технического задания на выполнение проектной (рабочей) документации и проектной (рабочей) документации по созданию (модернизации) устройств (комплексов) ПА должно производиться в рамках официальной переписки Сторон.

4.1.2. Принятые и взаимно согласованные Сторонами решения по выбору аппаратуры передачи аварийных сигналов и команд ПА, вопросам организации каналов связи и передаваемых аварийных сигналов и команд, доаварийной и аварийной информации оформляются протоколами совещаний между Сторонами или официальными письмами.

5. ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТРОЙСТВ ПА

5.1. Параметры настройки (уставки) и алгоритмы функционирования устройств (комплексов) ПА

5.1.1. Взаимодействие Сторон в части выбора параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования (далее – уставки) устройств (комплексов) ПА, указанных в пункте 1.3 Положений, должно выполняться в соответствии с требованиями межгосударственного стандарта ГОСТ 34045 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное

управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования» с учетом следующего:

5.1.1.1. Необходимую для выбора уставок устройств (комплексов) ПА информацию каждая Сторона предоставляет другой Стороне по официальному письменному запросу.

5.1.1.2. Взаимное согласование уставок устройств (комплексов) ПА должно производиться в рамках официальной переписки Сторон.

5.1.1.3. После окончания всех работ по реализации новых или изменению существующих уставок устройств (комплексов) ПА диспетчерский центр Стороны в согласованные сроки (но не позднее 2-х недель) должен в письменном виде сообщить диспетчерскому центру другой Стороны об их реализации.

5.2. Координация оперативных переключений в устройствах (комплексах) ПА

5.2.1. Распределение устройств (комплексов) ПА, указанных в пункте 1.3 Положений, по способу диспетчерского управления устанавливается Положениями по оперативно-диспетчерскому управлению параллельной (синхронной) работой ОЭС и ЕЭС, утвержденными соответствующими Сторонами.

Координация оперативных переключений в устройствах (комплексах) ПА, указанных в пункте 1.3 Положений, осуществляется согласно инструкциям по обслуживанию устройств (комплексов) ПА, разрабатываемым диспетчерским центром:

- в чьем диспетчерском управлении находятся межгосударственные ЛЭП, на которых установлены устройства ПА;
- в энергосистеме которого установлены устройства (комплексы) ПА, использующие пусковые органы, управляющие воздействия, сигналы состояния ЛЭП, сетевого и генерирующего оборудования, доаварийную или аварийную информацию, формирующуюся в энергосистеме другой Стороны.

Вышеуказанные инструкции по обслуживанию устройств (комплексов) ПА должны быть согласованы с диспетчерским центром другой Стороны.

Местные инструкции по оперативному обслуживанию (эксплуатации) устройств (комплексов) ПА для оперативного персонала на объектах, на которых расположены устройства (комплексы ПА), разрабатываются каждой Стороной самостоятельно и не должны противоречить инструкциям по обслуживанию устройств (комплексов) ПА.

5.2.2. Инструкции по обслуживанию устройств (комплексов) ПА должны содержать:

а) Краткое описание устройств (комплексов) ПА, включающее, в том числе, сведения о типах применяемых устройств (комплексов) ПА, их назначении и особенностях функционирования и оперативного обслуживания в объеме, достаточном для диспетчерского персонала при выполнении им своих функций (организация цепей переменного тока и напряжения, выполнение блокировок, контроля состояния, организации каналов УПАСК и т.д.).

б) Информацию об операциях:

- выполняемых по диспетчерской команде и (или) с разрешения диспетчерского персонала;

– выполняемых оперативным персоналом объекта электроэнергетики самостоятельно с последующим уведомлением диспетчерского персонала.

в) Информацию о выполнении операций в установленной последовательности или одновременно:

– с выводимыми из работы (вводимыми в работу) устройствами (комплексами) ПА;

– с устройствами РЗА, связанными с выводимыми из работы (вводимыми в работу) устройствами (комплексами) ПА общими цепями, технологическими или режимными условиями;

– с устройствами (комплексами) ПА, технологический режим работы которых необходимо изменять (изменение уставок и т.п.);

– с технологически связанными устройствами телемеханики и связи;

– с устройствами РЗА, кратковременно выводимыми из работы на время производства переключений с выводимым из работы (вводимым в работу) устройством (комплексом) ПА (включая проверку исправности токовых цепей, наличия на этих устройствах цепей переменного напряжения и т.п.).

Указания:

– по операциям с устройствами (комплексами) ПА при выводе в ремонт и вводе в работу выключателей с указанием порядка проведения (до или после отключения (включения) выключателя) операций;

– по операциям с устройствами (комплексами) ПА при отключении (включении) ЛЭП, блоков, АТ(Т), систем шин с указанием порядка проведения (до или после отключения (включения) ЛЭП, блоков, АТ(Т), систем шин) операций;

– по операциям с устройствами (комплексами) ПА при неисправности цепей напряжения или отключении (включении) ТН (в том числе при переводе цепей напряжения устройств РЗА на резервный ТН);

– по операциям с устройствами (комплексами) ПА при операциях в токовых цепях;

– по выводу из работы комплекса ПА и входящих в его состав отдельных устройств;

– по операциям с устройствами (комплексами) ПА при выводе из работы или неисправности УПАСК;

– по операциям с устройствами (комплексами) ПА при выводе из работы по любой причине устройств телемеханики и связи.

5.2.3. Все работы в устройствах (комплексах) ПА и в их цепях производятся по диспетчерским заявкам, разрешаемым диспетчерскими центрами, в операционных зонах которых находятся данные устройства. Независимо от наличия диспетчерской заявки вывод из работы устройств (комплексов) ПА осуществляется по команде (с разрешения) дежурных диспетчеров соответствующих диспетчерских центров.

5.2.4. При оперативном или аварийном изменении режима ОЭС, влияющем на уставки устройств (комплексов) ПА, в диспетчерской заявке на оперативное изменение режима или на подтверждение послеаварийного режима должны быть указания на изменение соответствующих уставок. Изменение взаимосогласованных уставок должно быть произведено по команде дежурного диспетчера заинтересованной

стороны под координацией дежурного диспетчера диспетчерского центра, в диспетчерском управлении которого находится данный элемент сети.

5.2.5. В случае, если устройства (комплексы) ПА имеют возможность выставления заранее нескольких наборов уставок для различных схемно-режимных ситуаций и их автоматического или оперативного переключения при изменении режима, то по факту изменения режима сети оперативный персонал объекта, на котором происходит переключение набора уставок, должен по местным инструкциям проверить их соответствие режиму и доложить об этом диспетчерскому персоналу.

5.2.6. Вывод из работы каналов УПАСК осуществляется со стороны приемника по всем выходным цепям.

5.2.7. При неисправности и угрозе неправильного действия устройства ПА (излишнее, ложное срабатывание или отказ), неисправное устройство должно быть выведено из работы согласно местным инструкциям (оперативным указаниям).

При выявлении неисправности, которая может привести к неправильным действиям устройств ПА, вывод из работы неисправного устройства производится без предварительного разрешения диспетчера, но с немедленным последующим его уведомлением. Во всех остальных случаях неисправное устройство выводится из работы с разрешения диспетчера диспетчерского центра, в диспетчерском управлении или ведении которого находится данное устройство.

5.2.8. Изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния устройства (комплекса) ПА должно осуществляться на основании диспетчерской заявки, разрешенной ДЦ, в диспетчерском управлении которого находится устройство (комплекс) ПА, и согласованной ДЦ, в диспетчерском ведении которых находится устройство (комплекс) ПА.

5.3. Техническое обслуживание устройств (комплексов) ПА

5.3.1. Техническое обслуживание устройств (комплексов) ПА производится на основе действующих у каждой Стороны норм технического обслуживания.

5.3.2. Устройства, расположенные по разным сторонам ЛЭП, которые по принципу действия работают совместно, должны проходить техническое обслуживание в одном и том же объеме и одновременно.

5.3.3. Вывод из работы устройств (комплексов) ПА, указанных в перечнях объектов диспетчеризации Сторон с распределением их по способу диспетчерского управления, для технического обслуживания осуществляется во взаимосогласованные сроки, которые включаются в годовой график, разрабатываемый каждой Стороной.

Предложения в годовые графики должны направляться Сторонами до 1 сентября года, предшествующего планируемому. Согласование должно быть выполнено в течение 20 дней.

5.3.4. Техническое обслуживание устройств ПА необходимо максимально совмещать с выводом в ремонт элемента сети, на котором установлены эти устройства, или защищаемого элемента сети, в том числе при планировании соответствующих работ согласно п. 5.3.3 Положений.

5.3.5. После каждого неправильного действия устройств (комплексов) ПА должна быть произведена послеаварийная проверка, независимо от срока планового техобслуживания. После такой проверки Стороны должны обмениваться информацией о причинах неправильного срабатывания и о принятых мерах.

5.3.6. Для обеспечения нормальной эксплуатации и повышения ее уровня Стороны обмениваются информацией о функционировании устройств (комплексов) ПА, выявленных неисправностях.

УТВЕРЖДЕНЫ
решением Координационного Совета при
Электроэнергетическом Совете СНГ
(протокол от _____ № __)

**ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ОРГАНИЗАЦИИ СИСТЕМЫ
МОНИТОРИНГА ЗАПАСОВ УСТОЙЧИВОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ В
ГОСУДАРСТВАХ-УЧАСТНИКАХ СНГ, БАЛТИИ И ГРУЗИИ**

СОГЛАСОВАНЫ
решением КОТК
(протокол от 19-20.09.2023 № 43)

1. Назначение и область применения

Настоящие Основные принципы организации системы мониторинга запасов устойчивости в энергосистемах государств-участников параллельной работы (далее – Основные принципы) устанавливают требования к организации системы мониторинга запасов устойчивости в энергосистемах государств-участников параллельной работы для целей расчёта максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности (далее – ДП) в контролируемых сечениях на основании фактических схемно-режимных и режимно-балансовых условий функционирования энергосистем.

Основные принципы предназначены для субъектов оперативно-диспетчерского управления государств-участников параллельной работы, входящих в энергообъединение ЕЭС/ОЭС.

2. Термины и определения

В Основных принципах применены термины в соответствии с Методическими указаниями по устойчивости параллельно работающих энергосистем стран СНГ, Балтии и Грузии, утвержденными решением 53-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ от 02.11.2018 (далее – Методические указания), а также следующие термины с соответствующими определениями:

Система мониторинга запасов устойчивости – программный комплекс, выполняющий расчет в режиме реального времени значений ДП в контролируемом сечении на основании фактических значений параметров электроэнергетического режима.

3. Обозначения и сокращения

АДП	–	аварийно допустимый переток активной мощности;
ДП	–	максимально допустимый и аварийно допустимый перетоки активной мощности;
ДЦ	–	диспетчерский центр;
КС	–	контролируемое сечение;
КИТ	–	контроль изменения топологии электрической сети;
МДП	–	максимально допустимый переток активной мощности;
Модель ДЦ	–	модель, используемая ДЦ для проведения расчетов допустимых перетоков активной мощности в контролируемом сечении;
ОИК	–	оперативно-информационный комплекс;
ПА	–	противоаварийная автоматика;
ПК	–	программный комплекс;
СМЗУ	–	система мониторинга запасов устойчивости;
субъект ОДУ	–	субъект оперативно-диспетчерского управления.

4. Основные положения.

4.1. СМЗУ позволяет осуществлять управление электроэнергетическим режимом с максимальным использованием пропускной способности электрической сети в текущих схемно-режимных и режимно-балансовых условиях функционирования энергосистемы.

4.2. При расчёте ДП СМЗУ обеспечивает учет текущей топологии электрической сети, а также информации об уровнях напряжения в прилегающей электрической сети, составе и режиме работы генерирующего оборудования электрических станций и средств компенсации реактивной мощности.

4.3. Приведенные в Основных принципах требования распространяются на КС, ДП в которых рассчитываются с использованием СМЗУ.

5. Требования к расчету ДП в КС

5.1. Расчет ДП в КС должен осуществляться СМЗУ в соответствии с требованиями Методических указаний.

5.2. Нормально для управления режимом ДЦ должен использоваться допустимый переток активной мощности в КС, рассчитанный СМЗУ. Переход на использование ДП в КС, предварительно рассчитанных ДЦ вручную, должен осуществляться при выводе СМЗУ из работы.

6. Состав программных средств СМЗУ и принципы их взаимодействия с внешними информационными системами.

6.1. СМЗУ должна включать себя следующие основные компоненты:

– модуль импорта телеметрической информации, предназначенный для импорта заданного в СМЗУ перечня телеметрической информации из ОИК ДЦ;

– модуль оценивания состояния, предназначенный для оценивания состояния расчетной модели СМЗУ на основе заранее заданной модели электрической сети и телеметрической информации, получаемой от ОИК ДЦ;

– модуль технологического алгоритма, предназначенный для определения ДП (МДП, АДП и МДП с учетом действия ПА) в КС в соответствии с требованиями Методических указаний для заданных нормативных возмущений с использованием модели, полученной от модуля оценивания состояния;

– модуль верификации рассчитанных СМЗУ ДП в КС, осуществляющий проверку полученных от технологического алгоритма СМЗУ ДП в КС и при успешном прохождении проверки разрешающий передачу указанных значений в иные ПК, используемые ДЦ при управлении электроэнергетическим режимом (далее – модуль верификации);

– модуль КИТ, предназначенный для исключения после импорта СМЗУ телеметрической информации из ОИК ДЦ возможности расчета СМЗУ неактуальных значений ДП в КС в связи с изменением топологии электрической сети или иных факторов, влияющих на величину ДП в КС (далее – влияющие факторы). Модуль КИТ должен обеспечивать контроль изменения влияющих факторов и выдавать команду на останов текущего расчетного цикла СМЗУ при изменении влияющего фактора. Перечень влияющих факторов должен определяться ДЦ.

6.2. СМЗУ должна обеспечивать взаимодействие с ОИК ДЦ для получения телеметрической информации (импорт телеизмерений активной и реактивных мощностей, напряжений, состояния элементов электроэнергетической системы и коммутационного оборудования) и иными ПК ДЦ, использующими сведения о ДП КС для управления электроэнергетическим режимом.

7. Требования к формированию расчетной модели СМЗУ.

7.1. Расчетную модель СМЗУ необходимо формировать на основании используемой ДЦ расчетной модели электроэнергетической системы для проведения расчетов ДП в КС.

7.2. Расчетная модель СМЗУ должна соответствовать следующим требованиям:

- объем и детализация расчетной модели должны обеспечивать возможность выполнения корректного расчета ДП в каждом КС;
- объем и детализация расчетной модели СМЗУ должны обеспечивать устойчивую работу модуля оценивания состояния с учетом имеющегося объема и качества телеметрической информации;
- расчетная модель СМЗУ должна обеспечивать возможность выполнения корректного утяжеления электроэнергетического режима и моделирования нормативных возмущений;
- параметры элементов расчетной модели СМЗУ должны соответствовать информации, предоставленной собственниками оборудования;
- расчетная модель СМЗУ должна включать параметры для проведения расчета переходных режимов (при наличии необходимости таких расчетов) в объеме, достаточном для обеспечения возможности выполнения корректных расчётов;
- алгоритмы и параметры настройки устройств противоаварийной автоматики в расчетной модели СМЗУ должны соответствовать фактическим.

8. Требования к функционированию и точности работы модуля оценивания состояния в СМЗУ.

8.1. Для подтверждения корректной работы модуля оценивания состояния СМЗУ при первичном внедрении СМЗУ или при увеличении числа КС, допустимые перетоки в которых определяются СМЗУ, сопровождающимся расширением расчетной модели СМЗУ, необходимо проводить испытания по проверке выполнения оценивания состояния.

8.2. Целью испытаний по проверке выполнения оценивания состояния является подтверждение достаточности объема и качества телеметрической информации для корректного выполнения оценивания состояния расчетной модели СМЗУ.

8.3. При проверке выполнения оценивания состояния должна выполняться последовательная проверка:

- привязки телеметрической информации к расчетной модели СМЗУ;

- выполнения оценивания состояния отдельных срезов телеметрической информации (не менее пяти срезов);
- выполнения оценивания состояния в циклическом режиме (не менее трех суток);
- устойчивости и надежности выполнения оценивания состояния в циклическом режиме (не менее десяти суток).

8.4. Для определения корректности привязки телеметрической информации к расчетной модели СМЗУ необходимо провести анализ соответствия загруженной в расчетную модель СМЗУ телеметрической информации измеренным параметрам электроэнергетического режима в ОИК.

8.5. Проверка выполнения оценивания состояния отдельных срезов телеметрической информации должна выполняться для режимов, зафиксированных за последний месяц, соответствующих:

- режиму минимальных нагрузок;
- режиму максимальных нагрузок;
- трем иным характерным режимам с максимальной загрузкой КС.

Проверка выполнения оценивания состояния отдельных срезов телеметрической информации должна выполняться для каждого элемента расчетной модели, заданного в явном виде (без эквивалентирования) за исключением сетевых элементов, отходящих от примыкающих к эквивалентам объектов, к которым привязано телеизмерение соответствующего параметра электроэнергетического режима из ОИК.

Для каждого среза телеметрической информации, для которого выявлены отличия оцененных параметров электроэнергетического режима от измеренных параметров электроэнергетического режима, превышающие допустимые отклонения, приведенные в Таблице 1, необходимо выявить и при наличии возможности устранить причину указанного отличия посредством, в том числе:

- повышения качества телеметрической информации;
- замены недостоверной телеметрической информации;
- исключения недостоверной телеметрической информации из модели СМЗУ, если она не оказывает значительного влияния на оценивание состояния;
- уменьшения значений доверительных коэффициентов для недостоверной телеметрической информации в СМЗУ с целью уменьшения ее влияния на формирование оцененного режима.

Выполнение оценивания состояния отдельных срезов телеметрической информации признается корректным при отсутствии отличий оцененных параметров электроэнергетического режима от измеренных параметров электроэнергетического режима (не связанных с некорректным учетом телеметрической информации) для всех указанных срезов телеметрической информации.

8.6. Проверка выполнения оценивания состояния в циклическом режиме должна выполняться путем проверки среднеквадратичных отклонений оцененных параметров электроэнергетического режима от измеренных

параметров электроэнергетического режима не менее 1 раза в сутки для всех режимов, оцененных с момента предыдущей проверки.

Для каждой совокупности расчетных точек, для которой выявлены отличия оцененных параметров электроэнергетического режима от измеренных параметров электроэнергетического режима, превышающие допустимые отклонения, приведенные в Таблице 1, необходимо выявить и при наличии возможности устранить причину указанного отличия посредством выполнения мероприятий, указанных в пункте 8.5.

Выполнение оценивания состояния в циклическом режиме признается корректным при отсутствии отличий оцененных параметров электроэнергетического режима от измеренных параметров электроэнергетического режима (не связанных с некорректным учетом телеметрической информации) в течение 3 последних суток технологической проверки функционирования СМЗУ.

Таблица 1. Допустимые отклонения параметров электроэнергетического режима при проверке функционирования СМЗУ в части корректности выполнения оценивания состояния

Параметр	Допустимые отклонения при номинальном напряжении, не более**		
	220 кВ и ниже	330–500 кВ	750 кВ
Генерация активной мощности	2 % или 10 МВт		
Генерация реактивной мощности	5 % или 25 Мвар		
Потребление и сальдо активной (реактивной) мощности	5 % или 15 МВт	5 % или 25 МВт	5 % или 30 МВт
Перетоки активной (реактивной) мощности по сетевым элементам*	(15 Мвар)	(25 Мвар)	(30 Мвар)
Уровни напряжения в узлах*	2 кВ	3 кВ	4 кВ

* - При выявлении в отдельных узлах систематических несоответствий параметров электроэнергетического режима в расчетной модели СМЗУ и в ОИК необходимо провести анализ корректности параметров электроэнергетического режима в ОИК. При выявлении в ОИК отдельных параметров электроэнергетического режима, систематически не соответствующих фактическому режиму, их учет при оценке выполнения оценивания состояния не выполняется.

** - Принимается большая величина.

8.7. Проверка устойчивости и надежности выполнения оценивания состояния в циклическом режиме должна выполняться после подтверждения корректности выполнения оценивания состояния в соответствии с пунктом 8.6.

Проверка устойчивости и надежности выполнения оценивания состояния в циклическом режиме проводится посредством непрерывного выполнения оценивания состояния в циклическом режиме в течение не менее 10 дней.

Выполнение оценивания состояния в циклическом режиме признается устойчивым и надежным при отсутствии ошибок и остановов программного обеспечения (формирования соответствующих кодов ошибок, за исключением

внешних причин) при непрерывном выполнении оценивания состояния СМЗУ в циклическом режиме в течение не менее 99 % расчетных циклов СМЗУ.

9. Критерии оценки и требования к точности расчета максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности

9.1. Для подтверждения корректного расчета ДП в КС при первичном внедрении СМЗУ, увеличении числа КС или при внесении изменений в расчетную модель СМЗУ (изменение схемы электрической сети, состава и настроек противоаварийной автоматики и т.д.) необходимо проводить:

- проверку корректности функционирования технологического алгоритма СМЗУ;
- проверку корректности расчетной модели;
- проверку корректности функционирования СМЗУ в целом.

Целью проверки функционирования технологического алгоритма СМЗУ является подтверждение корректного определения ДП в КС с учетом всех нормативных возмущений и действия противоаварийной автоматики.

Целью проверки корректности расчетной модели является подтверждение достаточности объема и детализации расчетной модели СМЗУ для корректного определения СМЗУ ДП в КС.

Целью проверки функционирования СМЗУ в целом является проверка взаимодействия отдельных модулей СМЗУ.

9.2. Для проверки корректности функционирования технологического алгоритма СМЗУ должна выполняться проверка:

- определения величин ДП в КС, состоящая из проверок:
 - процесса утяжеления электроэнергетического режима с использованием заданной траектории утяжеления;
 - определения предельных перетоков активной мощности в нормальном режиме и в послеаварийном режиме после нормативного возмущения;
 - определения ДП по всем критериям в послеаварийном режиме после нормативного возмущения;
 - определения МДП без ПА, МДП с ПА и АДП;
 - моделирования действия устройств противоаварийной автоматики;
- устойчивости и надежности функционирования технологического алгоритма СМЗУ в циклическом режиме.

9.3. Проверка определения технологическим алгоритмом СМЗУ величин ДП в КС должна выполняться посредством проведения сравнительных расчетов на расчетной модели СМЗУ.

При проведении сравнительных расчетов должна выполняться проверка определения технологическим алгоритмом СМЗУ ДП в КС с учетом всех нормативных возмущений и действия ПА путем ручного и автоматического утяжеления исходного режима по идентичной траектории утяжеления.

Проверка определения технологическим алгоритмом СМЗУ величин ДП в КС должна выполняться для:

- режима минимальных нагрузок в нормальной схеме;

- режима максимальных нагрузок в нормальной схеме;
- характерных режимов с максимальной загрузкой КС в нормальной и в двух ремонтных схемах.

Для проверки корректности определения технологическим алгоритмом СМЗУ величин ДП необходимо провести:

- автоматический расчет величин ДП на расчетной модели СМЗУ по всем критериям определения ДП для всех нормативных возмущений с учетом действия ПА;
- ручной расчет с использованием ПК, применяемого ДЦ для определения ДП в КС (далее – ручной расчет), величин ДП на расчетной модели СМЗУ с идентичными схемными и режимными условиями по всем критериям определения ДП для всех нормативных возмущений с учетом действия ПА.

Критерием корректности определения технологическим алгоритмом СМЗУ величин ДП является различие величин ДП, полученных автоматическим и ручным расчетом не более 2 % или 5 МВт (принимается большая величина) от величин допустимого перетока активной мощности, полученных ручным расчетом.

9.4. Проверка устойчивости и надежности функционирования технологического алгоритма СМЗУ в циклическом режиме проводится посредством непрерывного определения ДП в КС в циклическом режиме в течение не менее 10 дней.

Функционирование технологического алгоритма СМЗУ в циклическом режиме признается устойчивым и надежным при отсутствии ошибок и остановов программного обеспечения (формирования соответствующих кодов ошибок, за исключением внешних причин) при непрерывном успешном определении ДП в КС в циклическом режиме в течение не менее 99 % расчетных циклов СМЗУ.

9.5. Проверка расчетной модели СМЗУ выполняется путем проведения сравнительных расчетов на расчетной модели СМЗУ и на Модели ДЦ для идентичного исходного режима с использованием идентичной траектории утяжеления.

Проверка расчетной модели СМЗУ должна выполняться для:

- режима минимальных нагрузок в нормальной схеме;
- режима максимальных нагрузок в нормальной схеме;
- характерных режимов с максимальной загрузкой КС в нормальной и в двух ремонтных схемах.

Для проверки расчётной модели СМЗУ необходимо провести:

- автоматический расчет величины допустимого перетока активной мощности на расчетной модели СМЗУ;
- ручной расчет величины допустимого перетока активной мощности на Модели ДЦ по всем критериям определения допустимого перетока активной мощности.

При выполнении сравнительных расчетов:

- должны использоваться расчетные модели с идентичными схемными и режимными условиями в соответствии с критериями;

– должны использоваться идентичные траектории утяжеления (в части используемых нагрузок, генераций и шага утяжеления);

– моделирование действия ПА в ПК, применяемом в ДЦ для определения ДП в КС, необходимо осуществлять аналогично моделированию действия ПА в СМЗУ (в части используемых вида, объемов, узлов и принципов реализации управляющих воздействий).

Критериями идентичности схемных и режимных условий в расчетных моделях являются для каждого элемента расчетной модели, заданного в явном виде (без эквивалентирования):

– одинаковые параметры линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования, нагрузок;

– одинаковое состояние линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования;

– одинаковая генерация активной мощности;

– одинаковые коэффициенты трансформации;

– одинаковое заданное напряжение на шинах генераторов;

– отличие величин генерации реактивной мощности генераторов не более 10 Мвар;

– отличие напряжения в узлах расчетных моделей не более 1 – 3 кВ (меньшие значения соответствуют узлам 110 – 220 кВ, а также узлам вблизи КС, большие значения соответствуют узлам 330 кВ и выше, а также узлам, удаленным от КС);

– отличие величин перетоков активной мощности в ветвях расчетных моделей не более 10 – 30 МВт (меньшие значения соответствуют ветвям 110 – 220 кВ, а также ветвям вблизи КС, большие значения соответствуют ветвям 330 кВ и выше, а также ветвям, удаленным от КС);

– отличие величин перетоков реактивной мощности в ветвях расчетных моделей не более 10 – 30 Мвар (меньшие значения соответствуют ветвям 110 – 220 кВ, а также ветвям вблизи КС, большие значения соответствуют ветвям 330 кВ и выше, а также ветвям, удаленным от КС).

При проведении ручных расчетов утяжеления режима и достижении параметром траектории утяжеления на очередном шаге утяжеления заданных в СМЗУ ограничений и корректировки траектории утяжеления в СМЗУ на последующих шагах утяжеления, при ручном расчете, необходимо учитывать изменение траектории утяжеления, начиная с указанного шага утяжеления.

Критерием корректности расчетной модели СМЗУ является различие величин ДП, полученных автоматическим и ручным расчетом, не более 5 % или 5 МВт (принимается большая величина) от величин ДП, определенных ручным расчетом.

9.6. Для проверки корректности функционирования СМЗУ в целом должна выполняться проверка:

– оценивания состояния при работе СМЗУ в циклическом режиме;

– определения ДП в КС при работе СМЗУ в циклическом режиме;

– устойчивости и надежности функционирования СМЗУ в циклическом режиме.

Продолжительность проведения корректности функционирования СМЗУ в целом должна быть не менее 10 рабочих дней.

9.6.1. Проверка выполнения оценивания состояния при работе СМЗУ в циклическом режиме должна выполняться в соответствии с порядком и критериями, указанными в разделе 8 ежедневно в период проведения проверки корректности функционирования СМЗУ в целом для всех расчетных циклов СМЗУ.

9.6.2. Проверка определения ДП в КС при работе СМЗУ в циклическом режиме должна выполняться ежедневно в период проведения проверки корректности функционирования СМЗУ в целом для всех расчетных циклов СМЗУ путем проведения анализа каждого отдельного случая:

- останова расчетного цикла СМЗУ;
- изменения величины ДП в КС на величину более 10 % при отсутствии изменения влияющих на ДП в КС факторов;
- работы модуля верификации (переход на допустимые перетоки активной мощности, предварительно рассчитанные ДЦ, блокировка передачи ДП, определенных с использованием СМЗУ в иные ПК, используемые ДЦ при управлении электроэнергетическим режимом, и другие).

Критерием корректности определения ДП при работе СМЗУ в циклическом режиме является отсутствие:

- расчетных циклов СМЗУ с ошибками (за исключением ошибок из-за сбоев поступающей телеметрической информации, перезагрузки серверов СМЗУ или иных внешних факторов);
- изменений величины ДП в КС на величину более 10 % при отсутствии изменения влияющих на ДП в КС факторов;
- случаев неправильной работы модуля верификации.

9.6.3. Проверка устойчивости и надежности функционирования СМЗУ в циклическом режиме должна выполняться посредством непрерывного выполнения расчета ДП в циклическом режиме в период проведения проверки корректности функционирования СМЗУ в целом.

Критерием устойчивости и надежности функционирования СМЗУ в циклическом режиме является отсутствие ошибок и остановов программного обеспечения (формирования соответствующих кодов ошибок, за исключением внешних причин) при непрерывной работе СМЗУ в циклическом режиме в течение не менее 99 % расчетных циклов СМЗУ.

10. Требования к обмену между субъектами ОДУ телеметрической информацией для обеспечения корректного функционирования СМЗУ и значениями максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности, рассчитанными СМЗУ.

10.1. При использовании СМЗУ для определения ДП в КС субъект ОДУ, осуществляющий регулирование перетока в КС, должен обеспечить

возможность передачи в субъект ОДУ, осуществляющий контроль перетока в КС:

- признака расчета допустимого перетока СМЗУ;
- значений ДП, определяемых СМЗУ.

10.2. Для обеспечения корректного функционирования СМЗУ необходимо осуществлять обмен телеметрической информацией между субъектами ОДУ.

10.3. Согласование вопросов, связанных с обменом указанной в пунктах 10.1 и 10.2 телеметрической информацией, субъекты ОДУ осуществляют путем официальной переписки.

10.4. По итогам реализации пункта 10.3 состав телеметрической информации должен быть включен в соглашение об информационном обмене между соответствующими субъектами ОДУ.

11. Организационные принципы использования максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности, рассчитанных СМЗУ, при планировании и управлении электроэнергетическим режимом.

11.1. При выполнении функций регулирования (контроля) перетока активной мощности в КС одним субъектом ОДУ, решение об использовании МДП и АДП, рассчитанных СМЗУ, при планировании и управлении электроэнергетическим режимом в таком КС принимается указанным субъектом ОДУ самостоятельно.

11.2. При выполнении функций регулирования (контроля) перетока активной мощности в КС несколькими субъектами ОДУ различных национальных энергосистем, решение об использовании МДП и АДП, рассчитанных СМЗУ, при планировании и управлении электроэнергетическим режимом в таком КС принимается по согласованию со всеми субъектами ОДУ, осуществляющими функции регулирования (контроля) перетоков активной мощности в таком КС, посредством официальной переписки.

УТВЕРЖДЕНЫ
решением Координационного Совета при
Электроэнергетическом Совете СНГ
(протокол от _____ № __)

**ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ОБЪЕКТАМ
ГЕНЕРАЦИИ, ФУНКЦИОНИРУЮЩИМ НА ОСНОВЕ
ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ, РАБОТАЮЩИМ В
СОСТАВЕ ЭНЕРГОСИСТЕМ
(В ЧАСТИ СОЛНЕЧНОЙ И ВЕТРОВОЙ ГЕНЕРАЦИИ)**

СОГЛАСОВАНЫ
решением КОТК
(протокол от 19-20.09.2023 № 43)

1. Назначение и область применения

Настоящие Основные технические требования к объектам генерации, функционирующим на основе использования возобновляемых источников энергии, работающим в составе энергосистем (далее – Основные технические требования) разработаны впервые в соответствии с Планом работы Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК) на 2022-2023 гг., утвержденным решением 4-го заседания Координационного совета при Электроэнергетическом Совете СНГ (Протокол от 29.09.2022 №4).

Под объектами генерации, функционирующими на основе использования возобновляемых источников энергии (далее – объекты генерации ВИЭ) для целей Основных технических требований понимаются следующие объекты генерации:

- ветроэнергетические установки, предназначенные для производства электрической энергии,
- ветроэлектрические станции, в том числе входящие в их состав группы ветроэнергетических установок,
- фотоэлектрические модули, присоединенные через один преобразователь постоянного тока, предназначенные для производства электрической энергии,
- фотоэлектрические солнечные электростанции.

Настоящие Основные технические требования устанавливают технические требования к объектам генерации ВИЭ при их работе в составе энергосистем государств-участников СНГ.

Настоящие Основные технические требования предназначены для организаций, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление энергосистемами государств-участников СНГ, а также организаций, осуществляющих проектирование, строительство и эксплуатацию объектов генерации ВИЭ на территории указанных стран.

Настоящие Основные технические требования распространяются на вновь вводимые, реконструируемые или технически перевооружаемые объекты генерации ВИЭ. Государством-участником СНГ возможно установление критериев для объектов генерации ВИЭ, ограничивающих применение требований настоящего документа.

2. Термины и определения

В настоящем документе принимаются термины и определения, установленные в серии документов Электроэнергетического Совета СНГ «Основные технические требования к параллельно работающим энергосистемам стран СНГ и Балтии».

Ветроэнергетическая установка, ВЭУ - комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений, предназначенный для преобразования энергии ветра в другие виды энергии (механическую, тепловую, электрическую и др.).

Группа ветроэнергетических установок - одна ветроэнергетическая установка и более, связанные между собой совокупностью электросетевого

оборудования и электрических связей, подключаемых к электрической сети посредством общего выключателя.

Ветроэлектрическая станция, ВЭС - группа или совокупность групп ветроэнергетических установок, присоединенная к одному или нескольким соединенным (авто)трансформаторной связью распределительным устройствам и/или объединенная единой коллекторной сетью, представляющая собой единый технологический комплекс, имеющий общую локально внедренную автоматизированную систему управления.

Коллекторная сеть - совокупность элементов электрической сети, включающая в себя линии электропередачи и электросетевое оборудование, расположенное между выводными клеммами ВЭУ или преобразователем постоянного тока, через который работают фотоэлектрические солнечные модули, и распределительным устройством высшего напряжения, через которое осуществляется выдача мощности электростанции в сеть.

Преобразовательное устройство – устройство, включающее в себя силовую электронику, предназначенное для преобразования постоянного тока в переменный ток с частотой, соответствующей частоте электрического тока в энергосистеме или переменного тока одной частоты в переменный ток с частотой, соответствующей частоте электрического тока в энергосистеме.

Преобразователь постоянного тока – преобразовательное устройство, предназначенное для преобразования постоянного тока в переменный ток с частотой, соответствующей частоте электрического тока в энергосистеме.

Солнечная электростанция, СЭС - электростанция, предназначенная для преобразования энергии солнечного излучения в электрическую энергию.

Центр управления ветровыми (солнечными) электростанциями - структурное подразделение субъекта электроэнергетики, осуществляющее функции оперативно-технологического управления (в том числе функции технологического управления и ведения) в отношении принадлежащих такому субъекту на праве собственности или ином законном основании ветровых или солнечных электростанций, присоединенных к ветроэнергетической системе.

LVRT-характеристика – это зависимость, характеризующая возможность генерирующего оборудования оставаться в работе при снижении напряжения на различную величину и различные интервалы времени.

3. Обозначения и сокращения

АРМ - автоматизированное рабочее место;

АСУ - автоматизированная система управления;

АСУТП - автоматизированная система управления технологическим процессом;

ВЭУ – ветроэнергетическая установка;

ВЭС - ветроэлектрическая станция;

ДУ – дистанционное управление;

ДЦ – диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;

ИБП - источник бесперебойного питания;

КЗ - короткое замыкание;
 ЛЭП - линия электропередачи;
 ОПРЧ - общее первичное регулирование частоты;
 ПС - подстанция;
 ПА – противоаварийная автоматика;
 РЗА - релейная защита и автоматика;
 РУ- распределительное устройство;
 СЭС – солнечная электростанция;
 СНЭЭ - система накопления электрической энергии;
 ФЭМ – фотоэлектрический модуль;
 ЦУ ВЭС (СЭС) – центр управления ветровыми (солнечными) электростанциями.

4. Общие требования к объектам генерации ВИЭ.

4.1. Для определения технических решений по подключению объекта генерации ВИЭ к электрической сети и оценке его влияния на режимы работы электрической сети должна быть разработана схема выдачи мощности объекта генерации ВИЭ.

При разработке технических решений по схеме выдачи мощности объекта генерации ВИЭ должны быть проведены расчёты установившихся электроэнергетических режимов, статической устойчивости, динамической устойчивости и токов короткого замыкания.

Схема выдачи мощности объекта генерации ВИЭ должна быть согласована с электросетевой компанией и субъектом оперативно-диспетчерского управления.

Следующие технические решения по выдаче мощности объекта генерации ВИЭ следует определять при проектировании:

- тип, количество и номинальную мощность трансформаторов (автотрансформаторов) связи,
- тип и количество ВЭУ, которые могут быть присоединены к одному блочному трансформатору (автотрансформатору) (для ВЭС),
- тип и количество ФЭМ, присоединенных через один преобразователь постоянного тока, которые могут быть присоединены к одному блочному трансформатору (автотрансформатору) (для СЭС),
- наличие или отсутствие дополнительных ступеней преобразования напряжения, электрической энергии или частоты,
- типы первичных схем РУ,
- варианты технических решений по выдаче мощности объекта генерации ВИЭ,
- технические решения по установке и/или модернизации комплексов и устройств РЗА, а том числе комплексов и устройств противоаварийной автоматики.

4.2. Все электросетевое оборудование и ЛЭП, входящее в состав объекта генерации ВИЭ, а также отходящие от объекта генерации ВИЭ ЛЭП, должны

быть защищены от всех видов КЗ в соответствии с требованиями государств-участников СНГ.

4.3. Состав устройств РЗА электросетевого оборудования объекта генерации ВИЭ и в прилегающей электрической сети, а также требования к ним должны определяться при проектировании и удовлетворять требованиям государств-участников СНГ.

4.4. На объектах генерации ВИЭ должна обеспечиваться возможность снижения выдаваемой в электрическую сеть активной мощности или отключения части или всей совокупности генерирующего оборудования, в том числе и по команде ПА в соответствии с заданными алгоритмами работы ПА с целью предотвращения нарушения устойчивости и/или предотвращения и ликвидации выхода параметров электроэнергетического режима за пределы допустимых значений.

4.5. При вводе в эксплуатацию объекты генерации ВИЭ должны направлять субъектам оперативно-диспетчерского управления следующую информацию:

- наименование и тип генерирующего оборудования,
- установленную мощность генерирующего оборудования, МВт,
- максимальную располагаемую мощность генерирующего оборудования, МВт,
- скорость набора/снижения нагрузки, МВт/мин,
- значение выдаваемой и потребляемой реактивной мощности, Мвар,
- информацию, необходимую для моделирования генерирующего оборудования в программных комплексах по расчёту установившихся режимов, статической и динамической устойчивости, токов короткого замыкания и уставок релейной защиты,
- дополнительную информацию по согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления или документами государств-участников СНГ.

4.6. Объекты генерации ВИЭ должны учитываться в краткосрочном и долгосрочном планировании режима работы энергосистемы в соответствии с законодательством, нормативными и техническими документами государств-участников СНГ.

4.7. Необходимость установки системы накопления электрической энергии (СНЭЭ) на объекте генерации ВИЭ определяется следующими положениями.

В случае, если доля установленной мощности объектов генерации ВИЭ от максимальной мощности потребления энергорайона превышает заданное значение, все вновь вводимые объекты генерации ВИЭ должны оснащаться СНЭЭ. При этом, оснащаться СНЭЭ должны все ВЭС и СЭС суммарной установленной мощностью электростанции 20 МВт и выше. Установленная мощность СНЭЭ должна находиться в диапазоне 30-50% от суммарной установленной мощности ВЭС (СЭС). Продолжительность выдачи максимальной мощности СНЭЭ должно быть не менее 2 часов.

Заданное значение доли объектов генерации ВИЭ должно рассчитываться с учетом из следующих влияющих факторов:

- структура установленной мощности электростанций энергорайона,
- величина максимального потребления мощности энергорайона,
- особенности сезонного и суточного графика нагрузки энергорайона,
- наличие маневренных мощностей электростанций энергорайонов,
- ограничения по выдаваемой или принимаемой мощности из/в энергорайон.

ВЭС и СЭС с установленными СНЭЭ должны обеспечивать запуск объектов генерации ВИЭ с нуля (без внешнего источника питания) и их длительную устойчивую работу на выделенную нагрузку в изолированном от энергосистемы режиме.

Государством-участником СНГ возможно установление отдельных требований по оснащению объектов генерации ВИЭ оборудованием СНЭЭ в объёме, необходимом для обеспечения надежной работы энергосистемы и отсутствия перегрузки электросетевого оборудования.

Технические требования к СНЭЭ и объектами генерации ВИЭ с установленными на них СНЭЭ настоящим документом не устанавливаются.

5. Требования по допустимой длительности работы в различных диапазонах частот

5.1. Объекты генерации ВИЭ должны длительно работать без отключения от электрической сети при изменении частоты электрического тока в диапазоне значений 51,0-49,0 Гц, включая верхнюю границу диапазона по частоте.

5.2. Объекты генерации ВИЭ должны работать без отключения от электрической сети в диапазоне частот электрического тока (включая верхнюю границу указанных диапазонов по частоте):

- 55,0-53,0 Гц - продолжительность работы должна устанавливаться заводом - изготовителем;
- 53,0 – 51,0 Гц - продолжительность работы не менее 7 сек;
- 51,0 - 49,0 Гц – длительно;
- 49,0 - 48,0 Гц - продолжительность работы не менее 30 мин;
- 48,0 - 47,0 Гц - продолжительность работы не менее 40 с;
- 47,0 - 46,0 Гц, - продолжительность работы не менее 1 с;
- ниже 46 Гц - продолжительность работы должна устанавливаться заводом-изготовителем.

6. Требования к допустимой длительности работы в различных диапазонах напряжений

6.1. Технологическая защита преобразовательных устройств объекта генерации ВИЭ по повышению напряжения должна обеспечивать их длительную работу при повышении напряжения в точке подключения преобразовательного

устройства к коллекторной сети не менее чем на 10% от номинального напряжения преобразовательного устройства.

6.2. Технологическая защита преобразовательных устройств объекта генерации ВИЭ по снижению напряжения должна обеспечивать их длительную работу при снижении напряжении в точке подключения преобразовательного устройства к коллекторной сети не менее чем на 10% от номинального напряжения преобразовательного устройства.

7. Требования к участию объектов генерации ВИЭ в общем первичном регулировании частоты

7.1. На объектах генерации ВИЭ должна быть обеспечена возможность снижения выдаваемой в электрическую сеть активной мощности с целью участия в ОПРЧ при увеличении частоты.

7.2. Участие объектов генерации ВИЭ в ОПРЧ должно осуществляться путем снижения мощности группы или совокупности групп ВЭУ или ФЭМ (подключенных к одному преобразовательному устройству), присоединенных к одному РУ, средствами регулирования активной мощности генерирующего или преобразовательного оборудования, либо посредством автоматического отключения в соответствии с техническими решениями, принятыми при проектировании.

7.3. Для участия в ОПРЧ генерирующее оборудование объекта генерации ВИЭ должно соответствовать следующим требованиям:

- "мертвая полоса" первичного регулирования в регуляторах активной мощности не должна превышать $50,0 \pm 0,1$ Гц;
- статизм первичного регулирования должен находиться в пределах 4,0-5,0%.

7.4. При участии в ОПРЧ генерирующее оборудование должно обеспечивать изменение выдаваемой активной мощности при изменении частоты на величину требуемой первичной мощности, определяемой по формуле:

$$P_{т.п} = -(100 / S) \cdot (P_{исх} / f_{ном}) \cdot \Delta f_p,$$

где S - статизм первичного регулирования, %;

$P_{исх}$ - исходная (на момент начала участия в ОПРЧ) мощность совокупности групп ВЭУ и ФЭМ, подключенных к одному преобразовательному устройству, присоединенных к одному РУ, МВт;

Δf_p , Гц - расчетная величина отклонения частоты, определяемая следующим образом:

$\Delta f_p = 0$ при отклонениях частоты, не превышающих "мертвую полосу" ($50,00 \pm f_{мп}$, Гц) первичного регулирования;

$\Delta f_p \neq 0$ при отклонениях частоты, превышающих "мертвую полосу" первичного регулирования;

$\Delta f_p = f - (50,00 + f_{м.п}) > 0$ при повышении частоты выше верхней границы "мертвой полосы" первичного регулирования.

7.5. При увеличении частоты выше верхней границы "мертвой полосы" первичного регулирования не более чем через 10 с должно обеспечиваться снижение активной мощности объекта генерации ВИЭ, участвующего в ОПРЧ, на значение требуемой первичной мощности. Значение требуемой первичной мощности определяют исходя из значения отклонения частоты от верхней границы "мертвой полосы" первичного регулирования на момент начала снижения активной мощности. При этом снижение активной мощности в процессе первичного регулирования должно происходить не более чем за 5 с и носить устойчивый апериодический характер.

7.6. На все время, пока квазиустановившееся значение частоты превышает верхнюю границу "мертвой полосы" первичного регулирования, должно устанавливаться ограничение максимальной нагрузки объекта генерации ВИЭ, участвующего в ОПРЧ, равное разности между фактической мощностью на момент начала участия в ОПРЧ и значением требуемой первичной мощности. При увеличении отклонения частоты за пределами "мертвой полосы" первичного регулирования ограничение максимальной нагрузки должно изменяться в соответствии с изменением значения первичной мощности, пропорционального текущему отклонению частоты.

7.7. После снижения квазиустановившегося значения частоты ниже верхней границы "мертвой полосы" первичного регулирования должно автоматически ликвидироваться ограничение максимальной нагрузки объекта генерации ВИЭ, участвующего в ОПРЧ.

8. Требования к участию объектов генерации ВИЭ в регулировании активной и реактивной мощности

8.1. Объект генерации ВИЭ должен обеспечивать возможность снижения активной мощности в пределах регулировочного диапазона по диспетчерской команде, команде дистанционного управления или команде от режимной автоматики со скоростью не менее 100% от номинальной мощности объекта генерации ВИЭ в минуту вплоть до полного отключения станции. Снижение активной мощности по команде ПА должно осуществляться со скоростью не менее 10% от номинальной мощности объекта генерации ВИЭ в секунду или путем отключения группы генерирующего оборудования станции вплоть до ее полного отключения..

8.2. При выявлении влияния объекта генерации ВИЭ на перегрузку контролируемых сечений электрической сети по активной мощности или элементов электрической сети по току, объект генерации по команде от режимной автоматики (автоматики вторичного регулирования частоты и перетоков активной мощности) должен обеспечивать возможность снижения выдаваемой активной мощности, при этом должно обеспечиваться ограничение выдаваемой мощности не выше заданной величины на время до снятия ограничений по команде от режимной автоматики. Для передачи управляющих воздействий должны использоваться каналы, предназначенные для информационного обмена между объектом генерации и ДЦ.

8.3. Объект генерации ВИЭ должен быть оснащен автоматикой, обеспечивающей регулирование генерации реактивной мощности. Объект генерации ВИЭ по диспетчерской команде или по команде дистанционного управления должен обеспечивать в пределах регулировочного диапазона по реактивной мощности, работу в одном из следующих режимов:

- в режиме регулирования напряжения;
- в режиме регулирования реактивной мощности.

Целесообразность установки какого-либо из указанных режимов регулирования определяется субъектом оперативно-диспетчерского управления государств-участников СНГ.

8.4. Объект генерации ВИЭ должен обеспечивать возможность поддержания заданного уровня напряжения переменного тока на выходе преобразовательных устройств путем автоматического изменения величины выдаваемой (потребляемой) реактивной мощности в соответствии с заданной характеристикой в пределах PQ-диаграммы генерирующего оборудования. Рекомендуемые зависимости регулировочного диапазона реактивной мощности от фактической выдаваемой активной мощности (P-Q диаграмма) и фактического напряжения (U-Q диаграмма) приведены в приложении 1. Государством-участником СНГ возможно установление иных требований к характеристикам регулирования реактивной мощности в зависимости от условий работы энергосистем.

9. Требования к автоматизированной системе управления технологическим процессом ВЭС и СЭС

9.1. Все ВЭС и СЭС установленной генерирующей мощностью 5 МВт и более должны быть оснащены АСУТП.

9.2. АСУТП должна обеспечивать:

- автоматическое управление технологическим режимом работы оборудования, в том числе автоматическое регулирование технологических параметров;

- контроль состояния основного и вспомогательного оборудования, устройств РЗА;

- своевременное обнаружение отклонений технологических параметров от заданных (требуемых) значений в штатных (нормальных) режимах работы;

- технологическую и аварийную сигнализацию.

9.3. АСУТП должна выполнять информационные, управляющие и вспомогательные функции.

9.3.1. К информационным функциям АСУТП относятся:

- а) сбор информации о технологическом режиме работы и эксплуатационном состоянии основного и вспомогательного оборудования, вторичных систем;

- б) расчет в режиме реального времени фактического диапазона регулирования активной и реактивной мощности ВЭС и СЭС;

с) информационно-вычислительные и аналитические функции для решения информационно-аналитических и расчетных задач, возникающих при эксплуатации оборудования;

д) отображение информации и технологическая сигнализация, обеспечивающие в автоматическом режиме своевременное предоставление оперативному персоналу информации о параметрах технологического процесса и об отклонениях от допустимых параметров;

е) регистрация событий собственными средствами или посредством информационного обмена с РЗА, в том числе регистраторами аварийных событий (процессов) и др. для фиксации происходящих на объекте и в АСУТП событий, подлежащих длительному хранению в виде баз данных (архивов) для ретроспективного анализа состояния и режимов работы оборудования и устройств;

ф) архивирование информации, используемой для накопления и длительного хранения в виде баз данных (архивов) для ретроспективного анализа состояния и режимов работы оборудования и устройств, работы средств АСУТП, действий оперативного персонала;

г) протоколирование информации, обеспечивающее автоматическое формирование и печать технических протоколов, отчетов, рапортов и иных документов в заданном формате, ведение оперативной базы данных, суточной ведомости и оперативного журнала;

h) информационный обмен с внешними автоматизированными системами ДЦ.

9.3.2. К управляющим функциям АСУТП относятся:

а) автоматическое регулирование, обеспечивающее непрерывное поддержание заданных значений параметров технологического процесса и нагрузки ВЭС и СЭС;

б) логическое управление, обеспечивающее автоматическое и/или автоматизированное управление оборудованием и автоматическими устройствами, не осуществляемое средствами непрерывного управления и автоматического регулирования, в том числе блокировки, пошаговое логическое управление;

с) дистанционное управление электросетевым оборудованием и устройствами РЗА, активной и реактивной мощностью ВЭС и СЭС.

9.3.3. К вспомогательным функциям АСУТП относятся:

а) непрерывный автоматический контроль программных и технических средств и контроль выполнения информационных и управляющих функций АСУТП;

б) тестирование и самодиагностика программных, аппаратных компонентов АСУТП, в том числе каналов ввода-вывода и передачи информации;

с) предоставление рекомендаций, справочной информации при настройке, наладке и эксплуатации программных и технических средств АСУТП;

d) защита программного обеспечения компонентов АСУТП от воздействия вредоносного программного обеспечения и несанкционированного вмешательства.

9.4. АСУТП должна включать комплекс программных и технических средств для решения задач контроля и управления оборудованием, технологическими процессами.

9.5. Структура АСУТП должна представлять собой многоуровневую иерархическую систему, соответствующую технологической структуре объекта управления. Должна быть обеспечена интеграция АСУТП с внешними автоматизированными системами (в том числе с локальными системами управления, АСУ предприятия и др.) с использованием стандартных протоколов.

9.6. Не допускается реализация функций релейной защиты и сетевой автоматики с использованием технических средств АСУТП.

9.7. Верхний уровень АСУТП должен осуществлять отображение информации и технологическую сигнализацию, а также информационный обмен с ДЦ во всех режимах работы ВЭС и СЭС.

9.8. При создании АСУТП необходимо учитывать требования документов государств-участников СНГ в области защиты информации.

9.9. Должно быть обеспечено выполнение функций ДУ из ДЦ коммутационными аппаратами и заземляющими разъединителями РУ 110 кВ и выше ВЭС и СЭС, устройствами (функциями) РЗА, активной и реактивной мощностью генерирующего оборудования ВЭС и СЭС. При этом распределение функций ДУ между ДЦ, ЦУ ВЭС (СЭС) и АРМ ВЭС (СЭС), а также порядок использования ДУ должны определяться в соответствии с требованиями государств-участников СНГ.

9.10. При осуществлении оперативно-технологического управления ВЭС и СЭС из ЦУ ВЭС (СЭС) должно быть обеспечено выполнение функций ДУ технологическим режимом работы и эксплуатационным состоянием генерирующего оборудования, коммутационными аппаратами и заземляющими разъединителями РУ из ЦУ ВЭС (СЭС).

9.11. Алгоритмы реализации команд ДУ должны исключать возможность повреждения оборудования и устройств ВЭС и СЭС.

9.12. Электроснабжение технических средств АСУТП ВЭС и СЭС должно осуществляться, как правило, от двух независимых внешних источников электроснабжения (основного и резервного). Если выдача мощности электростанции ВИЭ осуществляется по одной отходящей от шин электростанции ЛЭП, допускается осуществлять электроснабжение технических средств АСУТП ВЭС и СЭС от одного внешнего источника с гарантированным электропитанием от ИБП.

10. Требования к организации информационного обмена между ВЭС и СЭС и ДЦ

10.1. Между ВЭС и СЭС и ДЦ должна быть организована технологическая сеть связи. Технологическая сеть связи должна быть организована на базе цифровых систем связи по двум независимым каналам связи. Каналы связи

должны быть организованы до узлов доступа, определенных ДЦ. Независимость каналов в каждом направлении связи должна достигаться за счет организации каналов связи в разных линиях связи, не имеющих общих линейно-кабельных сооружений, или в разных средах распространения с соответствующим выбором трасс прохождения каналов, использования основного и резервного оборудования связи и электропитания, исключения возможности одновременного вывода (выхода) из работы независимых каналов связи.

10.2. Пропускная способность каналов связи должна выбираться по результатам расчетов и обеспечивать передачу требуемых видов и объемов информации в ДЦ.

10.3. Между ВЭС и СЭС, в состав которых входят объекты диспетчеризации, и ДЦ должны быть организованы резервируемые каналы телефонной связи для оперативных переговоров (с возможностью занятия без ручного набора номера основного и резервного телефонного канала).

10.4. Оконечным оборудованием телефонной связи для оперативных переговоров должны быть устройства, обеспечивающие телефонную связь без набора номера.

10.5. Должна быть обеспечена автоматическая регистрация (запись) всех переговоров диспетчерского персонала ДЦ с оперативным персоналом ВЭС и СЭС с сохранением указанных записей в соответствии с установленным порядком.

10.6. Типовой состав телеинформации, подлежащей передаче в ДЦ с ВЭС и СЭС, определяется действующими требованиями государств-участников СНГ.

10.7. Протокол передачи телеинформации в ДЦ должен соответствовать требованиям МЭК и/или требованиям государства-участника СНГ.

10.8. Телеинформация должна содержать метки всемирного координированного времени, которые должны передаваться в режимах, предусмотренных используемыми протоколами передачи и формулярами их согласования.

10.9. Присвоение меток времени должно осуществляться в измерительных преобразователях, контроллерах, датчиках (за исключением датчиков неэлектрических величин).

10.10. В качестве устройств, обеспечивающих передачу телеинформации с ВЭС и СЭС в ДЦ, должны использоваться резервированные устройства телемеханики, работающие в режиме «горячего» резервирования как в части сбора информации от датчиков (измерительных преобразователей, контроллеров), так и информационного взаимодействия с ДЦ, при этом должна быть обеспечена телеинформации с каждого устройства телемеханики одновременно по двум каналам передачи данных с поддержкой двух активных соединений с активного устройства телемеханики (контроллера, сервера).

10.11. При измерении метеорологических параметров (температуры окружающего воздуха, скорости ветра и т.п.) должны быть предусмотрены технические решения, обеспечивающие исключение влияния на измеряемые метеорологические параметры близкорасположенных препятствий (строений) и искусственных поверхностей, прямых солнечных лучей, осадков и т.п.

10.12. При организации информационного обмена должны быть предусмотрены мероприятия по информационной безопасности в соответствии с действующими требованиями государств-участников СНГ.

11. Требования к схеме выдачи мощности объекта генерации ВИЭ.

11.1. В нормальной схеме электрической сети на год ввода каждой очереди электростанции и перспективу пять лет после ввода последней очереди должна обеспечиваться выдача максимальной располагаемой мощности объекта генерации ВИЭ.

11.2. Допускается выдача мощности объекта генерации ВИЭ по одной отходящей от шин электростанции ЛЭП классом напряжения 220 кВ и ниже (в случае отсутствия нарушений допустимых параметров электроэнергетического режима работы энергосистемы при отключении данной ЛЭП).

11.3. Не допускается выдача мощности объекта генерации ВИЭ по отходящим от шин электростанции ЛЭП, присоединяемым к электрической сети отпайками (ответвлениями) от ЛЭП классом напряжения 330 кВ и выше.

11.4. Допускается выдача мощности объекта генерации ВИЭ по отходящим от шин электростанции ЛЭП, присоединяемым к электрической сети отпайками (ответвлениями) от ЛЭП классом напряжения 220 кВ с односторонним питанием.

11.5. Выдача мощности объекта генерации ВИЭ по отходящим от шин электростанции ЛЭП, присоединяемым к электрической сети отпайками (ответвлениями) от транзитных ЛЭП классом напряжения 220 кВ, допускается при наличии обоснования технической невозможности реализации выдачи мощности по схеме "заход-выход" или непосредственно на шины ПС 220 кВ.

11.6. Не допускается выдача мощности объекта генерации ВИЭ по отходящим от шин электростанции ЛЭП, присоединяемым к электрической сети отпайками (ответвлениями) от ЛЭП классом напряжения 220 кВ и выше, к которым на момент технологического присоединения электростанции уже присоединены отпайками (ответвлениями) другие генерирующие или электросетевые объекты.

11.7. В нормальной схеме электрической сети допускается воздействие противоаварийной автоматики на отключение или снижение выработки активной мощности группы ветроэнергетических установок при возникновении одного нормативного возмущения, приводящего к недопустимым перегрузкам ЛЭП или электросетевого оборудования и/или нарушению статической устойчивости энергосистемы.

11.8. При анализе перспективных режимов работы электрических сетей и формировании требований к пропускной способности сети 35 кВ и выше, прилегающей к объекту генерации ВИЭ, в том числе, необходимо рассматривать режимы зимних максимальных нагрузок рабочего дня, зимних минимальных нагрузок рабочего дня, летних минимальных нагрузок выходного дня, летних максимальных нагрузок рабочего дня.

11.9.Схемы РУ напряжением 330 кВ и выше, через которые осуществляется выдача мощности объекта генерации ВИЭ, должны позволять отдельно отключать любое основное электротехническое оборудование без необходимости дополнительного отключения другого основного оборудования, за исключением схем с присоединением трансформаторов (автотрансформаторов) к системам (секциям) шин без выключателей.

11.10.При разработке схемы выдачи мощности должен быть учтен регулировочный диапазон по реактивной мощности объекта генерации ВИЭ. В случае недостаточности регулировочного диапазона по реактивной мощности для обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима требуется рассматривать необходимость установки дополнительных средств компенсации реактивной мощности.

12.Требования к обеспечению устойчивости объекта генерации ВИЭ

12.1. Объект генерации ВИЭ не должен отключаться от электрической сети технологическими защитами при всех нормативных возмущениях в прилегающей электрической сети.

12.2. В случаях, когда в результате ликвидации КЗ на электросетевом элементе происходит отделение объекта генерации ВИЭ от энергосистемы, продолжительность работы объекта генерации ВИЭ зависит от баланса активной и реактивной мощности, величины и скорости изменения частоты и напряжения в выделившемся узле. В таких случаях при выходе режима работы за допустимые параметры работы оборудования объект генерации ВИЭ отключается своими защитами. Защита и функция автоматики выполняются в соответствии с настройками производителя оборудования.

12.3. Оценку выполнения требований пункта 12.1 необходимо осуществлять путем сравнения расчетных значений снижения напряжения при нормативных возмущениях со значениями уставок технологических защит объекта генерации ВИЭ, действующих на их отключение при снижении напряжения и с фактической LVRT-характеристикой преобразовательного устройства. Рекомендуемые LVRT-характеристика в зависимости от наличия или отсутствия основных защит на линиях, входящих в схему выдачи мощности объекта генерации ВИЭ, приведены в приложении 2. Государством-участником СНГ возможно установление иных требований к LVRT-характеристикам в зависимости от условий работы энергосистемы.

12.4. Выполнение требований п.12.1 при проектировании может обеспечиваться разработкой мероприятий по обеспечению сохранения объекта генерации ВИЭ в работе, предусматривающих установку/реконструкцию устройств релейной защиты, противоаварийной автоматики, коммутационного оборудования, источников реактивной мощности, в том числе на смежных объектах электроэнергетики.

12.5. При снижении напряжения ниже 50% от номинального напряжения в точке подключения объекта генерации ВИЭ при КЗ должна обеспечиваться

приоритетная выдача полной реактивной мощности (допускается снижение генерации активной мощности) в течение заданного периода времени.

13. Требования к условиям включения и/или синхронизации объекта генерации ВИЭ

13.1. Включение и/или синхронизация объекта генерации ВИЭ с энергосистемой должны осуществляться при длительно допустимых уровнях частоты и напряжения, установленных в разделах 5 и 6 соответственно.

13.2. Автоматическое включение объекта генерации ВИЭ, отключенного действием защит вследствие недопустимого снижения/повышения частоты за пределы диапазонов, указанных в п.5.2, не допускается.

14. Требования к качеству электроэнергии.

14.1. Режимы работы объектов генерации ВИЭ в составе энергосистемы в отношении показателей частоты и напряжения должны соответствовать требованиям настоящего документа, Правилам и рекомендациям по регулированию частоты и перетоков активной мощности, Правилам регулирования напряжения и перетоков реактивной мощности, а также действующим требованиям государств-участников СНГ.

14.2. При подключении объектов генерации ВИЭ непосредственно к системам электроснабжения общего назначения, объекты генерации ВИЭ не должны оказывать негативного влияния на такие показатели качества электроэнергии как гармонические составляющие напряжения и фликер напряжения в точке подключения, допустимые пределы которых установлены ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения», а также не оказывать влияние на передачу информации и сигналов.

14.3. При необходимости, субъектом оперативно-диспетчерского управления, электросетевой компанией, собственником объекта генерации ВИЭ и другими заинтересованными сторонами может быть проведена оценка качества электроэнергии, выдаваемой объектом генерации ВИЭ установленным межгосударственным и национальным требованиям.

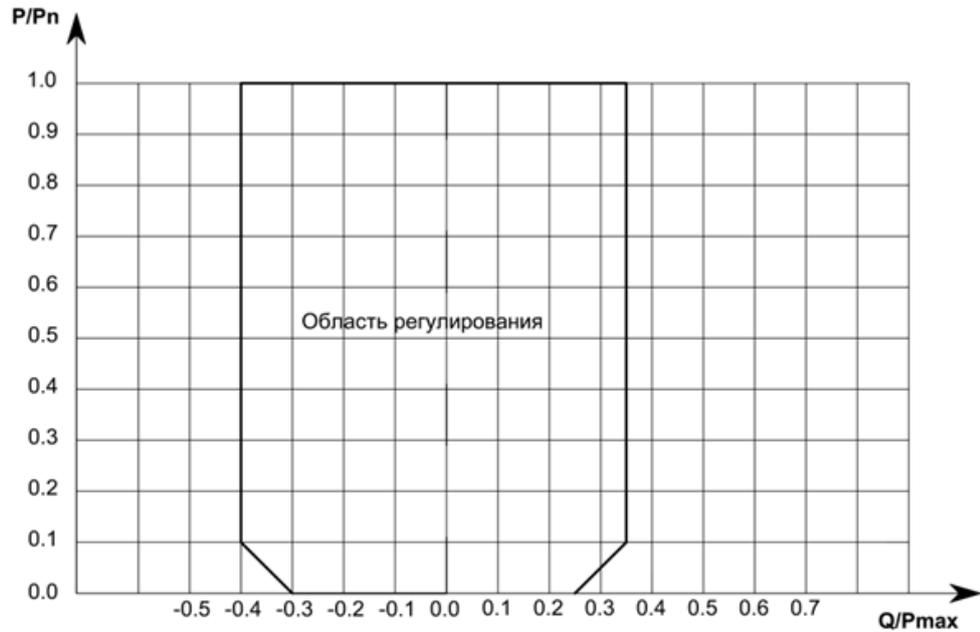
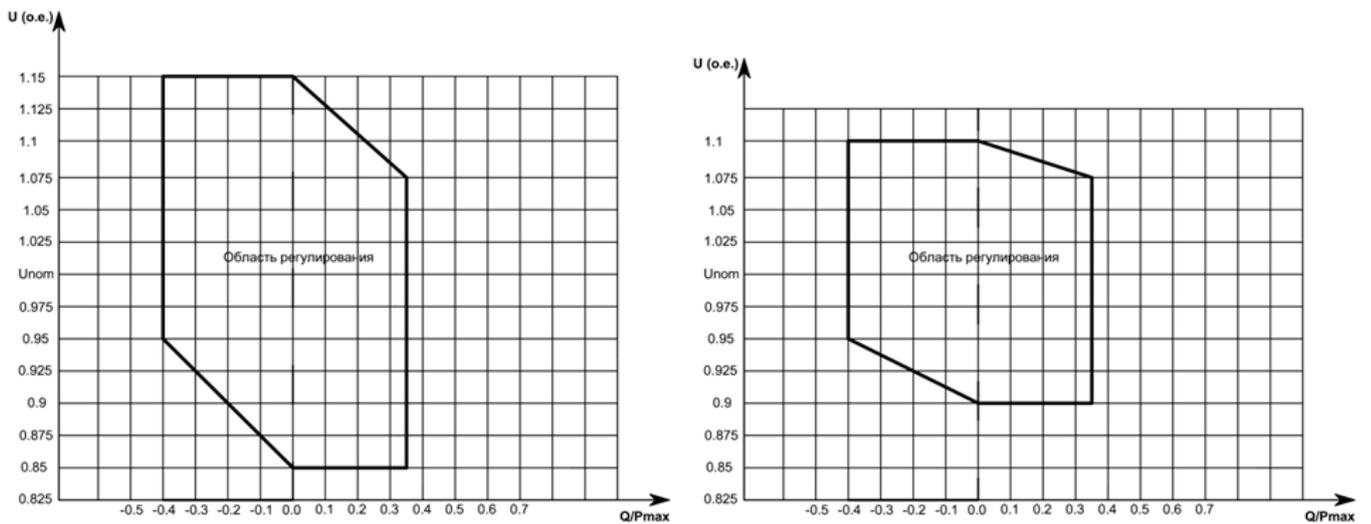


Рис. П1.1. Зависимость регулировочного диапазона по реактивной мощности ВИЭ от её фактической генерации активной мощности (P-Q диаграмма).



$U - Q/P_{max}$ - кривая для точек подключения 220кВ и ниже

$U - Q/P_{max}$ - кривая для точек подключения 330кВ и выше

Рис. П1.2. Зависимость регулировочного диапазона по реактивной мощности ВИЭ от фактического напряжения в точке подключения к сети. (U-Q диаграмма).

Рекомендуемые LVRT-характеристики

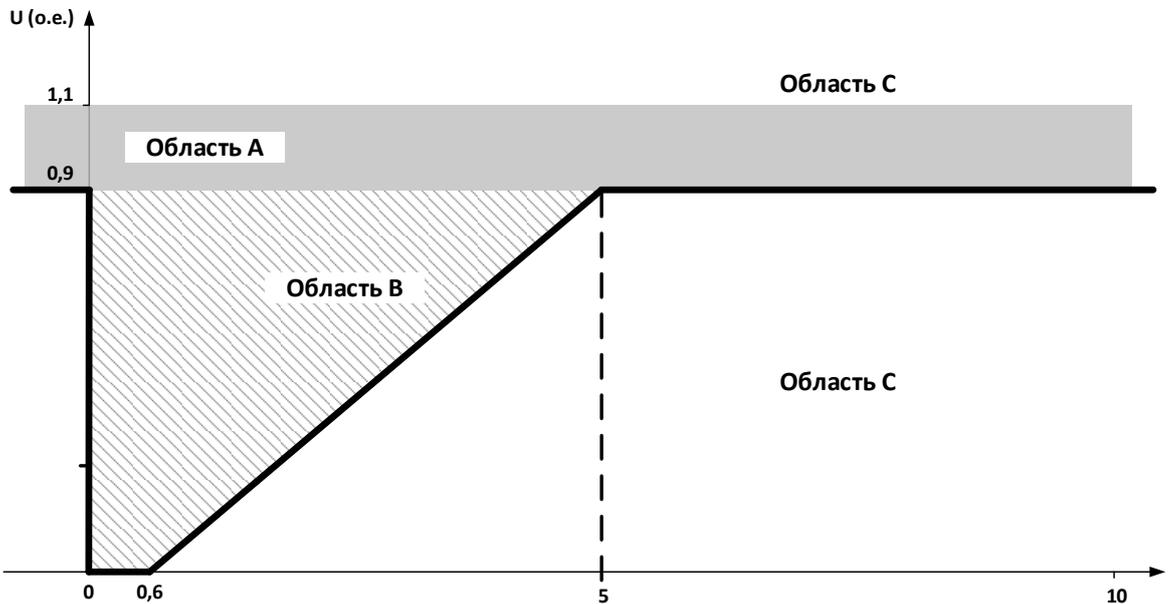


Рис. П2.1 Рекомендуемая LVRT-характеристика при наличии основных защит на линиях, входящих в схему выдачи мощности объекта генерации ВИЭ

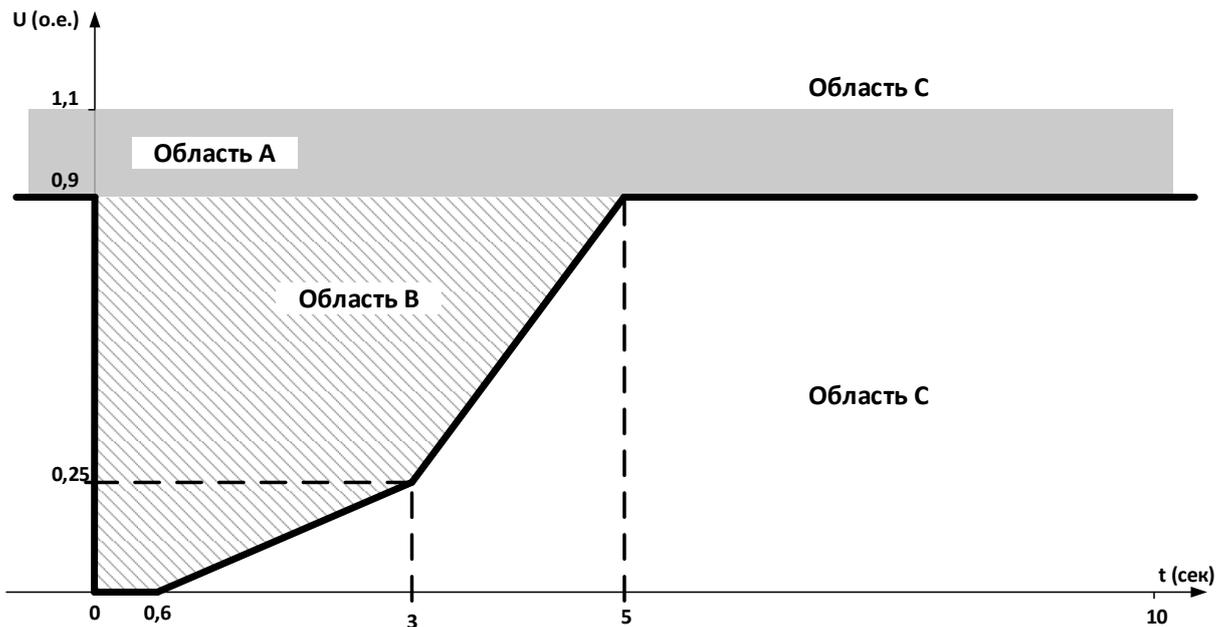


Рис. П2.2 Рекомендуемая LVRT-характеристика при отсутствии основных защит на линиях, входящих в схему выдачи мощности объекта генерации ВИЭ
 Область А – Объект генерации ВИЭ должен оставаться подключенным к электрической сети и работать в нормальном режиме;

Область В – Объект генерации ВИЭ должен оставаться подключенным к электрической сети и поддерживать напряжение посредством выработки реактивной мощности;

Область С – Объект генерации ВИЭ может быть отключен от сети.

Согласован

Комиссией по оперативно-технологической
координации совместной работы
энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК)
Протокол № 43 от 19-20.09.2023

Утвержден

Координационным советом
при Электроэнергетическом Совете СНГ
Протокол № ___ от _____

ПЛАН РАБОТЫ КОТК НА 2024–2025 ГОДЫ

№ п/п	Мероприятия	Срок исполнения	Ответственные
1.	ОПРЕДЕЛЕНИЕ И СОГЛАСОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ:		
1.1	Значение крутизны статической частотной характеристики энергообъединения стран СНГ, Балтии и Грузии	Февраль 2024 г., Февраль 2025 г.	РГ «Регулирование частоты и мощности»
1.2	Коэффициенты коррекции по частоте энергосистем стран СНГ, Балтии и Грузии		
1.3	Аварийный расчетный небаланс мощности энергообъединения стран СНГ, Балтии и Грузии		
1.4	Резервы мощности нормированного первичного регулирования частоты энергосистем стран СНГ, Балтии и Грузии		
1.5	Резервы мощности вторичного регулирования частоты энергосистем стран СНГ, Балтии и Грузии		
2.	МОНИТОРИНГ И АНАЛИЗ КАЧЕСТВА РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ		
2.1	Мониторинг и анализ качества регулирования частоты и перетоков активной мощности при аварийных отключениях в энергосистемах стран СНГ, Балтии и Грузии, а также по результатам натурных испытаний	Сентябрь ежегодно	РГ «Регулирование частоты и мощности»
3.	АКТУАЛИЗАЦИЯ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ БАЗЫ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ В ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИИ ЕЭС/ОЭС		
3.1	Разработка Основных технических требований к участию электростанций в НПРЧ и АРЧМ	2024 г.	РГ «Регулирование частоты и мощности»
3.2	Актуализация Типового положения об организации оперативно-диспетчерского управления параллельной работой энергосистем от 15 октября 2010 г.	2025 г.	РГ «Планирование и управление»
4.	РАЗРАБОТКА НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ БАЗЫ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ИНТЕГРАЦИИ ВИЭ И СНЭЭ В ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЯ ЕЭС/ОЭС		
4.1	Разработка актуализированной редакции Основных технических требований к объектам генерации, функционирующих на основе использования ВИЭ, работающим в составе энергосистем (в части солнечной и ветровой генерации)	2024-2025 гг.	РГ «Регулирование частоты и мощности»
4.2	Разработка Основных технических требований к системам накопления электрической энергии (на базе электрохимических накопителей), работающим в составе энергосистем	2024 г.	РГ «Регулирование частоты и мощности»

№ п/п	Мероприятия	Срок исполнения	Ответственные
4.3	Изучение мирового опыта и применяемых в энергосистемах государств-участников СНГ методик прогнозирования выработки электроэнергии на объектах, функционирующих на основе ВИЭ, а также проведение анализа возможности использования единых подходов к оперативному прогнозированию нагрузки объектов ВИЭ	2023-2024 гг.	Члены КОТК, РГ «Планирование и управление»
4.4	Разработка основных принципов учёта объектов генерации ВИЭ в перспективных балансах электроэнергии и мощности на долгосрочную перспективу, на перспективу до одного года с разбивкой по месяцам	2024 г.	РГ «Планирование и управление»
4.5	Разработка основных принципов учёта объектов генерации ВИЭ в процессах краткосрочного прогнозирования (на период от 1 до 48 часов)	2024 г.	РГ «Планирование и управление»
5.	ЦИФРОВИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ В СФЕРЕ ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОГО И ОПЕРАТИВНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ		
5.1	Исследование эффективности использования системы мониторинга запасов устойчивости в контролируемых сечениях, влияющих на трансграничные перетоки между энергосистемами с проведением необходимых расчетов	2024 г.	Члены КОТК
6.	ПЕРСПЕКТИВЫ СОЗДАНИЯ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ОБЩЕГО ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА ЕАЭС И СНГ		
6.1	Координация работы с Рабочей группой ЭЭС СНГ «Формирование общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ»	Постоянно	РГ «Планирование и управление»
7.	ЦЕЛЕВЫЕ РАБОТЫ		
7.1.	Подготовка тематического доклада на очередное заседание КОТК по актуальной тематике параллельной работы энергосистем стран СНГ и Балтии	По инициативе Членов КОТК	Член КОТК (по согласованию)
7.2	Разработка (актуализация) карт-схем электрических соединений государств-участников параллельной работы, входящих в энергообъединение ЕЭС/ОЭС и карты-схемы электрических соединений Энергообъединения ЕЭС/ОЭС	июнь ежегодно	АО «СО ЕЭС»
8.	МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОДГОТОВКЕ ДИСПЕТЧЕРСКОГО ПЕРСОНАЛА ЭНЕРГОСИСТЕМ ГОСУДАРСТВ-УЧАСТНИКОВ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ, ВХОДЯЩИХ В ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЕ ЕЭС/ОЭС:		
8.1	Проведение международных противоаварийных тренировок диспетчерского персонала энергосистем государств-участников параллельной работы	1 тренировка в 2 года для каждого НДЦ	НДЦ страны, организующая ей тренировку
9.	ПЛАН ЗАСЕДАНИЙ КОТК:		
9.1.	44-е заседание КОТК	Март 2024 г.	Секретариат КОТК, принимающая энергокомпания
9.2.	45-е заседание КОТК	Сентябрь 2024 г.	
9.3.	46-е заседание КОТК	Март 2025 г.	
9.4.	47-е заседание КОТК	Сентябрь 2025 г.	
10.	УТОЧНЕНИЕ ПЛАНА РАБОТЫ КОТК С УЧЕТОМ ДОСТИГНУТЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ.	Сентябрь ежегодно	Члены КОТК, Секретариат

При необходимости КОТК может оперативно уточнять и дополнять План с учетом текущих задач по координации управления режимами и повышению надежности параллельной работы энергосистем.

УТВЕРЖДЕНО

Решением Координационного совета при
Электроэнергетическом Совете СНГ
Протокол № __ от _____ года

ПОЛОЖЕНИЕ**О КОМИССИИ ПО ОПЕРАТИВНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ КООРДИНАЦИИ
СОВМЕСТНОЙ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ СТРАН СНГ И БАЛТИИ (КОТК)**

СОГЛАСОВАНО
решением КОТК
Протокол № 43 от 19-20.09.2023

ОГЛАВЛЕНИЕ	
<u>РАЗДЕЛ I. ВВЕДЕНИЕ</u>	51
<u>РАЗДЕЛ II. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ</u>	51
<u>2.1. Основание образования КОТК</u>	51
<u>2.2. Цель образования КОТК</u>	51
<u>2.3. Порядок деятельности КОТК</u>	51
<u>РАЗДЕЛ III. ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ КОТК</u>	52
<u>РАЗДЕЛ IV. СОСТАВ И ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СТРУКТУРА КОТК</u>	52
<u>4.1. Членство в КОТК</u>	52
<u>4.2. Вступление новых членов в КОТК</u>	52
<u>4.3. Рабочие органы КОТК</u>	53
<u>4.4. Рабочие группы</u>	53
<u>РАЗДЕЛ V. ПОРЯДОК РАБОТЫ</u>	53
<u>5.1. Периодичность проведения заседаний КОТК</u>	53
<u>5.2. Уведомление о сроках, месте и целях проведения очередных заседаний КОТК</u>	53
<u>5.3. Созыв внеочередного заседания КОТК</u>	54
<u>5.4. Оформление результатов работы заседаний</u>	54
<u>5.5. Место проведения очередного заседания КОТК</u>	54
<u>5.6. Принятие решений на заседании КОТК</u>	55
<u>5.7. Присутствие на заседаниях КОТК представителей третьих стран</u>	55
<u>5.8. Взаимодействие с ИК ЭЭС СНГ</u>	55
<u>5.9. Обмен информацией с энергокомпаниями, не входящими в КОТК</u>	56
<u>5.10. Рабочий язык КОТК</u>	56
<u>5.11. Деятельность рабочих групп КОТК</u>	56
<u>РАЗДЕЛ VI. ПОРЯДОК И ИСТОЧНИКИ ФИНАНСИРОВАНИЯ</u> <u>ДЕЯТЕЛЬНОСТИ</u>	56
<u>РАЗДЕЛ VII. ПРАВА И ОБЯЗАННОСТИ</u>	56
<u>7.1. Права и обязанности членов КОТК</u>	56
<u>7.2. Права и обязанности Председателя КОТК</u>	57
<u>7.3. Права и обязанности Секретариата КОТК</u>	57
<u>РАЗДЕЛ VIII. ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНОЕ ПОЛОЖЕНИЕ</u>	58

Раздел I. Введение

Настоящее Положение является основным организационным документом Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (далее - КОТК), определяющим:

- назначение;
- основные задачи;
- организационную структуру;
- порядок работы и взаимодействия с Электроэнергетическим Советом СНГ (далее – ЭЭС СНГ), Координационным советом при ЭЭС СНГ и Исполнительным комитетом ЭЭС СНГ, профильными министерствами государств – участников СНГ и энергокомпаниями других стран, имеющими своих уполномоченных представителей в КОТК;
- порядок и источники финансирования ее деятельности;
- права, обязанности и ответственность членов КОТК.

Раздел II. Общие положения

2.1. Основание образования КОТК

КОТК восстановлена в соответствии с решением 23-го заседания ЭЭС СНГ (далее – Совет) от 27 июня 2003 года и подтверждена решением 24-го заседания Совета от 10 октября 2003 года.

2.2. Цель образования КОТК

Основная цель КОТК заключается в координации действий энергокомпаний по обеспечению надежной совместной работы энергосистем государств – участников СНГ, стран Балтии и Грузии, а также энергосистем государств – участников СНГ, стран Балтии и Грузии с энергосистемами других стран.

2.3. Порядок деятельности КОТК

КОТК в своей деятельности руководствуется Уставом Содружества Независимых Государств, Соглашением о координации межгосударственных отношений в области электроэнергетики Содружества Независимых Государств от 14 февраля 1992 года, иными международными договорами и другими нормативными правовыми актами СНГ в области электроэнергетики, решениями ЭЭС СНГ и Координационного совета при ЭЭС СНГ (далее – КС при ЭЭС СНГ), Системой оценки эффективности деятельности рабочих структур и ИК ЭЭС СНГ, а также настоящим Положением.

Настоящее Положение разработано в соответствии с Типовым положением о Рабочей группе Электроэнергетического Совета СНГ, утвержденным решением 6-го заседания КС при ЭЭС СНГ от 07.08.2023.

Настоящее Положение разработано взамен Положения о Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии, утвержденное решением 50-го заседания ЭЭС СНГ от 21.10.2016.

КОТК является рабочей структурой, функционирующей в рамках ЭЭС СНГ.

Деятельность КОТК осуществляется в соответствии с Планом, утверждаемым Координационным советом при ЭЭС СНГ.

КОТК отчитывается о своей деятельности перед КС при ЭЭС СНГ и информирует о ней Исполнительный комитет ЭЭС СНГ (далее – ИК ЭЭС СНГ).

КОТК взаимодействует с ИК ЭЭС СНГ по вопросам организации своей деятельности, представления материалов и документов на рассмотрение КС при ЭЭС СНГ и ЭЭС СНГ, другими структурами ЭЭС СНГ по вопросам совместной деятельности, информационного обмена с энергокомпаниями, не входящими в КОТК.

КОТК взаимодействует с другими структурами ЭЭС СНГ путем организации и проведения совместных мероприятий.

ИК ЭЭС СНГ осуществляет ежегодный мониторинг результатов деятельности КОТК в соответствии с Критериями оценки эффективности деятельности рабочих структур ЭЭС СНГ.

ИК ЭЭС СНГ является депозитарием официальных документов КОТК.

КОТК информирует о своей деятельности руководство энергокомпаний стран, имеющих своих уполномоченных представителей в КОТК.

Раздел III. Основные задачи КОТК

Основными задачами КОТК являются:

- согласование принципов управления режимами совместной работы энергосистем государств – участников СНГ, стран Балтии и Грузии;
- организация разработки технических документов, регламентирующих совместную работу энергосистем;
- анализ оперативно-технологического управления, в том числе системной противоаварийной автоматики и релейной защиты в объединении энергосистем с разработкой соответствующих рекомендаций;
- координация программ подготовки оперативного персонала и проведения общесистемных тренировок;
- координация взаимодействия энергосистем государств – участников СНГ, стран Балтии и Грузии с энергосистемами других стран при подготовке и осуществлении совместной работы.

Раздел IV. Состав и организационная структура КОТК

4.1. Членство в КОТК

Членами КОТК являются представители энергокомпаний государств – участников СНГ, стран Балтии и Грузии, осуществляющих эксплуатацию национальных электрических сетей и/или оперативно-диспетчерское управление энергосистемами, уполномоченные руководством указанных энергокомпаний.

Председатель ИК ЭЭС СНГ назначает координатора/куратора из представителей ИК ЭЭС СНГ с правом совещательного голоса.

Представители других стран, энергосистемы которых работают совместно с энергосистемами государств – участников СНГ, стран Балтии и Грузии, могут быть приглашены к работе КОТК в качестве наблюдателей.

4.2. Вступление новых членов в КОТК

КОТК постоянно открыта для вступления новых членов (от энергокомпаний других стран, энергосистемы которых работают совместно с энергосистемами

государств – участников СНГ, или структур, образуемых в результате реформирования энергетики государств).

При необходимости КОТК может изменять свой состав, численность и структуру.

Предложения по персональному составу КОТК направляются энергокомпаниями государств – участников СНГ, стран Балтии и Грузии в письменном виде Секретариату КОТК. Секретариат КОТК направляет сводный список в ИК ЭЭС СНГ для дальнейшего представления на рассмотрение КС при ЭЭС СНГ.

Решения о структуре, численности и персональном составе КОТК принимаются КС при ЭЭС СНГ.

4.3. Рабочие органы КОТК

КОТК возглавляет Председатель, назначаемый КС при ЭЭС СНГ из числа членов КОТК по предложению членов КОТК или руководителей энергетики их государств. Председатель назначается сроком на 2 (два) года.

Для решения организационных вопросов Председатель КОТК совместно с ИК ЭЭС СНГ формирует Секретариат КОТК. Секретариат КОТК обеспечивает организацию работы КОТК и ведение ее документации в соответствии с настоящим Положением.

Для выполнения возложенных на нее функций в составе КОТК могут функционировать постоянные и целевые рабочие группы.

4.4. Рабочие группы

КОТК своим решением может формировать постоянные и целевые рабочие группы, необходимые для выполнения задач, поставленных перед КОТК. Постоянные рабочие группы выполняют работы в соответствии с планами работы КОТК.

Раздел V. Порядок работы

5.1. Периодичность проведения заседаний КОТК

Заседания КОТК проводятся в очной, в том числе с использованием формата видеоконференции, или заочной форме в соответствии с утверждаемыми ежегодно планами, но не реже 2 раз в год.

Заседание КОТК ведет ее Председатель. В случае невозможности присутствия Председателя на заседании КОТК он назначает председательствующего на заседании из числа членов КОТК.

5.2. Уведомление о сроках, месте и целях проведения очередных заседаний КОТК

Секретариат КОТК письменно уведомляет членов КОТК о месте, дате и вопросах, выносимых на заседание КОТК.

Порядок подготовки заседаний, предоставления материалов, отзывы членов КОТК на проекты материалов, предоставление предложений в проекты решений, порядок отмены/переноса срока очередного заседания КОТК определяется Регламентом работы КОТК.

5.3. Созыв внеочередного заседания КОТК

Внеочередное заседание КОТК может быть созвано по инициативе Президента ЭЭС СНГ, Председателя КОТК, Председателя КС при ЭЭС СНГ или энергокомпаний любых трех государств – участников СНГ, путем письменного обращения к Председателю КОТК с указанием вопросов, подлежащих рассмотрению.

Внеочередное заседание должно созываться Секретариатом КОТК письменным уведомлением, содержащим информацию о времени, месте и цели заседания. Внеочередные заседания КОТК проводятся в одной из стран, компании которых выступили инициаторами внеочередного заседания, по решению Председателя КОТК.

Профильное министерство государства – участника СНГ, в стране которого проводится внеочередное заседание КОТК, обеспечивает проведение заседания (выделяет помещения для работы, персонал соответствующей квалификации, оргтехнику и т.д.), взаимодействуя по этим вопросам с Секретариатом КОТК.

Порядок подготовки внеочередных заседаний, предоставления материалов, отзывы членов КОТК на проекты материалов, предоставление предложений в проекты решений внеочередных заседаний КОТК и т.п. определяется Регламентом работы КОТК.

5.4. Оформление результатов работы заседаний

Протокол очного заседания КОТК оформляется Секретариатом КОТК в день закрытия заседания КОТК. Протокол очного заседания подписывается Председателем КОТК.

Представители государств – участников СНГ, которые не участвовали в очном заседании КОТК, могут присоединиться к Протоколу заседания путем письменного уведомления, направленного в Секретариат КОТК.

Протокол заочного заседания КОТК оформляется Секретариатом КОТК после получения опросных листов от членов КОТК. Протокол заочного заседания КОТК подписывается Председателем КОТК.

Копии Протокола очного заседания вручаются каждому члену КОТК, присутствующему на заседании. Копии Протокола заочного заседания направляются каждому члену КОТК. Секретариат КОТК направляет оригинал Протокола в ИК ЭЭС СНГ, а также копии Протокола в адрес других организаций или должностных лиц, если КОТК примет об этом специальное решение.

5.5. Место проведения очередного заседания КОТК

Очередные заседания КОТК проводятся в странах, компании которых представлены в КОТК, в соответствии с ежегодным планом работы КОТК, если иное решение не было принято на заседании КОТК.

Профильное министерство государства – участника в стране которого проводится заседание КОТК, обеспечивает проведение заседания (выделяет помещения для работы, персонал соответствующей квалификации, оргтехнику и т.д.), взаимодействуя по этим вопросам с Секретариатом КОТК.

Материалы, необходимые для заседаний КОТК, готовятся и предоставляются членам КОТК Секретариатом КОТК.

5.6. Принятие решений на заседании КОТК

Решения КОТК могут быть приняты на заседании КОТК, проведенном в очной или заочной форме.

Каждая из стран, энергокомпании которых представлены в КОТК, обладает правом одного голоса, независимо от количества представителей в КОТК.

Представители энергокомпаний, участвующие в заседаниях КОТК в качестве наблюдателей, могут участвовать в обсуждении, но не обладают правом голоса при принятии решений.

Решение по каждому поставленному вопросу принимается на основании результатов его обсуждения и выработки устраивающего всех предложения. Незаинтересованность представителей отдельных стран в участии в обсуждении отдельных вопросов повестки дня (решениях) не означает отсутствие выработки устраивающего всех предложения.

При обсуждении участники стремятся найти устраивающее всех решение поставленного вопроса. При этом в Протоколе заседания делается запись о единогласном принятии решения. При несовпадении мнений отдельных сторон с мнением большинства их особое мнение отражается в Протоколе заседания. При этом решение считается не принятым.

Кворум, необходимый для принятия решений на заседании КОТК, проводимом в очной форме, составляет две трети от общего количества голосов.

Председатель КОТК информирует о принятом решении отсутствовавших на заседании членов КОТК.

При проведении заседания КОТК в заочной форме имеющий право голоса член КОТК участвует в обсуждении и голосовании путем заполнения опросного листа (с указанием «за», «против», или «воздержался») и разъяснения своей позиции при необходимости, которые в письменном виде направляются в Секретариат.

5.7. Присутствие на заседаниях КОТК представителей третьих стран

На заседаниях КОТК имеют право присутствовать приглашенные КОТК или ЭЭС СНГ представители оперативно-диспетчерских органов энергосистем третьих стран или их межгосударственных диспетчерских управлений.

5.8. Взаимодействие с ИК ЭЭС СНГ

КОТК взаимодействует с ИК ЭЭС СНГ по вопросам организации своей деятельности.

Председатель КОТК направляет в ИК ЭЭС СНГ сведения об итогах работы КОТК за год. Председатель КОТК также направляет в ИК ЭЭС СНГ материалы и документы, разрабатываемые КОТК, по мере их подготовки в соответствии с планами работы КОТК и уведомляет ИК ЭЭС СНГ о намечаемых внеплановых мероприятиях и работах в рамках КОТК.

Секретариат КОТК направляет в ИК ЭЭС СНГ оригиналы официальных документов КОТК для хранения.

Председатель ИК ЭЭС СНГ направляет Председателю КОТК копии официальных документов ЭЭС СНГ, КС при ЭЭС СНГ и ИК ЭЭС СНГ, касающихся сферы деятельности КОТК. ИК ЭЭС СНГ также уведомляет Председателя КОТК о

намечаемых внеплановых мероприятиях и работах в рамках ЭЭС СНГ, КС при ЭЭС СНГ и ИК ЭЭС СНГ, касающихся сферы деятельности КОТК.

Председатель ИК ЭЭС СНГ направляет Председателю КОТК копию утвержденной сметы затрат на финансирование деятельности ЭЭС СНГ на предстоящий год в части осуществления деятельности КОТК.

Председатель ИК ЭЭС СНГ направляет в КОТК материалы и документы, разрабатываемые в рамках сотрудничества в области электроэнергетики между ЭЭС СНГ и международными организациями и иностранными компаниями, по мере их подготовки.

ИК ЭЭС СНГ оказывает помощь КОТК в организации заседаний КОТК и подготовке материалов и документов для представления на рассмотрение ЭЭС СНГ и КС при ЭЭС СНГ.

5.9. Обмен информацией с энергокомпаниями, не входящими в КОТК

Обмен официальной информацией КОТК с энергокомпаниями, не входящими в КОТК, может осуществляться по каналам ЭЭС СНГ, КС при ЭЭС СНГ и ИК ЭЭС СНГ.

При необходимости Председатель КОТК направляет в ИК ЭЭС СНГ материалы для передачи энергокомпаниям, не входящим в КОТК.

Получаемую от энергокомпаний, не входящих в КОТК, информацию ИК ЭЭС СНГ передает Председателю КОТК.

5.10. Рабочий язык КОТК

Рабочим языком КОТК является русский язык.

5.11. Деятельность рабочих групп КОТК

Деятельность рабочих групп КОТК осуществляется в порядке и в сроки, определяемые планами работы рабочих групп, утверждаемыми на заседаниях КОТК. При необходимости руководители рабочих групп могут проводить внеочередные собрания рабочих групп или целевые рабочие совещания специалистов, на которых могут присутствовать по желанию и остальные члены КОТК.

Раздел VI. Порядок и источники финансирования деятельности

Предложения по проекту сметы затрат на осуществление деятельности КОТК на предстоящий год согласовываются на заседании КОТК и вносятся Председателем КОТК Председателю ИК ЭЭС СНГ для включения в смету затрат ИК ЭЭС СНГ отдельной строкой и утверждения ЭЭС СНГ.

Энергокомпании стран, не входящих в СНГ, самостоятельно покрывают свои затраты в работе КОТК. Командировочные и иные расходы участвующих в заседаниях членов КОТК и наблюдателей, а также других приглашенных экспертов оплачиваются организациями, которые они представляют.

Порядок формирования проекта сметы затрат на осуществление деятельности КОТК определяется Регламентом работы КОТК.

Раздел VII. Права и обязанности

7.1. Права и обязанности членов КОТК

Члены КОТК обязаны:

- участвовать в деятельности КОТК в соответствии с настоящим Положением и иными, утверждаемыми КОТК документами;
- соблюдать требования настоящего Положения и иных утвержденных КОТК документов, не противоречащих решениям руководства своих энергокомпаний;
- осуществлять координацию взаимодействия КОТК с организациями электроэнергетической отрасли страны, делегировавшей их в состав КОТК
- своевременно рассматривать поступающие материалы заседания, направлять при наличии замечаний предложения, опросные листы Секретариату КОТК,
- при отсутствии возможности участия в заседании КОТК информировать об этом Секретариат КОТК, а также письменно уведомлять о замещающем его представителе с правом принимать решения по вопросам повестки дня заседания, либо о заранее определенной позиции.

Члены КОТК имеют право:

- участвовать в планировании деятельности КОТК и реализации планов работы;
- получать информацию о деятельности КОТК в порядке, установленном документами КОТК;
- вносить на рассмотрение КОТК предложения и проекты документов в части компетенции КОТК;
- выдвигать кандидатуры на пост Председателя КОТК;
- инициировать проведение научно-исследовательских разработок за счет средств, выделяемых на осуществление деятельности КОТК
- приглашать на заседания КОТК экспертов по согласованию с Председателем КОТК и ИК ЭЭС СНГ.

7.2. Права и обязанности Председателя КОТК

Председатель КОТК:

- представляет КОТК в ЭЭС СНГ и КС при ЭЭС СНГ;
- представляет на утверждение КС при ЭЭС СНГ План работы КОТК в соответствии с ее задачами и после утверждения организует и координирует его выполнение;
- организует и координирует деятельность КОТК;
- представляет результаты деятельности КОТК (отчеты, исследования, рекомендации, предложения и т.п.) ЭЭС СНГ, КС при ЭЭС СНГ и ИК ЭЭС СНГ;
- вносит в ИК ЭЭС СНГ предложения по изменению состава, численности и структуры КОТК для утверждения на КС при ЭЭС СНГ;
- отвечает на официальные запросы ЭЭС СНГ, КС при ЭЭС СНГ или ИК ЭЭС СНГ, а также энергокомпаний других стран, представленных в КОТК, связанные с деятельностью КОТК;
- обращается к любому из членов ЭЭС СНГ, КС при ЭЭС СНГ или в ИК ЭЭС СНГ о предоставлении информации, необходимой для осуществления деятельности КОТК, или об оказании содействия в организации проведения мероприятий, предусмотренных Планом работы КОТК.

7.3. Права и обязанности Секретариата КОТК

Секретариат КОТК:

- принимает участие в формировании Плана работы КОТК,

- оказывает содействие в разработке информационно-аналитических, справочных материалов и опросников по задачам, включенным в План работы КОТК,
- осуществляет запрос информации у государств – участников СНГ, системообразующих компаний ТЭК, профильных министерств государств – участников СНГ, международных и иных организаций по направлению деятельности КОТК по запросу Председателя и/или членов КОТК,
- организует подготовку материалов заседаний КОТК и их рассылку в сроки, определенные настоящим Положением и Регламентом работы КОТК,
- обеспечивает учет комментариев и дополнений к материалам заседаний КОТК,
- организует информирование членов КОТК о дате, месте, времени и формате очередного заседания в сроки, определенные настоящим Положением и Регламентом КОТК,
- организует сбор членов КОТК, приглашение консультантов и экспертов на заседания КОТК;
- совместно с ответственными работниками профильного министерства государства – участника СНГ, в котором намечено проведение заседания КОТК, подготавливает необходимые условия для работы КОТК, осуществляет формирование заявки на техническое и организационное обеспечение, контроль ее исполнения;
- в ходе заседания КОТК организует регистрацию предложений, поступающих от его участников, а по итогам заседания оформляет Протокол, который после его подписания направляет по назначению;
- получает/передает и обрабатывает информацию членов КОТК в соответствии с настоящим Положением и Регламентом работы КОТК;
- организует передачу/получение информации ЭЭС СНГ, КС при ЭЭС СНГ и ИК ЭЭС СНГ,
- обеспечивает, в случае необходимости, подготовку краткого информационного сообщения по итогам проведения заседания КОТК для размещения на сайте ЭЭС СНГ и включения в отчетные материалы,
- по запросу Председателя и членов КОТК организует семинары, конференции, мероприятия по обмену опытом для членов КОТК, в том числе приглашает экспертов, не входящих в состав КОТК,
- по запросу Председателя и членов КОТК оказывает содействие в организации технических визитов на объекты электроэнергетики государств – участников СНГ, организации многосторонних и двусторонних переговоров,
- организует научно-технический обмен между членами КОТК путем обмена научными публикациями по направлениям деятельности КОТК, с последующим размещением информации о выходе соответствующих статей на сайте ЭЭС СНГ,
- формирует предложения по актуализации деятельности КОТК,
- обеспечивает вынесение на утверждение КС при ЭЭС СНГ или ЭЭС СНГ документов, разработанных КОТК,
- осуществляет аудио/видеозапись заседаний КОТК.

Раздел VIII. Заключительное положение

Оригинал Положения, утвержденный КС при ЭЭС СНГ, хранится в ИК ЭЭС СНГ. Копии Положения рассылаются всем членам КОТК.

УТВЕРЖДЕН
Решением КОТК
Протокол № 43 от 19-20.09.2023

РЕГЛАМЕНТ

работы Комиссии по оперативно-технологической координации совместной
работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК)

Регламент работы КОТК определяет порядок подготовки и проведения заседаний, принятия решений, отмены/переноса срока очередного заседания, формирования проекта сметы затрат на осуществление деятельности КОТК, а также порядок деятельности Секретариата КОТК.

Настоящий Регламент разработан взамен Регламента работы КОТК, утвержденного решением 31-го заседания КОТК от 10.10.2017.

1. Время и место проведения заседаний

1.1. Очередные заседания КОТК проводятся в государствах – участниках СНГ в соответствии с ежегодным планом работы КОТК, если иное решение не было принято на заседании КОТК.

1.2. Время, место и формат проведения очередного заседания КОТК определяются на предшествующем заседании, но могут быть изменены в рабочем порядке по согласованию с членами КОТК.

1.3. Внеочередное заседание КОТК в соответствии с п. 5.3 Положения о КОТК может быть созвано по инициативе Президента Электроэнергетического Совета СНГ (далее – ЭЭС СНГ), Председателя КОТК или энергокомпаний любых трех государств – участников СНГ.

1.4. Предложения о проведении внеочередного заседания КОТК направляются Председателю КОТК в письменном виде с кратким обоснованием необходимости его проведения и указанием вопросов, предлагаемых к рассмотрению.

2. Подготовка заседаний

2.1. Предложения в проект Повестки дня вносятся членами КОТК в письменном виде на имя Председателя КОТК не позднее 40 календарных дней до начала заседания с приложением предварительных проектов документов и материалов, обосновывающих необходимость рассмотрения указанных вопросов, и проектов решений по данным вопросам. Член КОТК, внесшей вопрос на рассмотрение КОТК, как правило, является основным докладчиком по данному вопросу.

2.2. Дата (даты), место, время и формат проведения очередного заседания, а также проект повестки дня определяются Секретариатом КОТК с учетом выходных и праздничных дней государств – участников СНГ, и доводятся до членов КОТК не позднее 30 (тридцати) календарных дней до даты заседания путем направления официальных писем членам КОТК.

2.3. Рассылка материалов заседания осуществляется Секретариатом КОТК не позднее 10 рабочих дней до даты заседания.

2.4. В случае проведения внеочередного заседания Секретариат КОТК направляет членам КОТК информацию о дате и месте проведения заседания, проект Повестки дня и материалы к заседанию, как правило, за 10 дней до заседания.

2.5. Члены КОТК направляют в Секретариат КОТК в письменном виде свои замечания и предложения по материалам Повестки дня не позднее, чем за 2 рабочих дня до заседания.

2.6. При наличии объективных причин, препятствующих участию члена КОТК в заседании, его может заменить другой документально уполномоченный представитель той же энергокомпании, либо другой член КОТК, что также должно быть документально подтверждено.

Информация о невозможности участия члена КОТК в заседании направляется в письменном виде Председателю КОТК, как правило, не позднее, чем за 7 календарных дней до заседания КОТК.

2.7. В случае констатации отсутствия кворума (менее двух третей от общего количества голосов) на основе письменных уведомлений членов КОТК или при возникновении непредвиденных обстоятельств заседание КОТК может быть отменено, перенесено или проведено в заочной форме. Председатель КОТК информирует об отмене, переносе или проведении в заочной форме заседания КОТК, как правило, не позднее, чем за 5 календарных дней до заседания.

3. Порядок проведения заседаний

3.1. Во время заседаний КОТК Секретариат КОТК осуществляет их протокольную и аудиозапись и/или видеозапись. В работе Секретариата КОТК на заседании КОТК могут принимать участие представители энергокомпаний, в стране которых проходит заседание КОТК.

3.2. Заседание КОТК ведет ее Председатель. В случае невозможности присутствия Председателя на заседании КОТК, он назначает председательствующего на заседании из числа членов КОТК.

3.3. Председательствующий на заседании открывает и закрывает заседание; организует работу заседания в соответствии с Повесткой дня; предоставляет слово для докладов и выступлений; организует прения; ставит на голосование проекты решений и предложения членов КОТК по рассматриваемым вопросам; объявляет результаты голосования, оглашает запросы, вопросы, справки, заявления и предложения; обеспечивает соблюдение настоящего Регламента.

4. Численный и персональный состав делегаций

4.1. В состав участвующей в заседании делегации от каждой энергокомпании, представители которой являются членами КОТК, помимо членов КОТК, при необходимости также могут быть включены специалисты и эксперты по вопросам Повестки дня заседания.

4.2. О персональном составе делегации члены КОТК письменно сообщают Председателю КОТК не позднее, чем за 7 календарных дней до начала заседания.

5. Полномочия

5.1. При наличии причин, приводящих к невозможности участия члена КОТК в заседании, его может заменить уполномоченный представитель в соответствии с п. 2.6 настоящего Регламента.

Члены КОТК или их надлежаще уполномоченные представители имеют право участвовать в обсуждении при принятии решения на заседании КОТК, при этом, в голосовании принимают участие представители энергокомпаний, имеющие право голоса с учетом п. 5.6 Положения о КОТК.

5.2. Председатель КОТК в начале заседания информирует участников заседания о делегированных полномочиях.

6. Приглашенные

6.1. На заседаниях КОТК имеют право присутствовать приглашенные КОТК, ЭЭС СНГ или Координационным советом (КС) при ЭЭС СНГ представители энергокомпаний, оперативно-диспетчерских органов энергосистем третьих стран или их межгосударственных диспетчерских управлений.

Решение о приглашении согласовывается с Председателем КОТК заблаговременно до заседания КОТК.

Позиция приглашенных лиц по обсуждаемым на заседании вопросам может быть зафиксирована в протоколе заседания КОТК только с согласия присутствующих на заседании членов КОТК.

6.2. Вопрос о присутствии представителей средств массовой информации на заседаниях КОТК решается в каждом конкретном случае с общего согласия членов КОТК.

7. Форма и порядок принятия решений и документов

7.1. Решение по каждому поставленному вопросу принимается на основании результатов его обсуждения и выработки устраивающего всех предложения. Незаинтересованность представителей отдельных стран в участии в обсуждении отдельных вопросов повестки дня (решениях) не означает отсутствие выработки устраивающего всех предложения.

7.2. В соответствии с п. 7.1 Положения о КОТК принятое КОТК решение является обязательным для исполнения энергокомпаниями, представители которых являются членами КОТК, и рекомендательным для энергокомпаний, имеющих статус наблюдателей.

7.3. Решения по процедурным вопросам принимаются простым большинством голосов участников заседания.

7.4. Решения КОТК вступают в силу со дня их принятия, если в решении не указан иной порядок.

7.5. При проведении заочного голосования Секретариат КОТК рассылает членам КОТК опросные листы с указанием вопросов, выносимых на голосование.

Имеющий право голоса член КОТК обязан участвовать в голосовании путем заполнения опросного листа (с указанием «за», «против», или «воздержался») и заполнения при необходимости графы «Комментарий» по соответствующему вопросу опросного листа.

Заполненные и подписанные членами КОТК опросные листы отправляются членами КОТК Председателю КОТК (копии по электронной почте в Секретариат КОТК) в оговоренные сроки.

Член КОТК может направить с заполненным опросным листом развернутое письменное разъяснение своей позиции по вопросам, вынесенным на голосование.

7.6. Протокол заседания КОТК оформляется Секретариатом КОТК в день закрытия заседания. Протокол заседания подписывается Председателем КОТК. Копии Протокола вручаются каждому члену КОТК, присутствующему на заседании.

Протокол заочного заседания КОТК оформляется Секретариатом КОТК с приложением оригиналов подписанных членами КОТК опросных листов и их письменных разъяснений, и утверждается Председателем КОТК.

7.7. Секретариат КОТК направляет оригинал Протокола (решения с Приложениями) в ИК ЭЭС СНГ, копии Протокола (решения с Приложениями) в адрес отсутствовавших на заседании членов КОТК, а также других организаций или должностных лиц, если КОТК примет об этом специальное решение.

7.8. Копии документов, согласованных или принятых на заседании КОТК, направляются всем членам КОТК и в ИК ЭЭС СНГ.

8. Организация работы

8.1. Работа КОТК осуществляется в соответствии с планами работы КОТК и его рабочих групп, а также решениями КОТК. В план работы КОТК включаются поручения вышестоящих органов СНГ, ЭЭС СНГ и КС при ЭЭС СНГ.

8.2. Руководители рабочих групп, члены КОТК или Секретариат КОТК, которым даны поручения в соответствии с планами КОТК и протокольными решениями, письменно направляют в адрес Председателя КОТК сведения о выполнении поручений и проекты разработанных в соответствии с поручениями документов.

8.3. В случае невозможности исполнения поручения в установленные сроки, руководители рабочих групп, члены КОТК или Секретариат КОТК, которым даны поручения, должны заблаговременно направить Председателю КОТК письменные уведомления о невозможности исполнения поручений в установленные сроки с разъяснением причин и предложениями о снятии поручения, либо изменении содержания и/или сроков исполнения поручения.

8.4. Сведения о выполнении поручений в соответствии с планами и решениями КОТК и проекты разработанных документов, полученные от руководителей рабочих групп, членов КОТК, рассылаются Секретариатом КОТК всем членам КОТК.

8.5. Организационно-техническая подготовка проведения заседаний рабочих групп осуществляется руководителями рабочих групп совместно с принимающей энергокомпанией. Работа рабочей группы может быть организована руководителем рабочей группы заочно, с использованием электронных средств коммуникаций.

9. Формирование сметы затрат

9.1. Проект сметы затрат на предстоящий год формируется Председателем КОТК на основании утвержденных планов работы КОТК, необходимых расходов на обеспечение работы КОТК и его Секретариата, с учетом предложений членов КОТК.

9.2. Проект сметы затрат на осуществление деятельности КОТК на предстоящий год согласовывается на заседании КОТК и вносится Председателем КОТК Председателю ИК ЭЭС СНГ для включения в смету финансирования деятельности ЭЭС СНГ и ИК ЭЭС СНГ отдельной строкой для утверждения ЭЭС СНГ. Энергокомпании стран, не входящих в СНГ, самостоятельно покрывают свои затраты в работе КОТК. Командировочные и иные расходы членов КОТК и наблюдателей оплачиваются компаниями, которые они представляют.

9.3. Председатель КОТК получает от ИК ЭЭС СНГ копию сметы затрат на финансирование деятельности ЭЭС СНГ на предстоящий год в части осуществления деятельности КОТК после ее утверждения.
