

ПРОТОКОЛ

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

21 октября 2020 года

г. Москва
формат видео-конференц-связи

Список участников приведен в **Приложении 1**.

В соответствии с предложением Председателя КОТК Б.И. Аюева на заседании председательствовал Советник директора АО «СО ЕЭС» – Бондаренко А.Ф.

Комиссия приняла следующую Повестку дня 37-го заседания КОТК:

1. О выполнении решений 35-го и 36-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, а также по результатам натуральных испытаний.
3. Об актуализации существующих документов, регламентирующих технические требования к обеспечению параллельной работы энергосистем стран СНГ, Балтии и Грузии, утвержденных ЭЭС СНГ, разработка которых велась рабочими группами КОТК.
 - 3.1. Об актуализации Основных технических рекомендаций к средствам регулирования частоты и перетоков активной мощности, утвержденных решением ЭЭС СНГ от 29.05.2009.
 - 3.2. Об актуализации Положения о системе релейной защиты (РЗ) и автоматическом повторном включении (АПВ) межгосударственных линий электропередачи (ЛЭП) и смежных с этими ЛЭП систем шин и автотрансформаторов, утвержденного решением ЭЭС СНГ от 24 октября 2009 г.
 - 3.3. Об актуализации Общих требований к разработке и содержанию программ и бланков переключений по выводу из работы и вводу в работу устройств релейной защиты и автоматики, утвержденные решением ЭЭС СНГ от 24.10.2014.
4. О ходе разработки проекта Регламента взаимодействия между субъектами оперативно-диспетчерского управления государств энергообъединения ЕЭС/ОЭС при организации обмена данными синхронизированных векторных измерений.

5. Об утверждении Регламента разработки карт-схем энергосистем государств – участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС.
6. О Председателе КОТК.
7. О технологических инновациях в электроэнергетике.
8. О подготовке энергосистем синхронной зоны стран СНГ, Балтии и Грузии к работе в осенне-зимний период 2020/2021 гг.
9. О проведении очередного 38-го заседания КОТК.

Пункт 1.

Заслушав и обсудив информацию Секретариата КОТК о выполнении решений 35-го и 36-го заседаний КОТК, Комиссия

Решила:

1. Принять к сведению информацию о выполнении решений 35-го и 36-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, а также по результатам натурных испытаний, 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 представителя Секретариата КОТК, руководителей РГ «Регулирование частоты и мощности», РГ «Противоаварийное управление», РГ «Планирование и управление» об актуализации существующих документов, регламентирующих технические требования к обеспечению параллельной работы энергосистем стран СНГ,

Балтии и Грузии, утвержденных ЭЭС СНГ, разработанных рабочими группами КОТК, Комиссия

Решила:

1. Принять к сведению информацию Секретариата КОТК, руководителей РГ «Регулирование частоты и мощности», РГ «Противоаварийное управление», РГ «Планирование и управление» об актуализации существующих документов, регламентирующих технические требования к обеспечению параллельной работы энергосистем стран СНГ, Балтии и Грузии, утвержденных ЭЭС СНГ, разработанных рабочими группами КОТК.

Решение принято единогласно.

Пункт 3.1.

Заслушав и обсудив информацию руководителя РГ «Регулирование частоты и мощности» об актуализации Основных технических рекомендаций к средствам регулирования частоты и перетоков активной мощности, утвержденных решением ЭЭС СНГ от 29.05.2009, Комиссия

Решила:

1. Считать нецелесообразным актуализацию Основных технических рекомендаций к средствам регулирования частоты и перетоков активной мощности, утвержденных решением ЭЭС СНГ от 29.05.2009 и согласовать прекращение действия документа.

2. Поручить Председателю КОТК Аюеву Б.И. внести вопрос о прекращении действия Основных технических рекомендаций к средствам регулирования частоты и перетоков активной мощности, утвержденных решением ЭЭС СНГ от 29.05.2009 на очередное заседание Электроэнергетического Совета СНГ.

Решение принято единогласно.

Пункт 3.2.

Заслушав и обсудив информацию руководителя РГ «Противоаварийное управление» и представителя АО «СО ЕЭС» об актуализации Положения о системе релейной защиты (РЗ) и автоматическом повторном включении (АПВ) межгосударственных линий электропередачи (ЛЭП) и смежных с



этими ЛЭП систем шин и автотрансформаторов, утвержденного решением ЭЭС СНГ от 24 октября 2009 г., Комиссия

Решила:

1. Принять к сведению информацию руководителя РГ «Противоаварийное управление» и представителя АО «СО ЕЭС» об актуализации Положения о системе релейной защиты (РЗ) и автоматическом повторном включении (АПВ) межгосударственных линий электропередачи (ЛЭП) и смежных с этими ЛЭП систем шин и автотрансформаторов, утвержденного решением ЭЭС СНГ от 24 октября 2009 г. (**Приложение 2**).

2. Поручить членам КОТК в срок до 01 февраля 2021 года направить в Секретариат КОТК замечания и предложения к проекту Положения.

3. Поручить РГ «Противоаварийное управление» в срок до 01 марта 2021 года доработать проект Положения с учетом предложений и замечаний членов КОТК, и представить его для согласования на очередном заседании КОТК.

Решение принято единогласно.

Пункт 3.3.

Заслушав и обсудив информацию руководителя РГ «Противоаварийное управление» и представителя АО «СО ЕЭС» об актуализации Общих требований к разработке и содержанию программ и бланков переключений по выводу из работы и вводу в работу устройств релейной защиты и автоматики, утвержденные решением ЭЭС СНГ от 24.10.2014, Комиссия

Решила:

1. Поручить Секретариату КОТК направить в срок до 01 ноября 2020 года на рассмотрение Членам КОТК актуализированный проект Общих требований к оформлению, разработке и содержанию программ переключений по выводу из работы и вводу в работу устройств релейной защиты и автоматики.

2. Поручить РГ «Противоаварийное управление» в срок до 01 марта 2021 года доработать проект Общих требований к оформлению, разработке и содержанию программ переключений по выводу из работы и вводу в работу устройств релейной защиты и автоматики с учетом предложений и замечаний Членов КОТК и представить его на рассмотрение на очередном заседании КОТК.

Решение принято единогласно

Пункт 4.

Заслушав и обсудив информацию руководителя РГ «Противоаварийное управление» о ходе разработки проекта Регламента взаимодействия между субъектами оперативно-диспетчерского управления государств энергообъединения ЕЭС/ОЭС при организации обмена данными синхронизированных векторных измерений, Комиссия

Решила:

1. Утвердить Регламент взаимодействия между субъектами оперативно-диспетчерского управления государств энергообъединения ЕЭС/ОЭС при организации обмена данными синхронизированных векторных измерений (**Приложение 3**).

Решение принято:

«За» - 8

«Воздержался» - 1

«Против» - 0

** ЧАО «НЭК «Укрэнерго» резервирует присоединение к Регламенту до проработки с АО «СО ЕЭС» вопросов обеспечения передачи данных СМПП по существующим каналам связи в рамках соглашения об обеспечении информационного обмена между диспетчерскими центрами.*

Пункт 5.

Заслушав и обсудив информацию представителя АО «СО ЕЭС» о проекте Регламента разработки карт-схем энергосистем государств-участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС, Комиссия

Решила:

1. Дополнить проект Регламента пунктом 1.8 «Разработка и актуализация карт-схем энергосистем государств, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС в составе стран СНГ, Балтии и Грузии, осуществляется по инициативе субъекта оперативно диспетчерского управления энергосистемы соответствующего государства, входящей в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС».

2. Утвердить Регламент разработки карт-схем энергосистем государств-участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС с учетом дополнения по пункту 1 решения по вопросу 5 (**Приложение 4**).

Решение принято единогласно.

Пункт 6.

Заслушав информацию по данному вопросу, Комиссия

Решила:

1. В связи с истечением срока полномочий Председателя КОТК Аюева Б.И. просить Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ включить в проект повестки дня очередного заседания Электроэнергетического Совета СНГ вопрос о назначении Председателя КОТК.
2. Предложить Электроэнергетическому Совету СНГ назначить Председателем КОТК на 2020-2022 годы Аюева Бориса Ильича, Председателя Правления АО «СО ЕЭС».

Решение принято:

«За» - 8

«Воздержался» - 1

«Против» - 0

Пункт 7.

Заслушав и обсудив информацию представителя Исполнительного комитета ЭЭС СНГ о технологических инновациях в электроэнергетике, Комиссия

Решила:

1. Принять к сведению информацию о технологических инновациях в электроэнергетике.

Решение принято единогласно.

Пункт 8.

Заслушав и обсудив информацию членов КОТК о подготовке энергосистем синхронной зоны стран СНГ, Балтии и Грузии к работе в осенне-зимний период 2020/2021 гг., Комиссия

Решила:

1. Принять к сведению информацию членов КОТК о подготовке энергосистем синхронной зоны стран СНГ, Балтии и Грузии к работе в осенне-зимний период 2020/2021 гг.

Решение принято единогласно.

Пункт 9.

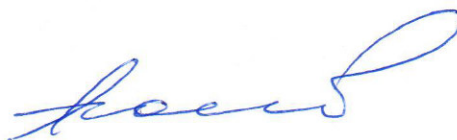
Заслушав и обсудив информацию руководителя Секретариата КОТК о проведении очередного 38-го заседания КОТК, Комиссия

Решила:

1. Провести очередное 38-е заседание КОТК 25 марта 2021 года. Место проведения будет определено дополнительно.

Решение принято единогласно.

Председатель КОТК



Б.И. Аюев



Приложение 1

Список участников

37-го заседания Комиссии по оперативно-технологической координации
совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК)
(в формате ВКС)

№ п/п	Ф.И.О.	Должность, страна
1	2	3
Республика Беларусь		
1.	Ковалев Денис Васильевич	Заместитель генерального директора по оперативной работе – главный диспетчер ГПО «Белэнерго»
2.	Какура Владимир Владимирович	Заместитель начальника управления электрических режимов ГПО «Белэнерго»
3.	Борозна Анастасия Казимировна	Ведущий инженер управления электрических режимов ГПО «Белэнерго»
Республика Казахстан		
4.	Шинасилов Ералы Турсубекович	Директор Филиала АО «KEGOC» «НДЦ СО»
5.	Дидоренко Евгений Владимирович	Заместитель главного диспетчера филиала АО «KEGOC» «НДС СО»
Кыргызская Республика		
6.	Рысбеков Алтынбек Дурусбекович	Первый заместитель генерального директора ОАО «НЭС Кыргызстана»
7.	Мусуркулов Эмиль Джумагулович	Заместитель начальника по режимной части ОАО «НЭС Кыргызстана»
8.	Айтакунов Ражап Абдрасулович	Специалист Отдела внешних связей и реализации проектов ОАО «НЭС Кыргызстана»
Республика Молдова		
9.	Заставнецкий Вячеслав Афанасьевич	Заместитель генерального директора, начальник ЦДУ – главный диспетчер, ГП «Moldelectrica»
10.	Игнатов Вячеслав Сергеевич	Заместитель начальника ЦДУ, начальник ЦДС, ГП «Moldelectrica»
11.	Казаку Юрий Иванович	Начальник Службы электрических режимов, ГП «Moldelectrica»
12.	Севаков Аурел Юрьевич	Заместитель начальника Центральной службы релейной защиты и автоматики ГП «Moldelectrica»

Республика Таджикистан		
13.	Тоиров Дустмурод Нурмуродович	Начальник Центральной диспетчерской службы ОАХК «Барки Точик»
14.	Кенджаева Мархабо Хатамовна	Начальник Отдела межгосударственных перетоков ОАХК «Барки Точик»
Республика Узбекистан		
15.	Бобоев Музаффар Камилжанович	Начальник Национального Диспетчерского Центра АО «Национальные электрические сети Узбекистана»
16.	Заболотная Наталья Борисовна	Начальник сектора Национального Диспетчерского Центра АО «Национальные электрические сети Узбекистана»
Украина		
17.	Зайченко Виталий Борисович	Директор по управлению ОЭС Украины – главный диспетчер ЧАО «НЭК «Укрэнерго»
18.	Лиховид Юрий Григорьевич	Начальник отдела координации работы АСУТП электростанций и САРЧМ ЧАО «НЭК «Укрэнерго»
ОЭС Центральной Азии		
19.	Береснев Александр Викторович	Главный диспетчер МННО КДЦ «Энергия»
20.	Файзиев Рустамжон Шукурович	Начальник диспетчерской службы МННО КДЦ «Энергия»
21.	Шансиев Бахтиёр Хамидиллаевич	Начальник службы электрических режимов МННО КДЦ «Энергия»
22.	Лупоносков Константин Юрьевич	Начальник службы релейной защиты и автоматики МННО КДЦ «Энергия»
Российская Федерация		
23.	Бондаренко Александр Федорович	Советник директора АО «СО ЕЭС»
24.	Афанасьев Дмитрий Александрович	Заместитель директора по управлению развитием ЕЭС, руководитель рабочей группы КОТК «Планирование и управление», руководитель Секретариата КОТК АО «СО ЕЭС»
25.	Алексеев Павел Анатольевич	Директор по техническому контроллингу АО «СО ЕЭС»

26.	Сацук Евгений Иванович	Начальник Службы внедрения противоаварийной и режимной автоматики АО «СО ЕЭС», руководитель рабочих групп КОТК «Регулирование частоты и мощности» и «Противоаварийное управление»
27.	Воробьёв Виктор Станиславович	Начальник Службы релейной защиты и автоматики АО «СО ЕЭС»
28.	Антипин Виталий Сергеевич	Главный специалист отдела эксплуатации противоаварийной автоматики Службы релейной защиты и автоматики АО «СО ЕЭС»
29.	Зинкина Елизавета Владимировна	Главный специалист Департамента международного сотрудничества, член Секретариата КОТК АО «СО ЕЭС»
30.	Утц Станислав Андреевич	Главный специалист отдела технологий параллельной работы Департамента параллельной работы и стандартизации АО «СО ЕЭС»
ПАО «Интер РАО»		
31.	Чекалов Алексей Александрович	Руководитель Департамента коммерческого диспетчирования Блока трейдинга ПАО «Интер РАО»
32.	Поторочин Дмитрий Николаевич	Заместитель руководителя департамента оперативного анализа и торговой деятельности Блока трейдинга ПАО «Интер РАО»
33.	Каримов Умар Атабекович	Главный эксперт Департамента коммерческого диспетчирования Блока трейдинга ПАО «Интер РАО»
ПАО «Россети»		
34.	Алюшенко Игорь Дмитриевич	Заместитель главного инженера – главный диспетчер ПАО «Россети»
35.	Уколов Владимир Анатольевич	Руководитель Ситуационно-аналитического центра ПАО «Россети»
36.	Шамонов Роман Геннадьевич	Заместитель начальника Управления сопровождения ОТУ и режимов Департамента оперативно-технологического управления ПАО «Россети»
Грузия		
37.	Амузашвили Гиорги Гиоргиевич	Член управляющего Совета АО «ГГЭ»
38.	Кохташвили Арчил Кохтаевич	Начальник департамента стратегического планирования АО «ГГЭ»
39.	Сартания Михеил Нугзаревич	Начальник служба релейной защиты и автоматики АО «ГГЭ»
Исполком Электроэнергетического Совета СНГ		
40.	Герих Валентин Платонович	Директор Департамента обеспечения параллельной работы электроэнергетических систем государств-участников СНГ Исполнительного Комитета Электроэнергетического Совета СНГ

Приложение 2**СОГЛАСОВАНО**

решением КОТК
Протокол № __ от __ _____ 202_ г.

УТВЕРЖДЕНО

Решением Электроэнергетического
Совета СНГ
Протокол № __ от __ _____ 202_ года

**ПОЛОЖЕНИЕ О СИСТЕМЕ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИЧЕСКОМ
ПОВТОРНОМ ВКЛЮЧЕНИИ МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫХ ЛИНИЙ
ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ (ЛЭП) И СМЕЖНЫХ С ЭТИМИ ЛЭП СИСТЕМ (СЕКЦИЙ)
ШИН И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ (ТРАНСФОРМАТОРОВ)**

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящее положение распространяется на устройства релейной защиты и автоматического повторного включения (далее – РЗ и АПВ, если по тексту не требуется уточнения) межгосударственных линий электропередачи (ЛЭП 110 - 750 кВ, связывающих электроэнергетические системы стран СНГ, и смежных с этими ЛЭП систем (секций) шин и автотрансформаторов (трансформаторов).

1.2. Данным положением регламентируются принципы выполнения и организация эксплуатации устройств релейной защиты и автоматики, указанных в п.1.1. Принципы выполнения, приведенные в разделе 3, распространяются на вновь вводимые устройства РЗ и АПВ.

1.3. Типы используемых устройств, их уставки и координация оперативных переключений в устройствах релейной защиты и автоматики на конкретных межгосударственных ЛЭП согласовываются в двухстороннем порядке между диспетчерскими центрами, в операционной зоне которых находятся данные устройства, с учетом положений разделов 4, 5.

2. ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ**2.1. Термины и определения**

Основная защита – быстродействующая защита с абсолютной селективностью в пределах всего защищаемого элемента, предназначенная для действия при всех видах коротких замыканий.

Резервная защита – защита, предназначенная для работы в случае отказа или вывода из работы основной защиты, а также в случаях отказа защиты или выключателей смежных элементов. Резервная защита ЛЭП выполняет функцию основной защиты при наличии телеускорения, действующего при всех видах коротких замыканий в пределах защищаемой ЛЭП.

Дальнее резервирование – наличие на всех смежных ЛЭП (оборудовании), со стороны которых возможна подпитка КЗ, резервных защит, обеспечивающих защиту от всех видов КЗ на рассматриваемой ЛЭП (оборудовании) с требуемой чувствительностью.

Ближнее резервирование – наличие на защищаемой ЛЭП (оборудовании) не менее двух устройств релейной защиты, каждый из которых обеспечивает защиту от всех видов КЗ, подключенных на разные вторичные обмотки ТТ, питающихся от разных автоматических выключателей оперативного постоянного тока и имеющих несовмещенные выходные цепи.

Автоматическое повторное включение (АПВ) – автоматическое включение аварийно отключившегося элемента энергосистемы.

Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ) – устройство релейной защиты, предназначенное для ликвидации КЗ, сопровождающихся отказом выключателя, посредством действия на смежные с отказавшим выключателем, а также для ликвидации КЗ в зоне между выключателем и выносным трансформатором тока элемента.

Телеотключение – передача на противоположный конец ЛЭП команды на отключение трех фаз линейных выключателей с запретом АПВ посредством устройств передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК) по высокочастотным каналам, организованным по ЛЭП, волоконно-оптическим каналам и кабелям связи.

Телеускорение – ускорение до заданного времени срабатывания ступеней резервных защит от однофазных и междуфазных КЗ с использованием УПАСК.

Диспетчерский центр – структурное подразделение организации-субъекта оперативно-диспетчерского управления, осуществляющее в пределах закрепленной за ним операционной зоны управление режимом энергосистемы.

Операционная зона – территория, в границах которой расположены объекты электроэнергетики и энергопринимающие установки потребителей электрической энергии, управление взаимосвязанными технологическими режимами работы которых осуществляет соответствующий диспетчерский центр.

2.2. Принятые сокращения

АЛАР – автоматика ликвидации асинхронного режима

АОПН – автоматика ограничения повышения напряжения

АПВ – автоматическое повторное включение

АТ (Т) – автотрансформатор (трансформатор)

БНН – блокировка при неисправности цепей напряжения

ВН – высшее напряжение

ДЗШ – дифференциальная защита шин

КЗ – короткое замыкание

ЛЭП – линия электропередачи

ОАПВ – однофазное АПВ

ОЭС – объединенная энергосистема

РЗ – релейная защита

РЗА – релейная защита и автоматика

СВ – секционный выключатель

СН – среднее напряжение

ТАПВ – трехфазное АПВ

ТН – трансформатор напряжения

ТТ – трансформатор тока

УПАСК – устройство передачи аварийных сигналов и команд

УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя

3. ПРИНЦИПЫ ВЫПОЛНЕНИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ

3.1. РЗ и АПВ ЛЭП

3.1.1. РЗ на каждой питающей стороне ЛЭП, имеющих питание с двух или более сторон, должна включать в себя основную и резервную защиту от междуфазных и однофазных КЗ.

3.1.2. На каждой ЛЭП 330 - 750 кВ должны устанавливаться три устройства РЗ, выполняющих функцию основной защиты. Каждое из установленных устройств РЗ должно иметь в своем составе функцию резервных защит.

3.1.3. Для каждого устройства РЗ, осуществляющего функцию основной защиты ЛЭП, должен быть предусмотрен канал связи, независимый от каналов связи, используемых другими устройствами РЗ, осуществляющими функцию основной защиты этой же ЛЭП.

При выполнении защит ЛЭП с использованием трех устройств РЗ, осуществляющих функцию основной защиты ЛЭП, допускается использовать один канал связи для обеспечения функционирования двух устройств РЗ, осуществляющих функцию основной защиты этой же ЛЭП.

3.1.4. Для ЛЭП 110 - 220 кВ допустимо в качестве второй защиты использовать дальней резервирование со стороны смежных присоединений, если оно обладает необходимым быстродействием и чувствительностью. В противном случае должна быть выполнена вторая защита с соблюдением условий ближнего резервирования.

3.1.5. Резервная защита ЛЭП должна выполнять функцию дальнего резервирования. Резервная защита должна выполняться ступенчатой по измеряемым параметрам и времени действия. Возможно исполнение отдельных устройств РЗ, действующих как при определенном виде КЗ, так и при всех видах КЗ.

3.1.6. Резервные защиты ЛЭП должны иметь возможность оперативного и автоматического ускорения. Уставки оперативно и автоматически ускоренных ступеней функции резервных защит ЛЭП должны обеспечивать требуемую чувствительность ко всем видам КЗ на этой ЛЭП.

3.1.7. Дистанционные защиты ЛЭП должны иметь автоматическую блокировку ступеней, которые могут неправильно работать при синхронных качаниях в энергосистеме. Принцип действия данной блокировки при качаниях не должен препятствовать функционированию дистанционных защит.

3.1.8. На каждой ЛЭП классом напряжения 330 кВ и выше (за исключением кабельных линий) должно предусматриваться ОАПВ и ТАПВ. ТАПВ должно обеспечивать возможность однократного опробования ЛЭП напряжением и синхронного включения под нагрузку.

3.1.9. На каждой ЛЭП классом напряжения 110-220 кВ (за исключением кабельных линий) должно предусматриваться ТАПВ. ТАПВ должно обеспечивать возможность однократного опробования ЛЭП напряжением и синхронного включения под нагрузку. Необходимость применения ОАПВ должна быть обоснована проектными решениями.

3.1.10. ТАПВ должно выполняться индивидуальным для каждого выключателя элемента энергосистемы и действовать на включение трех фаз выключателя при его трехфазном отключении от защит и не действовать на включение выключателя при его отключении вручную (от ключа или кнопки управления, через АСУ ТП) и от некоторых устройств РЗ и АПВ (АЛАР, АОПН, УРОВ АОПН, УРОВ, УРОВ шунтирующего реактора на ЛЭП или системе (секции) шин, ЗНР ЛЭП, ЗНР АТ (Т), защиты от внутренних повреждений АТ и иных устройств РЗ и АПВ, при действии которых предусмотрена блокировка (запрет) ТАПВ).

3.1.11. Устройства РЗ ЛЭП классом напряжения 330 кВ и выше, оснащенные функцией ОАПВ, должны обеспечивать действие на отключение:

- только поврежденной фазы при однофазных КЗ и действии быстродействующих защит (основной защиты и быстродействующих ступеней резервных защит);
- трех фаз при многофазных КЗ;
- трех фаз при однофазных КЗ, отключаемых действием защит (ступеней резервных защит) с выдержкой времени;
- трех фаз с обеих сторон ЛЭП при неуспешном опробовании от ОАПВ отключенной фазы с одной из ее сторон.

3.1.12. Функции РЗ и АПВ, которые по принципу действия могут сработать ложно или излишне при неисправности цепей напряжения, должны контролироваться БНН. БНН

должна действовать на блокировку защит ЛЭП, которые могут сработать ложно при неисправности цепей напряжения.

3.1.13. Устройства РЗ и АПВ, устанавливаемые на одной ЛЭП с двух ее сторон, должны удовлетворять требованию совместимости их использования (в части основной защиты).

3.1.14. Резервные защиты смежных ЛЭП, обеспечивающие резервирование устройств защиты рассматриваемой ЛЭП, должны отвечать требованию взаимной совместимости в части согласования их характеристик срабатывания с характеристиками срабатывания резервных защит защищаемой ЛЭП для обеспечения селективности их действия при дальнем резервировании.

3.1.15. Быстродействие РЗ должно удовлетворять требованиям устойчивости энергосистемы и нагрузки при отключении КЗ.

3.1.16. На всех ЛЭП, имеющих пофазное управление выключателями, должна предусматриваться ЗНР. ЗНР должна действовать на отключение ЛЭП со всех сторон тремя фазами с запретом АПВ и пуском УРОВ.

3.1.17. РЗ ЛЭП 330 кВ и выше должна иметь телеускорение резервных защит. Пуск сигналов телеускорения должен осуществляться по факту действия защит на отключение (отключающая команда) или по факту срабатывания направленных пусковых и измерительных органов (разрешающая команда). С приемной стороны телеускоряемые ступени могут действовать на отключение одной фазы (с пуском ОАПВ) либо 3-х фаз (с пуском ТАПВ).

3.1.18. С каждой стороны ЛЭП должна осуществляться цифровая регистрация аварийных событий и процессов при КЗ и других ненормальных режимах с записью доаварийного режима и регистрацией последовательности событий, в том числе срабатываний устройств РЗ и АПВ, в том числе с целью определения места повреждения на ЛЭП.

3.1.19. Устройства РЗ и АПВ каждого конца ЛЭП должны удовлетворять требованиям действующих на территории данного государства директивных документов, регламентирующих выполнение и эксплуатацию РЗ и АПВ.

3.2. РЗ АТ (Т)

3.2.1. Для повышения надежности и улучшения условий согласования резервных защит ЛЭП разного класса напряжений должно устанавливаться по два комплекта дифференциальных защит АТ (Т) напряжением 330 кВ и выше. Указанные комплекты защит должны быть включены с соблюдением принципов ближнего резервирования.

3.2.2. Резервные защиты АТ (Т) должны удовлетворять требованию совместимости их использования с резервными защитами ЛЭП в части согласования их характеристик срабатывания с характеристиками срабатывания резервных защит ЛЭП для обеспечения селективности их действия при дальнем резервировании.

3.2.3. Резервные защиты АТ (Т) должны выполнять функцию дальнего резервирования защит смежных ЛЭП.

3.2.4. Резервные защиты АТ (Т) должны иметь возможность оперативного и автоматического ускорения. Уставки оперативно и автоматически ускоренных ступеней функции резервных защит АТ (Т) должны обеспечивать требуемую чувствительность к КЗ на примыкающей системе (секции) шин.

3.2.5. Функции РЗ АТ (Т), которые по принципу действия могут сработать ложно или излишне при неисправности цепей напряжения должны контролироваться БНН. БНН должна действовать на блокировку защит АТ (Т), которые могут сработать ложно при неисправности цепей напряжения.

3.2.6. Дистанционные защиты АТ (Т) должны иметь автоматическую блокировку ступеней, которые могут неправильно работать при синхронных качаниях в

энергосистеме. Принцип действия данной блокировки при качаниях не должен препятствовать функционированию дистанционных защит.

3.2.7. Защиты от внутренних повреждений АТ (Т) должны обеспечивать пуск устройств пожаротушения.

3.2.8. На АТ (Т) с высшим напряжением 220 - 750 кВ должна осуществляться цифровая регистрация аварийных событий и процессов при КЗ и других ненормальных режимах с записью доаварийного режима и регистрацией последовательности событий, в том числе срабатываний устройств РЗ и АПВ.

3.2.9. РЗ АТ (Т) должны удовлетворять требованиям действующих директивных документов по РЗ государства, на территории которого размещен АТ (Т).

3.3. РЗ шин

3.3.1. Для повышения надежности, предотвращения нарушений динамической устойчивости и улучшения условий согласования резервных защит ЛЭП разного класса напряжений на каждой системе (секции) шин напряжением 330 кВ и выше должны устанавливаться по две ДЗШ.

3.3.2. Для каждой системы (секции) шин напряжением 110-220 кВ, за исключением схем «мостик» и схем с обходной системой шин, должна предусматриваться отдельная ДЗШ.

Две ДЗШ должны устанавливаться на системах (секциях) шин напряжением 110-220 кВ при наличии на системе (секции) шин более 10 присоединений.

3.3.3. Выключатели присоединения должны входить в зону ДЗШ. При наличии измерительных ТТ с двух сторон выключателя выключатель должен входить в зону действия ДЗШ и в зону действия защиты присоединения.

3.3.4. ДЗШ должна автоматически блокироваться при неисправности цепей переменного тока. В устройстве, в котором выполнена функция ДЗШ, должна быть предусмотрена возможность оперативного перевода действия блокировки на сигнал.

3.3.5. ДЗШ должна иметь возможность увеличения чувствительности, осуществляемую автоматически при опробовании шин напряжением и переключающим устройством.

3.3.6. РЗ шин энергообъектов должны удовлетворять требованию действующих директивных документов по РЗ и АПВ государства, на территории которого размещены эти энергообъекты.

3.4. УРОВ

3.4.1. При действии РЗ на отключение выключателя должен выполняться пуск УРОВ.

3.4.2. УРОВ должно действовать без выдержки времени на отключение своего выключателя, с выдержкой времени и с контролем тока через отказавший выключатель на отключение выключателей, смежных с отказавшим, через которые возможна подача напряжения на участок схемы с отказавшим выключателем, с запретом их АПВ. При КЗ на ЛЭП и отказе выключателя на данном конце ЛЭП должна обеспечиваться передача команды телеотключения с запретом АПВ на противоположный конец этой ЛЭП (при наличии каналов для передачи команды телеотключения). С приемной стороны команда реализовывается без контроля пуска отдельных ступеней или их пусковых органов РЗ ЛЭП.

3.4.3. На ЛЭП с ОАПВ должен осуществляться пофазный пуск УРОВ и пофазный контроль тока.

4. ВЫБОР ТИПА УСТРОЙСТВ РЗ и АПВ

4.1. Для более качественного выполнения технических решений по устройствам РЗ и АПВ и более полного учета взаимных интересов обе стороны взаимно согласовывают

техническое задание на выполнение проектной (рабочей) документации по устройствам РЗ и АПВ, указанным в пункте 1.1.

4.2. Каждая из сторон предоставляет противоположной стороне по официальному письменному запросу на рассмотрение проектную (рабочую) документацию, разработанную в соответствии с техническим заданием, согласовываемым согласно пункту 4.1. При наличии замечаний к проектной (рабочей) документации, сторона, запросившая проектную (рабочую) документацию, направляет противоположной стороне обоснованные замечания официальным письмом. Сторона, получившая замечания, в случае их принятия устраняет замечания и направляет на повторное рассмотрение скорректированную проектную (рабочую) документацию, либо, в случае непринятия замечания, направляет противоположной стороне официальным письмом обоснованную позицию по замечаниям.

4.3. Тип устройства основной защиты ЛЭП с использованием высокочастотных, волоконно-оптических каналов или кабелей связи для обмена информацией должен выбираться по взаимному согласованию обеих сторон.

4.4. Типы устройств РЗ, обеспечивающих ближнее резервирование, а также АПВ выбираются каждой стороной самостоятельно.

4.5. Выбор аппаратуры передачи команд для телеотключения и телеускорения, вопросы организации каналов и передаваемых команд взаимно согласовываются.

4.6. Принятые решения оформляются протоколом, в котором отражены вопросы по п.4.3 – 4.5.

5. ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТРОЙСТВ РЗ и АПВ

5.1. Уставки устройств РЗ и АПВ

5.1.1. Уставки устройств РЗ и АПВ выбираются каждой стороной самостоятельно и взаимно согласовываются посредством направления официальных писем. При этом если затрагиваются уставки устройств РЗ и АПВ третьей стороны, то согласование должно быть распространено и на эту третью сторону.

5.1.2. С целью выполнения пункта 5.1.1 каждая сторона предоставляет противоположной стороне по официальному письменному запросу:

- схемы замещения прямой и нулевой последовательностей рассчитываемого участка сети;
- эквивалентные параметры схемы замещения энергосистемы стороны, примыкающей к ЛЭП, при этом точки эквивалентирования определяются стороной, запрашивающей эквивалентные параметры (как правило, по первому поясу примыкающих элементов схемы замещения для проверки выполнения условий обеспечения дальнего резервирования);
- токи и напряжения аварийного режима в точках эквивалентирования и ветвях схемы замещения первого пояса, примыкающего к точкам эквивалентирования для сверки значений противоположной стороной;
- параметры межгосударственных линий электропередачи и смежных с ними линий электропередачи;
- инструкции по обслуживанию устройств РЗ и АПВ;
- параметры электрооборудования подстанций и электростанций, примыкающих к межгосударственным линиям электропередачи;
- перечень устройств РЗ и АПВ на межгосударственных ЛЭП и параметры их настройки (уставки);
- данные о типах устройств РЗ и АПВ, установленных на присоединениях, примыкающих к межгосударственным линиям электропередачи, а также уставки резервных защит этих присоединений;
- режим заземления нейтралей трансформаторов подстанций и электростанций, примыкающих к межгосударственным линиям электропередачи;

- исполнительные схемы устройств РЗ и АПВ.

5.1.3. При выборе и согласовании уставок РЗ и АПВ должны соблюдаться основные требования к ним, в том числе:

- 1) обеспечение быстрого и селективного отключения со всех сторон данного элемента сети при любых видах КЗ на нем;
- 2) обеспечение допустимого перетока мощности по всем элементам электропередачи в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах работы без ложных отключений;
- 3) обеспечение, по возможности, резервирования отказавших защит и (или) выключателей и ограничения развития аварий при отказах;
- 4) обеспечение повторного включения выключателей с обеих сторон ЛЭП после отключения КЗ действием защит, не запрещающих АПВ;
- 5) обеспечение динамической устойчивости при принятых расчетных режимах.

5.1.4. Выбор и согласование уставок новых устройств РЗ и АПВ или изменение уставок существующих устройств РЗ и АПВ, указанных в пункте 1.1, необходимо выполнять:

- а) при вводе в работу новых ЛЭП, генерирующего или электросетевого оборудования, подключенных к шинам пограничной подстанции или к шинам подстанции, непосредственно примыкающей к пограничной подстанции, а также при других изменениях в соседних энергосистемах, существенно влияющих на уровень токов КЗ в межгосударственной ЛЭП;
- б) при изменении уставок или воздействий РЗ и АПВ на ЛЭП, АТ (Т), находящихся в эксплуатации и подключенных к шинам пограничной подстанции;
- в) при вводе в работу новой подстанции или электростанции, включаемой в рассечку межгосударственной ЛЭП или смежной с ней;
- г) при замене устройств РЗ и АПВ межгосударственных ЛЭП на устройства другого типа.

5.1.5. Принципы выбора уставок должны соответствовать нормативно-техническим материалам (руководящим указаниям), действующим на территории каждого государства с учетом настоящего Положения.

5.1.6. В случае, если уставки устройств РЗ и АПВ корректируются в связи с изменением режима работы ОЭС (работа в островном режиме, работа с выделенным блоком, отключение генераторов, трансформаторов, ЛЭП и т.д.), то должны быть уточнены как уставки для нормального режима, так и уставки для ремонтных и послеаварийных режимов.

5.1.7. Взаимное согласование уставок оформляется официальными письмами сторон.

5.1.8. После окончания всех работ по реализации новых или изменению существующих уставок устройств РЗ и АПВ, диспетчерские центры в согласованные сроки (но не позднее 2-х недель) должны в письменном виде сообщить другой стороне об их реализации.

5.1.9. Отклонения от требований по п. 5.1.3. согласовываются диспетчерскими центрами, в операционной зоне которых находятся устройства РЗ и АПВ, в двухстороннем порядке.

5.2. Координация оперативных переключений в устройствах РЗ и АПВ на межгосударственных ЛЭП

5.2.1. Распределение устройств РЗ и АПВ по способу диспетчерского управления устанавливается «Положениями по диспетчерскому управлению параллельной работой ОЭС и ЕЭС», утвержденными соответствующими сторонами.

5.2.2. Координация оперативных переключений в устройствах РЗ и АПВ на межгосударственных ЛЭП осуществляется согласно инструкциям по обслуживанию

устройств РЗ и АПВ, разрабатываемым каждой стороной самостоятельно для своего диспетчерского центра и согласованным с другой стороной.

Инструкции по обслуживанию устройств РЗ и АПВ должны содержать:

а) Краткое описание устройств РЗ и АПВ, включающее, в том числе, сведения о типах применяемых устройств РЗ и АПВ, 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, организация каналов основных защит и УПАСК и т.д.).

б) Информацию об операциях:

- выполняемых по диспетчерской команде диспетчерского персонала 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 РЗ и АПВ;

- с устройствами РЗА, связанными с выводимыми из работы (вводимыми в работу) устройствами РЗ и АПВ общими цепями, технологически или режимными условиями;

- с устройствами РЗА, режим работы которых необходимо изменять (ввод оперативного ускорения, вывод направленности защит, 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 РЗ и АПВ (включая проверку исправности токовых цепей, наличия на этих устройствах цепей переменного напряжения и т.п.).

г) Указания:

- по операциям с устройствами РЗ и АПВ при отключении (включении) ТН или неисправности цепей напряжения (в том числе при переводе цепей напряжения устройств РЗ и АПВ на резервный ТН);

- по операциям с устройствами РЗА при операциях в токовых цепях;

- по операциям с устройствами РЗА, вызванным изменениями в первичных схемах электрических соединений подстанций и электростанций, ЛЭП и оборудования (в том числе при отключении, включая отключение ЛЭП с использованием устройств полуавтоматического отключения, включении ЛЭП, переводе ЛЭП на работу через обходной выключатель и обратно на собственный выключатель, выводе из работы и вводе в работу выключателей, установке заземлений с обеих сторон выключателя со встроенными трансформаторами тока и др.);

- по оперативному выводу из работы (вводу в работу) устройств РЗ и АПВ и выводу из работы (вводу в работу) указанных устройств для технического обслуживания;

- по опробованию ЛЭП рабочим напряжением при вводе их в работу после ремонта или отключения действием РЗ и АПВ, по включению ЛЭП под нагрузку с использованием полуавтоматического включения или через АПВ с контролем или улавливанием синхронизма, а также указания по использованию полуавтоматического включения и АПВ с контролем или улавливанием синхронизма, установленных на выключателях ЛЭП и на обходных, шиносоединительных (выполняющих функцию обходного) и секционных (выполняющих функцию обходного) выключателях, в случае их использования для синхронизации несинхронно работающих частей энергосистемы;

- по операциям с ОАПВ и ТАПВ (в том числе при изменениях в первичных схемах электрических соединений подстанций и электростанций, ЛЭП и оборудования);

- по операциям с устройствами РЗ и АПВ при отключении (включении) шунтирующих (компенсационных) реакторов;
- по вводу оперативных ускорений;
- по операциям с устройствами РЗА при их неисправности, при выводе из работы или неисправности УПАСК или каналов связи;

д) Информацию о принятии мер, не допускающих неправильных действий устройств РЗ и АПВ, по контролю за выполнением режимных мероприятий, обеспечивающих защиту ЛЭП и оборудования в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

е) Указания по передаче диспетчерскому персоналу необходимых данных для выполнения расчетов по определению места повреждения.

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

5.2.4. При оперативном или аварийном изменении режима работы ОЭС, влияющем на уставки РЗ и АПВ, в диспетчерской заявке на оперативное изменение режима работы или на подтверждение послеаварийного режима работы 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 РЗ и АПВ имеют возможность выставления заранее нескольких наборов уставок для различных режимов сети и их автоматической или оперативной реализации 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 вышестоящему оперативному и (или) диспетчерскому персоналу.

5.2.6. В случае необходимости одновременного изменения уставок РЗ и АПВ на обоих концах межгосударственной ЛЭП согласование условий и сроков их выполнения осуществляется в письменном виде между заинтересованными диспетчерскими центрами сторон.

5.2.7. Резервная защита ЛЭП может быть выведена из работы при наличии в работе на данной ЛЭП основной защиты от всех видов повреждений на ЛЭП, а также защиты шин (ошиновки) и УРОВ на подстанции с противоположной стороны.

5.2.8. Основная защита ЛЭП может быть выведена из работы при наличии в работе на данной ЛЭП резервной защиты от всех видов повреждений. При отсутствии телеускорения резервной защиты должны быть введены оперативные ускорения резервных защит с обеих сторон защищаемой ЛЭП с выдержкой времени.

5.2.9. На работающей ЛЭП вывод из работы высокочастотных защит (типа ДФЗ, НДЗ, НВЧЗ или направленных с высокочастотной блокировкой), а также устройств ОАПВ должны производиться на обоих концах ЛЭП. Допускается кратковременный односторонний вывод указанных защит на время операций с испытательными блоками в токовых цепях при выводе в ремонт (вводе в работу) одного из выключателей ЛЭП. Вывод из работы каналов телеотключения и телеускорения осуществляется со стороны приемника по всем выходным цепям.

5.2.10. Допустимость вывода из работы защит от внутренних повреждений (газовая, дифференциальные защиты) АТ (Т), дифзащит шин (ошиновок), УРОВ на работающем оборудовании регламентируется нормативными материалами и соответствующими оперативными указаниями государства, на территории которого размещено оборудование.

5.2.11. Вывод резервных защит АТ (Т) допускается при наличии в работе на них основных защит, а также ДЗШ, УРОВ, основных и резервных защит смежных элементов по направлению действия резервных защит АТ (Т).

5.2.12. При наличии неисправности и угрозе неправильного действия устройства РЗ и АПВ (излишнее, ложное срабатывание или отказ), неисправное устройство должно быть выведено из работы согласно местным инструкциям (оперативным указаниям) с учетом пункта 5.2.10.

При выявлении неисправности, которая может привести к неправильным действиям устройств РЗ и АПВ, 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 которого находится данное устройство.

5.2.13. При отсутствии возможности осуществления защиты элемента сети с требуемым быстродействием, необходимо по согласованию с диспетчерскими центрами заинтересованных сторон отключить данный элемент от сети.

5.3. Техническое обслуживание РЗ и АПВ

5.3.1. Техническое обслуживание устройств РЗ и АПВ производится на основе действующих у каждой стороны норм технического обслуживания.

5.3.2. Устройства, расположенные по концам защищаемой 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 РЗ и АПВ для технического обслуживания осуществляется во взаимосогласованные сроки, которые включаются в годовой график, разрабатываемый каждой стороной в соответствии с требованиями, действующими на территории данного государства.

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

5.3.4. Техническое обслуживание устройств РЗ и АПВ необходимо максимально совмещать с выводом в ремонт защищаемого элемента сети, в том числе при планировании соответствующих работ согласно пункту 5.3.3.

5.3.5. После каждого неправильного действия РЗ и АПВ 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 защит, выявленных неисправностях.

УТВЕРЖДЕН
решением КОТК
(протокол № 37 от 21.10. 2020 г.)

**Регламент
взаимодействия между субъектами оперативно-
диспетчерского управления государств
энергообъединения ЕЭС/ОЭС при организации обмена
данными синхронизированных векторных измерений**

2020 г.

Оглавление

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ	
2. ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ТЕРМИНЫ И СОКРАЩЕНИЯ	
3. НАЗНАЧЕНИЕ И СОСТАВ СМПР	
4. ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ	
5. ТРЕБОВАНИЯ К ПРОТОКОЛАМ ОБМЕНА ДАННЫМИ СВИ МЕЖДУ СУБЪЕКТАМИ ОДУ	

1. Общие положения

1.1. Регламент взаимодействия между субъектами оперативно-диспетчерского управления (далее – субъект ОДУ) государств энергообъединения ЕЭС/ОЭС при организации обмена данными синхронизированных векторных измерений (далее – Регламент) разработан в соответствии с Планом работы Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (далее – КОТК) на 2019-2021 гг., утвержденным решением Электроэнергетического Совета СНГ, Протокол №54 от 10.08.2019, и во исполнение решения КОТК в соответствии с протоколом 35-го заседания КОТК от 18-19 сентября 2019 г.

1.2. Регламент устанавливает порядок взаимодействия между субъектами ОДУ стран-участниц параллельной работы при организации обмена данными синхронизированных векторных измерений в энергообъединении ЕЭС/ОЭС и общую координацию развития системы мониторинга переходных процессов в энергообъединении ЕЭС/ОЭС.

1.3. Целью совместного использования данных синхронизированных векторных измерений является обмен информацией о параметрах переходных режимов энергообъединения ЕЭС/ОЭС для обеспечения надежной параллельной работы энергосистем.

1.4. Информационный обмен данными синхронизированных векторных измерений реализуется между субъектами ОДУ стран-участниц параллельной работы на некоммерческой основе.

1.5. Данные синхронизированных векторных измерений, которыми обмениваются субъекты ОДУ, не подлежат разглашению или передаче третьим лицам, за исключением случаев получения письменного согласия субъекта

ОДУ национального государства, в отношении которого получен запрос на совершение указанных действий.

1.6. Данные синхронизированных векторных измерений также могут быть предоставлены по запросу:

- органам государственной власти национального государства в соответствии с национальным законодательством;
- электросетевым компаниям и центрам управления сетями национального государства при оформлении документов, регламентирующих порядок обмена телеметрической информацией (при условии получения письменного согласия субъекта ОДУ национального государства в соответствии с п.1.5).

2. Используемые термины и сокращения

данные СВИ	– совокупность измеренных устройством синхронизированных векторных измерений векторных и скалярных электрических параметров с метками времени (PMU data);
ЕЭС	– Единая энергетическая система;
КСВД	– концентратор синхронизированных векторных данных, программно-техническое устройство, выполняющее прием, обработку, хранение и передачу данных СВИ (PDC, phasor data concentrator);
НДЦ	– Национальный диспетчерский центр;
субъект ОДУ	– субъект оперативно-диспетчерского управления;
ОЭС	– Объединенная энергетическая система;
ПТК СМПР	– программно-технический комплекс системы мониторинга переходных режимов – совокупность установленных на объекте электроэнергетики устройств синхронизированных векторных измерений, концентраторов синхронизированных векторных данных и устройств, обеспечивающих их функционирование и синхронизацию времени;
СМПР	– система мониторинга переходных режимов

(Wide Area Measurement System, WAMS);

- УСВИ – устройство синхронизированных векторных измерений – техническое средство, функцией (единственной либо одной из нескольких) которого является выполнение с нормированной точностью измерений синхронизированных векторов и других электрических параметров в однозначно определенные с помощью глобальных навигационных спутниковых систем моменты времени и передача результатов измерений в КСВД (PMU, Phasor Measurement Unit).

3. Назначение и состав СМПР

3.1. СМПР – информационно-измерительная система, предназначенная для получения с нормированным качеством данных СВИ в электромеханических переходных и установившихся режимах работы энергосистемы в реальном времени и по запросу для применения в технологиях оперативно-диспетчерского, оперативно-технологического, автоматического режимного и противоаварийного управления.

3.2. Технология синхронизированных векторных измерений обеспечивает выполнение с нормированной точностью измерений синхронизированных векторов токов и напряжений и других электрических параметров в однозначно определенные моменты времени с помощью глобальных навигационных спутниковых систем в различных частях ЕЭС/ОЭС и позволяет реализовать распределенный мониторинг режимов работы ЕЭС/ОЭС.

3.3. В состав СМПР ЕЭС/ОЭС входят:

- устройства и комплексы СМПР (УСВИ и ПТК СМПР), устанавливаемые на объектах электроэнергетики ЕЭС/ОЭС;
- КСВД, установленные в НДЦ энергосистем государств энергообъединения ЕЭС/ОЭС;
- системы сбора и передачи данных СВИ в НДЦ энергосистем государств энергообъединения ЕЭС/ОЭС;
- технологическое программное обеспечение, функционирующее на основе данных СВИ в НДЦ.

4. Общие требования

4.1. Субъекты ОДУ обеспечивают сбор данных СВИ, функционирование КСВД, установленных в своих НДЦ, а также реализацию организационно-технических мероприятий собственниками энергообъектов, на которых установлены УСВИ, обеспечивающих исправное состояние устройств и комплексов СМПР в операционных зонах своих НДЦ.

4.2. Данные СВИ являются частью телеметрической информации, обмен которой между субъектами ОДУ производится с использованием цифровых каналов связи.

4.3. Согласование вопросов, связанных с обменом данными СВИ, субъекты ОДУ осуществляют путем официальной переписки.

4.4. По итогам реализации п. 4.3, состав данных СВИ, режим обмена данными и критерии обмена данными должны быть включены в документ, регламентирующий порядок обмена телеметрической информацией между субъектами ОДУ по форме приложения 1.

4.5. Для координации перспективного развития комплексов СМПР в энергообъединении ЕЭС/ОЭС, субъекты ОДУ ежегодно на осеннем заседании КОТК обмениваются данными о введенных и планируемых к вводу устройств СВИ, а также других вопросах координации развития СМПР.

5. Требования к режиму обмена данными СВИ

5.1. Обмен данными СВИ по решению субъектов ОДУ может выполняться в режиме реального времени (online) либо по запросу (offline).

5.2. При передаче данных СВИ в режиме по запросу должны быть определены:

- критерии запроса данных;
- порядок запроса данных;
- сроки выполнения запроса данных;
- формат файлов с данными.

5.3. При передаче данных СВИ в режиме реального времени должны быть определены:

- протокол передачи данных (рекомендуется использование протокола передачи данных, соответствующего требованиям Std IEEE Std C37.118.2);

- темп передачи данных СВИ (количество передаваемых кадров данных СВИ в секунду) – от 1 до 50 кадров/сек;
- требования к качеству потока данных СВИ, передаваемых в режиме online (время задержки, допустимый процент пропусков данных СВИ).

6. Требования к составу данных СВИ

6.1. В общем случае в состав СВИ входят следующие параметры:

- синхронизированные векторы фазных напряжений, где модулем является действующее значение основной гармоники фазного напряжения (U_a , U_b , U_c), а фазовым углом соответствующий абсолютный угол напряжений (δ_{U_a} , δ_{U_b} , δ_{U_c});
- синхронизированные векторы фазных токов, где модулем является действующее значение основной гармоники силы фазного тока (I_a , I_b , I_c), а фазовым углом соответствующий абсолютный угол тока (δ_{I_a} , δ_{I_b} , δ_{I_c});
- частота пофазно и прямой последовательности (f_a , f_b , f_c , f_{U1});
- скорость изменения частоты (df_a/dt , df_b/dt , df_c/dt).

6.2. Состав данных СВИ, обмен которыми производится в рамках обмена телеинформацией, должен определяться документом, регламентирующим порядок обмена телеметрической информацией.

Пример заполнения Таблицы «Перечень данных СВИ, передаваемых в АО «СО ЕЭС из (указать ДЦ)

№ п.п.	Диспетчерское наименование объекта электроэнергетики и присоединения	Параметр (тип)	Режим передачи	
			online	offline
1.		F	+	+
		P	+	+
		вектор Ua	+	+

Примечания:

1. Передача данных СВИ в режиме реального времени (online) производится в соответствии с протоколом передачи данных Std IEEE Std C37.118.2, при этом:
 - а. Темп передачи данных – 50 кадров в секунду.
 - б. Время задержки – не более 1 сек.
 - с. Допустимый процент пропусков данных – не более 1%.
2. Передача данных СВИ по запросу (offline) производится по протоколу ftp в формате .csv.

УТВЕРЖДЕН
решением КОТК
(протокол № 37 от 21.10.2020 г.)

**Регламент
разработки карт-схем энергосистем
государств – участников параллельной работы, входящих в
состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС**

2020 г.

1. Общие требования.

1.1. Регламент разработки карт-схем энергосистем государств – участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС (далее – Регламент) сформирован в соответствии с Планом работы Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (далее – КОТК) на 2019-2021 гг., утвержденным решением Электроэнергетического Совета СНГ, Протокол №54 от 10.08.2019, и во исполнение решения КОТК в соответствии с протоколом 35-го заседания КОТК от 18-19 сентября 2019 г.

1.2. Настоящий Регламент определяет:

- перечень карт-схем энергосистем, подлежащих разработке и ежегодной актуализации;
- требования к содержанию карт-схем энергосистем;
- требования к подготовке сведений и порядок предоставления субъектами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике государств стран СНГ, Балтии и Грузии информации, необходимых для разработки (актуализации) карт-схем энергосистем;
- порядок разработки (актуализации) и направления карт-схем энергосистем.

1.3. Предоставление информации, необходимой для разработки (актуализации) карт-схем энергосистем, и разработка карт-схем энергосистем осуществляются на русском языке.

1.4. Разработку и ежегодную актуализацию карт-схем энергосистем в соответствии с настоящим Регламентом осуществляет акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС») на основании информации, полученной от субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике государств стран СНГ, Балтии и Грузии.

1.5. Субъекты оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике государств стран СНГ, Балтии и Грузии осуществляют сбор данных, указанных в пункте 4.1 настоящего Регламента, от сетевых и генерирующих организаций своего государства и направление разработанных карт-схем энергосистем организациям своего государства, входящим в состав КОТК в соответствии с внутренними документами о взаимодействии.

1.6. Перечень карт-схем энергосистем, подлежащих разработке и ежегодной актуализации в соответствии с настоящим Регламентом, указан в приложении 1.

1.7. Информация, которой обмениваются участники настоящего Регламента, не подлежит разглашению или передаче третьим лицам, за исключением случаев получения письменного согласия АО «СО ЕЭС» и субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике государства, в отношении которого получен запрос на совершение указанных действий. Указанная информация также может быть предоставлена по запросу органов государственной власти государства в соответствии с национальным законодательством.

1.8. Разработка и актуализация карт-схем энергосистем государств, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС в составе стран СНГ, Балтии и Грузии, осуществляется по инициативе субъекта оперативно диспетчерского управления энергосистемы соответствующего государства, входящей в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС.

2. Используемые термины и сокращения.

СНГ	– Содружество Независимых Государств
Энергообъединение ЕЭС/ОЭС	– объединение энергосистем стран СНГ, Балтии и Грузии, а также других стран, работающих параллельно
Карта-схема энергосистемы	– условное графическое изображение объектов электроэнергетики (электростанций, подстанций и линий электропередачи) на географической карте с использованием их условных обозначений
Нормальная схема электрических соединений энергосистемы	– изображение объектов электроэнергетики энергосистемы и связей между ними, на котором все коммутационные аппараты и заземляющие разъединители объектов электроэнергетики изображены в положении, соответствующем их принятому нормальному коммутационному положению
ЛЭП	– линия электропередачи
АЭС	– атомная электростанция
ТЭС	– тепловая электростанция
ГЭС	– гидроэлектростанция
ВЭС	– ветровая электростанция
СЭС	– солнечная электростанция

3. Требования к содержанию карт-схем энергосистем.

3.1. Карты-схемы энергосистем подразделяются на следующие виды:

- карта-схема энергообъединения ЕЭС/ОЭС в составе стран СНГ, Балтии и Грузии (далее -Карта-схема энергообъединения);
- карта-схема энергосистемы государства, входящего в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС в составе стран СНГ, Балтии и Грузии (далее - Карта-схема энергосистемы государства).

3.2. На Карте-схеме энергообъединения на географической подоснове с условной привязкой к месту расположения отображается следующая информация:

- электростанции, установленной мощностью 100 МВт и более, а также электростанции меньшей установленной мощностью, имеющие схему выдачи мощности номинальным напряжением 220 кВ и выше;
- подстанции и переключательные пункты, ЛЭП номинальным напряжением 220 кВ и выше;
- планируемые к сооружению на пятилетний период новые электростанции, имеющие схему выдачи мощности номинальным напряжением 220 кВ и выше, а также подстанции, переключательные пункты и ЛЭП номинальным напряжением 220 кВ и выше;
- межгосударственные ЛЭП номинальным напряжением 110 кВ и выше.

3.3. На Карте-схеме энергосистемы государства на географической подоснове с условной привязкой к месту расположения отображается следующая информация:

- электростанции, установленной мощностью 25 МВт и более, а также электростанции меньшей установленной мощностью, имеющие схему выдачи мощности напряжением 110 кВ и выше;
- подстанции, переключательные пункты и ЛЭП номинальным напряжением 110 кВ и выше;
- планируемые к сооружению на пятилетний период новые электростанции, имеющие схему выдачи мощности напряжением 220 кВ и выше, а также подстанции, переключательные пункты и ЛЭП номинальным напряжением 220 кВ и выше;
- межгосударственные ЛЭП номинальным напряжением 110 кВ и выше.

3.4. На Карте-схеме энергосистемы каждого государства, помимо объектов, указанных в пункте 3.3 настоящего Регламента, размещенных на территории этого государства, отображаются аналогичные объекты электроэнергетики (электростанции, подстанции, переключательные пункты и ЛЭП), расположенные на прилегающей к этому государству территории соседнего государства (части соседней энергосистемы государства).

Объекты электроэнергетики, находящиеся на прилегающей к государству территории, отображаются на основе информации, полученной от субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике соответствующих государств.

4. Порядок и требования к подготовке и представлению информации, необходимой для разработки карт-схем энергосистем

4.1. Для разработки и актуализации карт-схем энергосистем субъекты оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике государств,

входящих в состав энергообъединения стран СНГ, Балтии и Грузии, ежегодно до 15 февраля, направляют в АО «СО ЕЭС» следующие сведения:

а) действующую нормальную схему электрических соединений энергосистемы государства в электронном формате: *.pdf* или *.vsd*.

б) информацию об объектах электроэнергетики и установках потребителей электрической энергии, входящих в состав энергосистемы своего государства, в объеме и по форме согласно приложению 2 к настоящему Регламенту.

Указанные выше сведения должны содержать актуальную информацию по состоянию на декабрь месяц предыдущего календарного года.

4.2. Сведения, указанные в п.4.1 настоящего Регламента, направляются на адрес электронной почты *dta@so-ups.ru*, работником субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике государства, назначенным ответственным за формирование и направление сведений, необходимых для разработки карт-схем энергосистем.

О направлении указанных выше сведений, уполномоченное лицо субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике государства письменно уведомляет директора по техническому контроллингу АО «СО ЕЭС». Допускается такое письменное уведомление направлять в виде скан-копии на адрес электронной почты, указанный в приложении 3, с последующим получением подтверждения факта получения по телефону.

4.3. Перечень работников субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике государств, назначенных ответственными за формирование и направление в АО «СО ЕЭС» сведений, необходимых для разработки карт-схем энергосистем, и работников АО «СО ЕЭС», ответственных за разработку карт-схем энергосистем, с указанием их контактных данных, указаны в приложении 3 к настоящему Регламенту.

При изменении ответственных работников или их контактных данных, указанных в приложении 3 к настоящему Регламенту, уполномоченное лицо субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике государства в течении одного месяца письменно уведомляет заинтересованные стороны о произошедших изменениях.

Субъекты оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике государств самостоятельно определяют порядок взаимодействия с сетевыми и генерирующими организациями своего государства в части обмена информацией, необходимой для разработки карт-схем энергосистем, и представления им разработанных карт-схем энергосистем.

4.4. Работники АО «СО ЕЭС», ответственные за разработку карт-схем энергосистем, при необходимости, могут в рабочем порядке запросить у работников субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике государств, ответственных за формирование и направление сведений в АО «СО ЕЭС», отсутствующую или уточняющую информацию, необходимую для разработки (актуализации) карт-схем энергосистем.

Дополнительная и уточняющаяся информация, предоставляется в АО «СО ЕЭС» в течении двух недель после запроса.

4.5. В случае не предоставления до 25 февраля, сведений, необходимых для ежегодной актуализации карт-схем энергосистем от всех субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике государств, сроки разработки карт-схем могут быть перенесены АО «СО ЕЭС» на более поздний срок и информация о причинах переноса сроков изготовления актуализированных карт-схем направлена в Секретариат КОТК.

В случае непредоставления, представления не в полном объеме одним или несколькими субъектами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике государств сведений, необходимых для разработки карт-схем энергосистем, АО «СО ЕЭС» при разработке и актуализации карт-схем использует имеющуюся информацию, основываясь на сведениях, полученных в предыдущие периоды.

4.6. Предложения субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике государств и организаций - участников Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии по совершенствованию порядка подготовки и разработки карт-схем энергосистем направляются директору по техническому контроллингу АО «СО ЕЭС».

5. Порядок и требования к *разработке* (актуализации) карт-схем энергосистем.

5.1. Карты-схемы энергосистем разрабатываются и актуализируются АО «СО ЕЭС» с использованием специализированного программного обеспечения.

АО «СО ЕЭС» ежегодно до 30 июня изготавливает для каждого субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике государства следующие карты-схемы:

- а) Карта-схема энергообъединения;
- б) Карта-схема энергосистемы государства.

Карты-схемы энергосистем направляются в электронном виде на адреса электронной почты ответственных работников субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, указанных в приложении 3 к настоящему Регламенту, в формате *.pdf*.

О направлении разработанных или актуализированных карт-схем энергосистем на адреса электронной почты ответственных работников субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике государств, указанных в приложении 3 к настоящему Регламенту, директор по техническому контроллингу АО «СО ЕЭС» письменно уведомляет уполномоченное лицо соответствующего субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике государства. Допускается письменное уведомление направлять в виде скан-копии по электронной почте, адреса которых указаны в приложение 3 к настоящему Регламенту, с последующим получением подтверждения факта получения по телефону.

5.2. Разработанные карты-схемы энергосистем должны соответствовать следующим требованиям:

а) объекты электроэнергетики и установки потребителей электрической энергии отображаются на фоне общегеографических электронных карт (подложки) масштабом 1:4 000 000;

- для особо насыщенных энергорайонов на карте-схеме (для повышения наглядности отображения объектов) допускается делать выноски с использованием географической подложки масштабом 1:1 000 000;

б) разрешение цифрового изображения географической подложки и нанесенных объектов должно быть не менее 300 точек на дюйм, что позволяет выполнять качественную печать изображения карты-схемы в формате не менее А1;

в) карты-схемы должны содержать следующую дополнительную информацию:

- условные обозначения изображения объектов с указанием следующих характеристик (тип электростанций, класс высшего номинального напряжения подстанций, переключательных пунктов и ЛЭП, различие между существующими и перспективными объектами и т.д.);

- масштаб карты-схемы;

- принятые условные обозначения объектов (для электростанций в зависимости от типа и установленной мощности, для сетевых объектов в зависимости от номинального класса напряжения);

- иные необходимые пояснения.

**Перечень карт-схем энергосистем,
подлежащих изготовлению и актуализации**

1. Карта-схема энергообъединения стран СНГ, Балтии и Грузии.
2. Карты-схемы энергосистем государств*:
 - 2.1. Карта-схема энергосистемы Азербайджана.
 - 2.2. Карта-схема энергосистемы Армении.
 - 2.3. Карта-схема энергосистемы Беларуси.
 - 2.4. Карта-схема энергосистемы Грузии.
 - 2.5. Карта-схема энергосистемы Казахстана.
 - 2.6. Карта-схема энергосистемы Киргизии.
 - 2.7. Карта-схема энергосистемы Латвии.
 - 2.8. Карта-схема энергосистемы Литвы.
 - 2.9. Карта-схема энергосистемы Молдавии.
 - 2.10. Карта-схема энергосистемы Российской Федерации.
 - 2.11. Карта-схема энергосистемы Таджикистана.
 - 2.12. Карта-схема энергосистемы Узбекистана.
 - 2.13. Карта-схема энергосистемы Эстонии.

* - по инициативе субъекта оперативно диспетчерского управления энергосистемы соответствующего государства

Форма

Информацию об объектах электроэнергетики, входящих в состав энергосистемы

(наименование государства)

Таблица 1

Перечень электростанций, установленной мощностью 25 МВт и более, и электростанций меньшей мощности, имеющих схему выдачи мощности номинальным напряжением 110 кВ и выше

№ п/п	Полное диспетчерское наименование электростанции	Тип*	Установленная электрическая мощность, МВт	Номинальные напряжения схемы выдачи мощности, кВ	Место размещения объекта**	Изменения данных за прошедший год*** / ****
1	2	3	4	5	6	7

* - указывается тип электростанции: АЭС, ТЭС, ГЭС, ВЭС, СЭС и др.

** - указывается примерная GPS координата электростанции или наименование ближайшего к ней крупного населённого пункта.

*** - указываются диспетчерские наименования ЛЭП номинальным напряжением 110 кВ и выше, входящих в схему выдачи мощности электростанции.

**** - указывается краткое описание измененных данных по сравнению с прошлым годом, например: новое диспетчерское наименование электростанции, актуальная величина установленной мощности, вывод из эксплуатации электростанции или ЛЭП 110 кВ и выше, входящих в схему выдачи мощности электростанций и т.п.

**Перечень подстанций (переключательных пунктов)
номинальным напряжением 110 кВ и выше**

№ п/п	Полное диспетчерское наименование ПС (ПП)	Номинальный класс высшего напряжения, кВ	Место размещения объекта*	Изменения данных за прошедший год**
1	2	3	4	5

* - указывается примерная GPS координата подстанции или наименование ближайшего к ней крупного населённого пункта.

** - указывается краткое описание измененных данных по сравнению с прошлым годом, например: новое диспетчерское наименование подстанции, вывод из эксплуатации подстанции (переключательного пункта) или ЛЭП 110 кВ и выше.

Для ЛЭП указываются примерные GPS координаты, которые характеризуют общее направление трассы ЛЭП или наименования населенных пунктов, рядом с которыми проходит трасса ЛЭП.

Для межгосударственных ЛЭП номинальным напряжением 110 кВ и выше указывается номер опоры, являющейся границей эксплуатационной ответственности организации государства и ее примерные GPS координаты или наименование ближайшего населенного пункта.

Таблица 3

Перечень планируемых к сооружению на пятилетний период новых электростанций, имеющих схему выдачи мощности номинальным напряжением 220 кВ и выше

№ п/п	Полное диспетчерское наименование электростанции	Тип *	Установленная электрическая мощность, МВт	Планируемый год ввода в эксплуатацию	Место размещения объекта**	ЛЭП, входящие в схему выдачи мощности ***	Примечания
1	2	3	4	5	6	7	

* – указывается тип электростанции: АЭС, ТЭС, ГЭС, ВЭС, СЭС.

** – указывается примерная GPS координата объекта или наименование ближайшего к объекту крупного населённого пункта.

*** – указываются диспетчерские наименования ЛЭП номинальным напряжением 110 кВ и выше, входящие в схему выдачи мощности электростанции.

Таблица 4

Перечень планируемых к сооружению на пятилетний период новых подстанций (переключательных пунктов) номинальным напряжением 220 кВ и выше

№ п/п	Полное диспетчерское наименование ПС (ПП)	Номинальный класс высшего напряжения, кВ	Планируемый год ввода в эксплуатацию	Место размещения объекта*	ЛЭП связи с энергосистемой**	Примечания
1	2	4	5	6	7	

* – указывается примерная GPS координата объекта или наименование ближайшего к объекту крупного населённого пункта.

** – указываются диспетчерские наименования отходящих от подстанции (переключательного пункта) ЛЭП номинальным напряжением 220 кВ и выше.

**Перечень планируемых к сооружению на пятилетний период
ЛЭП номинальным напряжением 220 кВ и выше**

№ п/п	Полное диспетчерское наименование ЛЭП	Номинальное напряжение ЛЭП, кВ	Планируемый год ввода в эксплуатацию	Координаты трассы прохождения объекта*	Объекты, к которым присоединена ЛЭП**
1	2	3	4	5	6

* - указываются номера и примерные GPS координаты не менее 5-ти угловых опор (при наличии), которые характеризуют общее направление трассы ЛЭП или наименования населенных пунктов, рядом с которыми будет проходить трасса ЛЭП.

** - указываются диспетчерские наименования объектов электроэнергетики и установок потребителей электрической энергии, к которым присоединена ЛЭП, в том числе наименования отпаечных подстанций и переключательных пунктов.

Для межгосударственных ЛЭП номинальным напряжением 220 кВ и выше указывается № опоры являющейся границей эксплуатационной ответственности организации государства и ее примерные GPS координаты или наименование ближайшего населенного пункта.

Перечень работников субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике государств, ответственных за формирование и направление сведений, необходимых для разработки карт-схем энергосистем и работников АО «СО ЕЭС», ответственных за разработку карт-схем энергосистем

№ п/п	Полное и сокращенное фирменное наименование организации	ФИО, должность	Телефон	Адрес электронной почты
1	2	3	4	5
АЗЕРБАЙДЖАН				
1.1		<i>Сведения не предоставлены</i>		
1.2		<i>Сведения не предоставлены</i>		
АРМЕНИЯ				
1.1	ЗАО «Оператор электроэнергетической системы» Республики Армения (ЗАО «ОЭЭС»)	Сарангулян Мартин Ананикович Заместитель главного инженера	(+374 91) 11-77-89	msarungulyan@energyoperator.am
1.2	ЗАО «Оператор электроэнергетической системы» Республики Армения (ЗАО «ОЭЭС»)	<i>Захарян Гамлет Хачатурович Начальник отдела электрических режимов</i>	(+374 91) 05-40-04	h_zakaryan@energyoperator.am
БЕЛАРУСЬ				
1.1	Государственное производственное объединение электроэнергетики «Белэнерго» (ГПО «Белэнерго»)	Борозна Анастасия Казимировна, ведущий инженер управления электрических режимов	(+37517) 218-24-96	Borozna.AK@bel.energo.by
1.2	Государственное производственное объединение электроэнергетики «Белэнерго» (ГПО «Белэнерго»)	Белько Андрей Игоревич, инженер управления электрических режимов	(+37517) 218-25-89	Belko.AI@bel.energo.by

ГРУЗИЯ				
1.1	АО «Грузинская Государственная Электросистема»	Георгий Вахтангович Вахтангадзе, начальник службы планирования системы передачи	+995 (557) 520 520	giorgi.vakhtangadze@gse.com.ge
1.2	АО «Грузинская Государственная Электросистема»	Гватуа Тамара Арчиловна, старший специалист службы международной интерконнекции	+995 (577) 448 555	tako.gvatua@gse.com.ge
КАЗАХСТАН				
1.1	Национальный диспетчерский центр Системного оператора (НДЦ СО) АО «KEGOC»	Еспенбетова Маржан Бекмуратовна, ведущий инженер диспетчерской службы	8(7172) 690-708	Espenbetova@kegoc.kz
1.2	Национальный диспетчерский центр Системного оператора (НДЦ СО) АО «KEGOC»	Цыганаш Олег Анатольевич, ведущий инженер диспетчерской службы	87172690322 87711209808	Tsyganash@kegoc.kz
КЫРГЫЗСТАН				
1.1	Открытое Акционерное Общество «Национальные Электрические Сети Кыргызстана» (ОАО НЭС Кыргызстана)	Рысбеков Алтынбек Дурусбекович, Первый заместитель генерального директора	(+996(312) 66-10-02	rysbekov@energo.kg
1.2	Открытое Акционерное Общество «Национальные Электрические Сети Кыргызстана» (ОАО НЭС Кыргызстана)	Абдырасулов Улан Токтобаевич, Начальник Центральной Диспетчерской Службы (ЦДС)	(+996(312) 62-13-00	abdyrasulov@energo.kg
1.3	Открытое Акционерное Общество «Национальные Электрические Сети Кыргызстана» (ОАО НЭС Кыргызстана)	Мусуркулов Эмиль Джумагулович, Заместитель начальника Центральной Диспетчерской Службы по режимной части	(+996(312) 67-03-62	musurkulov@energo.kg

ЛАТВИЯ				
1.1		<i>Сведения не предоставлены</i>		
1.2		<i>Сведения не предоставлены</i>		
ЛИТВА				
1.1		<i>Сведения не предоставлены</i>		
1.2		<i>Сведения не предоставлены</i>		
МОЛДАВИЯ				
1.1	ГП "Moldelectrica" (Государственное предприятие "Moldelectrica")	Димов Александр Геннадиевич, зам. начальника ЦДС	+37322253330 моб. +37368502055	alexandr.dimov@moldelectrica.md
1.2		<i>Сведения не предоставлены</i>		
ТАДЖИКИСТАН				
1.2	Открытая акционерная холдинговая компания «Барки Точик» (ОАХК «Барки Точик»)	Холназаров Буташих Холикназарович, заместитель начальника ЦДС	+992 931-022-478	Shoh75@inbox.ru
1.2	Открытая акционерная холдинговая компания «Барки Точик» (ОАХК «Барки Точик»)	Хабибов Абдуманнон Хакимбоевич, диспетчер ЦДС	+992 907-788-442	abdu05@mail.ru
УЗБЕКИСТАН				
1.1	АО "Национальные электрические сети Узбекистана" Национальный диспетчерский центр Главного управления системных услуг АО "НЭС Узбекистана"	Фаттахуддинов Булат Таярович, начальник сектора электрических режимов	(+998) 93 398 31 90 (+998) 71 236 62 60	soees.uz@gmail.com
1.2		<i>Сведения не предоставлены</i>		
УКРАИНА				
1.1	ЧАО "Национальная энергетическая компания "Укрэнерго" (НЭК "Укрэнерго")	Лиховид Юрий Григорьевич, начальник отдела координации работы АСУТП электростанций и САРЧМ	+38 044 238 33 58	Lykhovyd.YG@ua.energy

1.2	ЧАО "Национальная энергетическая компания "Укрэнерго" (НЭК "Укрэнерго")	Лущик Александр Владимирович, - начальник отдела перспективных расчетов.	-	Luschyk.OV@ua.energy
ЭСТОНИЯ				
1.1		<i>Сведения не предоставлены</i>		
1.2		<i>Сведения не предоставлены</i>		
РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ				
<i>Ответственное лицо за организацию разработки карт-схем энергосистем</i>				
1.1	АО «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС»)	Алексеев Павел Анатольевич, директор по техническому контроллингу	+7(495) 627-85-76	secr-alekseeva@so-ops.ru
<i>Ответственное лицо за разработку карт-схем энергосистем</i>				
2.1	АО «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС»)	Воробьев Юрий Сергеевич, главный специалист департамента технического аудита	+7(499) 788-18-25	vorobiev-yus@so-ops.ru
2.2	АО «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС»)	Титова Марина Викторовна, ведущий специалист департамента технического аудита	+7(495) 627-85-73	titova@so-ops.ru