

## ПРОТОКОЛ

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

29-30 сентября 2021 года

г. Москва,  
Российская Федерация

Список участников приведен в **Приложении 1**.

Комиссия приняла следующую Повестку дня 39-го заседания КОТК:

1. О выполнении решений 37-го и 38-го заседаний КОТК.
2. О согласовании Плана работы КОТК на 2021-2023 гг.
3. О мониторинге и анализе качества регулирования частоты и перетоков активной мощности при аварийных отключениях в энергосистемах стран СНГ, Балтии и Грузии.
4. О согласовании Общих требований к оформлению, разработке и содержанию программ переключений по выводу из работы и вводу в работу устройств релейной защиты и автоматики.
5. О согласовании Положения о системе релейной защиты и автоматическом повторном включении межгосударственных линий электропередачи (ЛЭП) и смежных с этими ЛЭП систем (секций) шин и автотрансформаторов (трансформаторов).
6. О согласовании Методики определения и распределения объемов резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков активной мощности.
7. О ходе разработки Общих положений по системе противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС.
8. О ходе обмена данными субъектами ОДУ о введенных и планируемых к вводу устройств СВИ, а также других вопросах координации развития СМПР (в соответствии с Регламентом взаимодействия между субъектами оперативно-диспетчерского управления государств энергообъединения ЕЭС/ОЭС при организации обмена данными синхронизированных векторных измерений).
9. О ходе работ по разработке карт-схем энергосистем государств – участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС.
10. О подготовке энергосистем государств – участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС, к работе в осенне-зимний период 2021/2022 гг.
11. О проведении очередного 40-го заседания КОТК.

**Пункт 1.**

Заслушав и обсудив информацию Секретариата КОТК о выполнении решений 37-го и 38-го заседаний КОТК, Комиссия

**Решила:**

Принять к сведению информацию о выполнении решений 37-го и 38-го заседаний КОТК.

*Решение принято единогласно.*

**Пункт 2.**

Заслушав и обсудив информацию представителя Секретариата КОТК о выполнении Плана работы КОТК на 2019-2021 и о согласовании Плана работы КОТК на 2022-2023 гг., Комиссия

**Решила:**

1. Согласовать План работы КОТК на 2022-2023 гг. (**Приложение 2**).
2. Поручить Председателю КОТК Опадчему Федору Юрьевичу представить План работы КОТК на 2022-2023 гг. на утверждение Координационному Совету при Электроэнергетическом Совете СНГ.
3. Членам КОТК в месячный срок представить в Секретариат КОТК предложения по формату и срокам проведения международных противоаварийных тренировок.

*Решение принято единогласно.*

**Пункт 3.**

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:**

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 4.**

Заслушав и обсудив информацию руководителя РГ «Противоаварийное управление» о согласовании Общих требований к оформлению, разработке и содержанию программ переключений по выводу из работы и вводу в работу устройств релейной защиты и автоматики, Комиссия

##### **Решила:**

1. Согласовать Общие требования к оформлению, разработке и содержанию программ переключений по выводу из работы и вводу в работу устройств релейной защиты и автоматики (**Приложение 3**).

2. Поручить Председателю КОТК Опадчему Ф.Ю. внести проект Общих требований к оформлению, разработке и содержанию программ переключений по выводу из работы и вводу в работу устройств релейной защиты и автоматики на утверждение на очередное заседание Координационного Совета при Электроэнергетическом Совете СНГ.

3. Поручить Председателю КОТК Опадчему Ф.Ю. внести вопрос о признании утратившими силу Общих требований к разработке и содержанию программ и бланков переключений по выводу из работы и вводу устройств релейной защиты и автоматики, утвержденных решением 46-го заседания ЭЭС СНГ от 24.10.2014, на очередное заседание Электроэнергетического Совета СНГ.

*Решение принято единогласно.*

#### **Пункт 5.**

Заслушав и обсудив информацию руководителя РГ «Противоаварийное управление» о согласовании Положения о системе релейной защиты и автоматическом повторном включении межгосударственных линий электропередачи (ЛЭП) и смежных с этими ЛЭП систем (секций) шин и автотрансформаторов (трансформаторов), Комиссия

##### **Решила:**

1. Согласовать проект Положения о системе релейной защиты и автоматическом повторном включении межгосударственных линий электропередачи (ЛЭП) и смежных с этими ЛЭП систем (секций) шин и автотрансформаторов (трансформаторов) (**Приложение 4**).

2. Поручить Председателю КОТК Опадчему Ф.Ю. внести проект Положения о системе релейной защиты и автоматическом повторном включении межгосударственных линий электропередачи (ЛЭП) и смежных с этими ЛЭП систем (секций) шин и автотрансформаторов (трансформаторов) на утверждение на очередное заседание Координационного Совета при Электроэнергетическом Совете СНГ.

3. Поручить Председателю КОТК Опадчему Ф.Ю. внести вопрос о признании утратившим силу Положения о системе релейной защиты (РЗ) и

автоматическом повторном включении (АПВ) межгосударственных линий электропередачи (ЛЭП) и смежных с этими ЛЭП систем шин и автотрансформаторов (АТ), утвержденным решением 36-го заседания ЭЭС СНГ от 24.10.2009, на очередное заседание Электроэнергетического Совета СНГ.

*Решение принято единогласно.*

#### **Пункт 6.**

Заслушав и обсудив информацию руководителя РГ «Регулирование частоты и мощности» о согласовании Методики определения и распределения объемов резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков активной мощности, Комиссия

#### **Решила:**

Поручить Рабочей группе КОТК «Регулирование частоты и мощности» доработать проект Методики определения и распределения объемов резервов активной мощности для целей регулирования частоты и перетоков активной мощности с учетом состоявшегося обсуждения и представить на очередное очное заседание КОТК.

*Решение принято единогласно.*

#### **Пункт 7.**

Заслушав и обсудив информацию руководителя РГ «Противоаварийное управление» о ходе разработки Общих положений по системе противоаварийной автоматики энергообъединения ЭЭС/ОЭС, Комиссия

#### **Решила:**

1. Одобрить возможность использования в документе Общие положения по системе противоаварийной автоматики энергообъединения ЭЭС/ОЭС ссылок на пересматриваемый межгосударственный стандарт ГОСТ 34045 «Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования».

2. Поручить руководителю РГ «Противоаварийное управление» доработать проект Общих положений по системе противоаварийной автоматики энергообъединения ЭЭС/ОЭС по замечаниям членов РГ «Противоаварийное управление» и представить на рассмотрение членов КОТК на очередное заседание КОТК после вступления в силу ГОСТ 34045.

*Решение принято единогласно.*

**Пункт 8.**

Заслушав и обсудив информацию членов КОТК о ходе обмена данными субъектами ОДУ о введенных и планируемых к вводу устройств СВИ, а также других вопросах координации развития СМПР, Комиссия

**Решила:**

Принять к сведению информацию членов КОТК о ходе обмена данными субъектами ОДУ о введенных и планируемых к вводу устройств СВИ, а также других вопросах координации развития СМПР.

*Решение принято единогласно.*

**Пункт 9.**

Заслушав и обсудив информацию представителя АО «СО ЕЭС» о ходе работ по разработке карт-схем энергосистем государств – участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС, Комиссия

**Решила:**

1. Принять к сведению информацию представителя АО «СО ЕЭС» о ходе работ по разработке карт-схем энергосистем государств – участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС.
2. Просить ответственных лиц в энергокомпаниях Членов КОТК организовать соблюдение сроков и объемов предоставления сведений, необходимых для своевременной и качественной разработки карт-схем.

*Решение принято единогласно.*

**Пункт 10.**

Заслушав и обсудив информацию членов КОТК о подготовке энергосистем государств – участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС, к работе в осенне-зимний период 2021/2022 гг., Комиссия

**Решила:**

Принять к сведению информацию членов КОТК о подготовке энергосистем государств – участников параллельной работы, входящих в состав энергообъединения ЕЭС/ОЭС, к работе в осенне-зимний период 2021/2022 гг.

*Решение принято единогласно.*

**Пункт 11.**

Заслушав и обсудив информацию руководителя Секретариата КОТК о проведении очередного 40-го заседания КОТК, Комиссия

**Решила:**

Провести очередное 40-е заседание КОТК в заочном формате в марте 2022 года.

*Решение принято единогласно.*

**Председатель КОТК**



**Ф.Ю. Опачий**

### Список участников

39-го заседания Комиссии по оперативно-технологической координации совместной работы энергосистем стран СНГ и Балтии (КОТК)  
(29-30 сентября 2021 г., г. Москва, Российская Федерация,  
в формате очно/ВКС)

№ п/п	Ф.И.О.	Должность, страна	Формат участия
1	2	3	4
<b>Республика Армения</b>			
1.	<b>Балян</b> Гарник Арменакович	Заместитель генерального директора-главный инженер ЗАО «Оператор электроэнергетической системы»	ВКС
<b>Республика Беларусь</b>			
2.	<b>Ковалев</b> Денис Васильевич	Заместитель генерального директора по оперативной работе – главный диспетчер ГПО «Белэнерго»	Очно
3.	<b>Какура</b> Владимир Владимирович	Заместитель начальника управления электрических режимов ГПО «Белэнерго»	Очно
<b>Азербайджанская Республика</b>			
4.	<b>Тагиев</b> Садир Садыг оглы	Заместитель начальника Центрального Диспетчерского Управления – главный диспетчер ОАО «Азерэнерджи»	Очно
5.	<b>Караев</b> Юсиф Кадыр оглы	Начальник Службы Электрических Режимов Центрального Диспетчерского Управления ОАО «Азерэнерджи»	Очно
<b>Республика Казахстан</b>			
6.	<b>Дидоренко</b> Евгений Владимирович	Заместитель главного диспетчера филиала АО «KEGOC» «НДС СО»	ВКС
<b>Кыргызская Республика</b>			
7.	<b>Рысбеков</b> Алтынбек Дурусбекович	Первый заместитель генерального директора ОАО «НЭС Кыргызстана»	Очно
8.	<b>Абдырасулов</b> Улан Токтобаевич	Начальник ЦДС ОАО «НЭС Кыргызстана»	Очно
9.	<b>Ындыбаев</b> Нурлан Абдыкалыкович	Начальник режимно-диспетчерской службы ОАО «Электрические станции» (приглашенный эксперт)	Очно
<b>ОЭС Центральной Азии</b>			
10.	<b>Шамсиев</b> Хамидулла Аманович	Директор МННО КДЦ «Энергия»	Очно

11.	<b>Адиев</b> Искандер Уранбекович	Заместитель директора по связям с энергосистемами МННО КДЦ «Энергия»	Очно
12.	<b>Береснев</b> Александр Викторович	Главный диспетчер МННО КДЦ «Энергия»	ВКС
13.	<b>Файзиев</b> Рустамжон Шукурович	Начальник диспетчерской службы МННО КДЦ «Энергия»	ВКС
14.	<b>Субботина</b> Ирина Витальевна	Начальник службы энергетических режимов МННО КДЦ «Энергия»	ВКС
15.	<b>Шамсиев</b> Бахтиёр Хамидиллаевич	Начальник службы электрических режимов МННО КДЦ «Энергия»	ВКС
16.	<b>Лупонос</b> Константин Юрьевич	Начальник службы релейной защиты и автоматики МННО КДЦ «Энергия»	ВКС
<b>Республика Молдова</b>			
17.	<b>Игнатов</b> Вячеслав Сергеевич	Заместитель начальника ЦДУ, начальник ЦДС ГП «Moldelectrica»	ВКС
18.	<b>Казаку</b> Юрий Иванович	Начальник Службы электрических режимов ГП «Moldelectrica»	ВКС
19.	<b>Севаков</b> Аурел Юрьевич	Заместитель начальника службы по оперативной работе-начальник оперативно-расчетного сектора ГП «Moldelectrica»	ВКС
<b>Украина</b>			
20.	<b>Зайченко</b> Виталий Борисович	Директор по управлению ОЭС Украины – главный диспетчер ЧАО «НЭК «Укрэнерго»	ВКС
21.	<b>Фандуль</b> Сергей Владимирович	Начальник Департамента оперативно-диспетчерской работы и обеспечения надежности энергосистемы ЧАО «НЭК «Укрэнерго»	ВКС
22.	<b>Грабчак</b> Роман Васильевич	Начальник Департамента балансовой надежности ЧАО «НЭК «Укрэнерго»	ВКС
23.	<b>Сурус</b> Лариса Валерьевна	Начальник отдела расчетов уставок и анализа работы релейной защиты и противоаварийной автоматики Департамента оперативно-диспетчерской работы и обеспечения надежности энергосистемы ЧАО «НЭК «Укрэнерго»	ВКС
24.	<b>Лиховид</b> Юрий Григорьевич	Начальник отдела координации работы АСУТП электростанций и САРЧМ Департамента балансовой надежности ЧАО «НЭК «Укрэнерго»	ВКС



<b>Республика Таджикистан</b>			
25.	<b>Тоиров</b> Дустмурод Нурмуродович	Начальник Центральной диспетчерской службы ОАХК «Барки Точик»	Очно
<b>Республика Узбекистан</b>			
26.	<b>Мирзаев</b> Абдурашид Тухтасинович	Начальник Главного управления системных услуг АО «Национальные электрические сети Узбекистана»	ВКС
27.	<b>Бобоев</b> Музаффар Камилджанович	Начальник НДЦ АО «Национальные электрические сети Узбекистана»	ВКС
<b>Российская Федерация</b>			
28.	<b>Опадчий</b> Федор Юрьевич	Председатель Правления АО «СО ЕЭС»	Очно
29.	<b>Бондаренко</b> Александр Федорович	Советник директора по управлению режимами ЕЭС-главного диспетчера АО «СО ЕЭС»	Очно
30.	<b>Афанасьев</b> Дмитрий Александрович	Заместитель руководителя дирекции по развитию ЕЭС, руководитель Секретариата КОТК АО «СО ЕЭС»	Очно
31.	<b>Алексеев</b> Павел Анатольевич	Директор по техническому контроллингу АО «СО ЕЭС»	Очно
32.	<b>Сацук</b> Евгений Иванович	Начальник Службы внедрения противоаварийной и режимной автоматики АО «СО ЕЭС», руководитель рабочих групп КОТК «Регулирование частоты и мощности», «Противоаварийное управление»	Очно
33.	<b>Утц</b> Станислав Андреевич	Главный специалист отдела технологий параллельной работы Департамента параллельной работы и стандартизации АО «СО ЕЭС»	Очно
34.	<b>Лисицын</b> Андрей Андреевич	Заместитель генерального директора – директор департамента противоаварийной автоматики, систем управления и релейной защиты АО «НТЦ ЕЭС Противоаварийное управление» (приглашенный эксперт)	Очно
35.	<b>Ярош</b> Денис Николаевич	Председатель комитета по рыночным стратегиям НТЦ ЕЭС Группа компаний (приглашенный эксперт)	Очно
36.	<b>Поторочин</b> Дмитрий Николаевич	Руководитель департамента коммерческого диспетчирования Блока трейдинга ПАО «Интер РАО»	Очно
37.	<b>Каримов</b> Умар Атабекович	Главный эксперт Департамента коммерческого диспетчирования Блока трейдинга ПАО «Интер РАО»	Очно
38.	<b>Шамонов</b> Роман Геннадьевич	Начальник управления сопровождения ОТУ и режимов Департамента оперативно-технологического управления	Очно

		ПАО «Россети /ФСК ЕЭС»	
39.	<b>Уколов</b> Владимир Анатольевич	Руководитель Ситуационно-аналитического центра ПАО «Россети»	Очно
40.	<b>Зинкина</b> Елизавета Владимировна	Главный специалист Департамента международного сотрудничества, член Секретариата КОТК АО «СО ЕЭС»	Очно
41.	<b>Монастырская</b> Мария Олеговна	Ведущий специалист Отдела протокола Департамента управления делами АО «СО ЕЭС»	Очно
<b>Грузия</b>			
42.	<b>Амузашвили</b> Гиорги Гиоргиевич	Член совета директоров, директор по диспетчеризации (по согласованию)	ВКС
43.	<b>Микаия</b> Зураб Нугзарович	Начальник национального диспетчерского центра, главный диспетчер (по согласованию)	ВКС
44.	<b>Кохташвили</b> Арчил Кохтаевич	Начальник департамента стратегического планирования и анализа (по согласованию)	ВКС
45.	<b>Сартания</b> Михеил Нугзаревич	Начальник службы релейной защиты и автоматики (по согласованию)	ВКС
<b>Исполнительный комитет Электроэнергетического Совета СНГ</b>			
46.	<b>Горовиков</b> Валерий Леонидович	Директор Департамента гармонизации нормативно-технической базы регулирования электроэнергетики и взаимопомощи в случаях аварий и чрезвычайных ситуаций на объектах электроэнергетики Исполнительного Комитета Электроэнергетического Совета СНГ	Очно
47.	<b>Герих</b> Валентин Платонович	Советник Председателя Исполнительного Комитета Электроэнергетического Совета СНГ	Очно

**СОГЛАСОВАН**

Решением КОТК

Протокол № 39 от 29-30 сентября 2021 г.

**УТВЕРЖДЕН**

Решением Координационного Совета при  
Электроэнергетическом Совете СНГ

Протокол № \_\_\_ от «\_» \_\_\_\_\_ 2021 г.

**ПЛАН РАБОТЫ КОТК НА 2022–2023 ГОДЫ**

№ п/п	Мероприятия	Срок исполнения	Ответственные
<b>1</b>	<b>ОПРЕДЕЛЕНИЕ И СОГЛАСОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ:</b>		
1.1	Значение крутизны статической частотной характеристики энергообъединения стран СНГ, Балтии и Грузии.	Февраль 2022 г., Февраль 2023 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.		
<b>2.</b>	<b>МОНИТОРИНГ И АНАЛИЗ КАЧЕСТВА РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ И ПЕРЕТОКОВ АКТИВНОЙ МОЩНОСТИ</b>		
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»
<b>3.</b>	<b>АКТУАЛИЗАЦИЯ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ БАЗЫ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМ В ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИИ ЕЭС/ОЭС</b>		
3.1	Актуализация Технических требований к автоматике ликвидации асинхронных режимов в энергообъединении ЕЭС/ОЭС от 25.05.2012	2022 г.	РГ «Противоаварийное управление»
3.2	Актуализация Общих положений по системе противоаварийной автоматики энергообъединения ЕЭС/ОЭС от 29.05.2009	2022 г.	РГ «Противоаварийное управление»
3.3	Разработка Основных технических требований к участию электростанций в НПРЧ и АРЧМ	2023 г.	РГ «Регулирование частоты и мощности»

№ п/п	Мероприятия	Срок исполнения	Ответственные
4.	<b>РАЗРАБОТКА НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ БАЗЫ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ ИНТЕГРАЦИИ ВИЭ И СНЭЭ В ЭНЕРГОСИСТЕМЫ ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЯ ЕЭС/ОЭС</b>		
4.1	Анализ влияния работы генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ, на режимы работы энергосистем государств-участников параллельной работы, входящих в Энергообъединение ЕЭС/ОЭС, в части вопросов планирования и управления режимов параллельной работы энергосистем.	2022 г.	Члены КОТК, Секретариат КОТК
4.2	Анализ необходимости актуализации документов, разработанных РГ «Планирование и управление», в связи с увеличением в балансах энергосистем доли генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ, в энергосистемах государств-участников параллельной работы, входящих в Энергообъединение ЕЭС/ОЭС	2023 г.	РГ «Планирование и управление»
4.3	Разработка Основных технических требований к объектам генерации, функционирующих на основе использования ВИЭ, работающим в составе энергосистем	2022 г.	РГ «Регулирование частоты и мощности»
4.4	Разработка Основных технических требований к системам накопления электрической энергии, работающим в составе энергосистем	2023 г.	РГ «Регулирование частоты и мощности»
5.	<b>ЦИФРОВИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ В СФЕРЕ ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОГО И ОПЕРАТИВНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ</b>		
5.1	Основные принципы организации системы мониторинга запасов устойчивости в государствах-участниках параллельной работы	2022 г.	РГ «Регулирование частоты и мощности»
5.2	Разработка принципов сопряжения ЦСПА энергосистем сопредельных государств	2022 г.	РГ «Противоаварий ное управление»
5.3	Разработка общих подходов к созданию АРЧМ и их совместной работе в энергосистемах сопредельных государств и их реализация в АРЧМ ЕЭС России, ЕЭС Казахстана и ОЭС Центральной Азии	2023 г.	РГ «Регулирование частоты и мощности»
6.	<b>ПЕРСПЕКТИВЫ СОЗДАНИЯ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ОБЩЕГО ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА ЕАЭС И СНГ</b>		
6.1	Координация работы с Рабочей группой ЭЭС СНГ «Формирование общего электроэнергетического рынка государств-участников СНГ»	Постоянно	РГ «Планирование и управление»

№ п/п	Мероприятия	Срок исполнения	Ответственные
7.	<b>ЦЕЛЕВЫЕ РАБОТЫ</b>		
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	Сентябрь ежегодно	АО «СО ЕЭС»
8.	<b>МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОДГОТОВКЕ ДИСПЕТЧЕРСКОГО ПЕРСОНАЛА ЭНЕРГОСИСТЕМ ГОСУДАРСТВ-УЧАСТНИКОВ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ, ВХОДЯЩИХ В ЭНЕРГООБЪЕДИНЕНИЕ ЕЭС/ОЭС:</b>		
8.1	Проведение международных противоаварийных тренировок диспетчерского персонала энергосистем государств-участников параллельной работы	1 тренировка в 2 года для каждого НДЦ	НДЦ страны, организующей тренировку
9.	<b>ПЛАН ЗАСЕДАНИЙ КОТК:</b>		
9.1.	40-е заседание КОТК	Март 2022 г.	Секретариат КОТК, принимающая энергокомпания
9.2.	41-е заседание КОТК	Сентябрь 2022 г.	
9.3.	42-е заседание КОТК	Март 2023 г.	
9.4.	43-е заседание КОТК	Сентябрь 2023 г.	
10.	<b>Уточнение Плана работы КОТК с учетом достигнутых результатов.</b>	Сентябрь ежегодно	Члены КОТК, Секретариат

*Примечание: 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 \_\_ \_\_\_\_\_ 202\_ года

**ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ**

к оформлению, разработке и содержанию программ переключений по выводу из работы и вводу в работу устройств релейной защиты и автоматики

**СОГЛАСОВАНО**

решением КОТК  
Протокол № 39 от 29-30 сентября 2021 г.

## Содержание

<b>1. ТЕРМИНЫ И ПРИМЕНЯЕМЫЕ СОКРАЩЕНИЯ .....</b>	<b>16</b>
<b>2. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ.....</b>	<b>19</b>
<b>3. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ.....</b>	<b>19</b>
<b>4. ТРЕБОВАНИЯ К РАЗРАБОТКЕ И УТВЕРЖДЕНИЮ В ДЦ ПРОГРАММ (ТИПОВЫХ ПРОГРАММ) ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ .....</b>	<b>20</b>
<b>5. ТРЕБОВАНИЯ К ОФОРМЛЕНИЮ, СОДЕРЖАНИЮ ПРОГРАММ (ТИПОВЫХ ПРОГРАММ) ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ, РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ ДЦ.....</b>	<b>20</b>

## 1. Термины и применяемые сокращения

В Требованиях к оформлению, разработке и содержанию программ переключений по выводу из работы и вводу в работу устройств релейной защиты и автоматики используются термины и определения в значениях, установленных:

- Положением о системе релейной защиты и автоматическом повторном включении межгосударственных линий электропередачи (ЛЭП) и смежных с этими ЛЭП систем (секций) шин и автотрансформаторов (трансформаторов);

- Типовым положением об организации оперативно-диспетчерского управления параллельной работы энергосистем,

а также следующие определения:

<b>Бланк переключений</b>	– оперативный документ, разработанный оперативным персоналом, в котором указывается строгая последовательность операций с коммутационными аппаратами, заземляющими разъединителями, цепями оперативного тока, устройствами релейной защиты и автоматики, телемеханики, связи, сигнализации, операций по проверке отсутствия напряжения, наложению и снятию переносных заземлений, вывешиванию и снятию плакатов, а также других необходимых по условиям безопасности персонала и сохранности оборудования в процессе проверочных операций и работ.
<b>Диспетчерский центр (ДЦ)</b>	– совокупность структурных единиц и подразделений организации – субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, обеспечивающая в пределах закрепленной за ней операционной зоны выполнение задач и функций оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.
<b>ЛЭП</b>	– линия электропередачи.
<b>Персонал РЗА</b>	– персонал, прошедший обучение, проверку знаний и получивший допуск к самостоятельной работе на устройствах РЗА.
<b>Программа переключений по выводу из работы (вводу в работу) устройства РЗА</b>	– оперативный документ, в котором указывается строгая последовательность операций и команд при производстве переключений по выводу из работы или вводу в работу устройства РЗА для сложных переключений.
<b>РЗА</b>	– релейная защита и автоматика.



- СДТУ** – средства диспетчерского и технологического управления (устройства, обеспечивающие телефонную связь для оперативных переговоров, передачу в ДЦ требуемых видов и объемов телеметрической информации и данных, используемых для задач оперативно-диспетчерского управления комплексов ЦКС (ЦС) АРЧМ, ЦСПА, передачу на объекты электроэнергетики команд дистанционного управления, а также устройства, обеспечивающие сбор и передачу информации для целей противоаварийного управления между энергообъектами для устройств ПА и т.п.).
- Сложные переключения с устройствами РЗА** – переключения по изменению эксплуатационного состояния или технологического режима работы одного или нескольких устройств РЗА на одном или нескольких объектах электроэнергетики при вводе в работу или выводе из работы устройства РЗА, требующие строгого соблюдения последовательности операций и/или координации действий оперативного персонала объектов электроэнергетики.
- Техническое обслуживание (ТО) устройства РЗА** – деятельность по предотвращению отказов функционирования устройства РЗА, осуществляемая при выполнении работ по настройке параметров (уставок) срабатывания (возврата), алгоритмов функционирования, периодической проверке работоспособности, выявлении причин отказов и устранению обнаруженных неисправностей устройства РЗА.
- Технологическое ведение** – подтверждение возможности изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования и устройств, осуществляемое оперативным персоналом.
- Типовая программа переключений по выводу из работы (вводу в работу) устройства РЗА** – оперативный документ, в котором указывается строгая последовательность операций и команд при выполнении повторяющихся сложных переключений в электроустановках разных уровней управления и/или разных объектов электроэнергетики (энергопринимающих установок) по выводу из работы или вводу в работу устройства РЗА.
- Устройство РЗА** – техническое устройство (аппарат, терминал, блок, шкаф, панель и т.п.) и его цепи, реализующее заданные функции релейной защиты и автоматики и

обслуживаемое (оперативно и технически) как единое целое.

**Эксплуатационное состояние устройства релейной защиты и автоматики**

– оперативное состояние устройства релейной защиты и автоматики: введено в работу, оперативно выведено (не для производства работ), выведено для технического обслуживания.

*Примечание:*

- Устройство РЗА считается введенным в работу, если все входные и выходные (часть выходных цепей) цепи, в том числе контакты выходных реле этого устройства, с помощью переключающих устройств подключены к цепям управления включающих или отключающих электромагнитов управления коммутационных аппаратов и/или ко вторичным цепям, посредством которых осуществляется взаимодействие с другими устройствами РЗА.

- Устройство РЗА считается оперативно выведенным, если все выходные цепи отключены переключающими устройствами (цепи сигнализации, связи с автоматизированной системой управления технологическими процессами, связи с регистраторами аварийных процессов и устройствами определения места повреждения могут оставаться подключенными).

Устройство РЗА считается выведенным из работы для технического обслуживания, если все входные и выходные цепи отключены с помощью переключающих устройств и (или) отсоединены на клеммах.

## 2. Область применения

2.1. Требования к оформлению, разработке и содержанию программ переключений по выводу из работы и вводу в работу устройств релейной защиты и автоматики (далее – Требования) определяют:

– требования к разработке, утверждению программ переключений по выводу из работы (вводу в работу) устройств релейной защиты и автоматики (далее – программы переключений), а также типовых программ переключений по выводу из работы (вводу в работу) устройств релейной защиты и автоматики (далее – типовые программы переключений) (при совместном упоминании – программы (типовые программы) переключений);

– требования к оформлению и содержанию программ (типовых программ) переключений.

2.2. Требованиями должны руководствоваться диспетчерские центры при разработке программ (типовых программ) переключений или при корректировке типовых программ переключений.

## 3. Общие положения

3.1. Требования разработаны с целью предотвращения неправильных действий устройств РЗА при оперативном выводе из работы и вводе в работу, выводе из работы для ТО и вводе в работу после ТО устройств РЗА.

3.2. Программы (типовые программы) переключений предназначены для обеспечения:

– правильной последовательности отдачи и правильного функционального содержания команд диспетчерского персонала на выполнение переключений с устройствами РЗА;

– координации диспетчерским персоналом действий оперативного персонала объектов электроэнергетики при выполнении переключений с устройствами РЗА.

3.3. Последовательность переключений по выводу из работы и вводу в работу устройств РЗА, указанная в программах (типовых программах) переключений, должна не допускать неправильное действие устройств РЗА при производстве переключений по выводу из работы (вводу в работу) устройств РЗА.

3.4. Программы (типовые программы) переключений должны содержать операции, исключающие возможность неправильного отключения и включения коммутационных аппаратов, формирования ошибочных управляющих воздействий, изменяющих режим работы первичного оборудования непосредственно или косвенно (отключение по цепям УРОВ, телеотключение, ложное формирование команд на отключение нагрузки, изменение мощности электростанций и т.п.) при производстве переключений по выводу из работы и вводу в работу устройств РЗА.

3.5. Программа переключений применяется при невозможности использования или отсутствии типовой программы переключений.

3.6. Не допускается применять типовую программу переключений в случае несоответствия схем (схемы) электроустановок или состояния устройств РЗА тем схемам (схеме) или состоянию устройств РЗА, для которых была составлена типовая программа переключений. Не допускается внесение диспетчерским персоналом изменений и дополнений в типовую программу переключений.

3.7. Требования к разработке, оформлению и содержанию бланков переключений по выводу из работы и вводу в работу устройств РЗА на объектах электроэнергетики определяются документами страны, в которой расположен объект электроэнергетики.

#### **4. Требования к разработке и утверждению в ДЦ программ (типовых программ) переключений**

4.1. На каждое устройство РЗА, находящееся в диспетчерском управлении ДЦ, должна быть разработана типовая программа переключений.

4.2. Программы (типовые программы) переключений разрабатываются ДЦ, в диспетчерском управлении которого находится устройство РЗА, и согласовываются с ДЦ, в диспетчерском ведении которых находится устройство РЗА, и которые участвуют в переключениях путем отдачи команд на объекты электроэнергетики.

4.3. Программы (типовые программы) переключений разрабатываются заблаговременно. Программы (типовые программы) подписываются начальниками технологических служб (лицами их замещающими): Службы релейной защиты и автоматики, оперативно-диспетчерской Службой, а также начальниками других подразделений в случае их участия в их рассмотрении. Программы (типовые программы) переключений утверждаются главным диспетчером ДЦ (лицом его замещающим).

4.4. Программы (типовые программы) должны разрабатываться ДЦ на основании Требований, инструктивных документов ДЦ по обслуживанию устройств РЗА, исполнительных схем устройств РЗА, руководств по эксплуатации устройств РЗА.

4.5. Типовые программы переключений должны своевременно корректироваться при изменениях нормальных схем электрических соединений объектов электроэнергетики, а также при изменениях, связанных с вводом нового оборудования, заменой или демонтажем оборудования, реконструкцией распределительных устройств, при модернизации действующих и вводе в работу новых устройств РЗА.

#### **5. Требования к оформлению, содержанию программ (типовых программ) переключений, разрабатываемых ДЦ**

5.1. Типовые программы переключений должны иметь дату утверждения и порядковый номер (цифровой или буквенно-цифровой), уникальный в пределах одного ДЦ.

5.2. Программы переключений должны иметь дату утверждения и сквозную нумерацию в пределах одного ДЦ в течение календарного года.

5.3. Каждая операция, указанная в программе (типовой программе) переключений, должна иметь порядковый номер.

5.4. При оформлении программы (типовой программы) переключений на двух и более листах второй и последующие листы должны быть пронумерованы.

5.5. Формулировки операций при проведении переключений, указанных в программах (типовых программах) переключений, должны быть четкими, краткими и должны не допускать неоднозначного толкования.

5.6. В программах (типовых программах) переключений должны использоваться диспетчерские наименования.

5.7. Типовые программы переключений должны включать операции как для оперативного вывода из работы (ввода в работу) устройства РЗА, так и для вывода из работы устройства РЗА для технического обслуживания (ТО) (ввода в работу после ТО).

5.8. Программы (типовые программы) переключений должны содержать номер программы (типовой программы) переключений и следующие разделы:

- **Раздел 1.** «Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики. Цель переключений»;
- **Раздел 2.** «Условия выполнения переключений»;
- **Раздел 3.** «Порядок и последовательность выполнения операций».

5.9. В разделе 1 «Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики. Цель переключений» должны быть указаны:

5.9.1. Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики, на которых выполняются переключения с устройствами РЗА.

5.9.2. Цель переключений – вывод из работы (ввод в работу) устройства РЗА (указывается диспетчерское наименование устройств РЗА).

5.10. В разделе 2 «Условия выполнения переключений» должно быть приведено:

5.10.1. Эксплуатационное состояние ЛЭП и (или) оборудования, на которых выполняются переключения с устройствами РЗА.

5.10.2. Эксплуатационное состояние ЛЭП, оборудования, устройств РЗА, влияющих на выполнение переключений по данной программе (типовой программе) переключений (указывается в случае их наличия).

5.10.3. Состояние СДТУ и устройств телемеханики, использующих совместно с устройством РЗА канал связи или обеспечивающих его функционирование (указывается в случае наличия таких устройств).

5.10.4. Последовательность номеров пунктов типовой программы переключений, выполняемых при оперативном выводе из работы (вводе в работу) устройства РЗА и при выводе из работы устройства РЗА для ТО (ввода в работу после ТО) может указываться в типовых программах переключений по решению главного диспетчера ДЦ.

5.10.5. Мероприятия по подготовке к выполнению переключений:

5.10.5.1. Организационные:

5.10.5.1.1. Подтверждение эксплуатирующими организациями готовности к производству ТО (окончания ТО) на устройстве РЗА.

5.10.5.1.2. Подтверждение готовности оперативного персонала объектов электроэнергетики, к производству переключений, наличия на местах проверенных бланков (типовых бланков) переключений по выводу из работы (вводу в работу) устройств РЗА и возможности их применения.

5.10.5.1.3. Получение разрешений на вывод из работы (ввод в работу) устройства РЗА от диспетчеров ДЦ, в диспетчерском ведении которых находится устройство РЗА.

5.10.5.1.4. Сообщение в ДЦ, в информационном ведении которых находится устройство РЗА, о начале операций по выводу из работы (вводу в работу) устройства РЗА.

5.10.5.2. Режимные (при необходимости):

5.10.5.2.1. Подготовка электроэнергетического режима путем непосредственного перечисления контролируемых сечений или ЛЭП, величин максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, при необходимости длительно допустимые токовые нагрузки по ЛЭП и электросетевому оборудованию.

5.10.5.2.2. Прочие действия по выполнению режимных указаний (генерация электростанции, дефицит энергорайона и т.п.) на время отсутствия в работе выводимого устройства РЗА.

5.10.5.2.3. В случае невозможности указания конкретных значений максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях и/или длительно допустимых токовых нагрузок по ЛЭП и электросетевому оборудованию, допускается указывать, что данные значения должны быть приведены в соответствие с режимными указаниями к диспетчерской заявке или, при отсутствии диспетчерской заявки, должны соответствовать указаниям Инструкции по режимам параллельной работы энергосистем или иных документов, регламентирующих порядок управления режимами параллельной работы энергосистем.

5.10.5.3. Меры по обеспечению резервирования передачи данных СДТУ, устройств телемеханики для оборудования с совмещенным с устройством РЗА каналом связи. При отсутствии необходимости таких мер, в программах (типовых программах) переключений они не указываются.

5.11. Раздел 3 «Порядок и последовательность выполнения переключений» должен содержать:

5.11.1 Диспетчерские наименования объектов электроэнергетики, на которых оперативным персоналом выполняются переключения с устройствами РЗА по изменению их эксплуатационного состояния.

5.11.2 Функциональное содержание операции (без указания места установки и наименования переключающего устройства, при помощи которого реализуется операция), в том числе выполняемой последовательно или одновременно:

- с выводимым из работы (вводимым в работу) устройством РЗА;
- с устройствами РЗА, связанными с выводимым из работы (вводимым в работу) устройством РЗА общими цепями, технологическими или режимными условиями;
- с устройствами РЗА, технологический режим работы которых необходимо изменять (ввод оперативного ускорения, вывод направленности защит, изменение уставок и т.п.);
- с технологически связанными СДТУ и устройствами телемеханики;
- с устройствами РЗА, кратковременно выводимыми из работы на время производства переключений по выводу из работы (вводу в работу) устройств РЗА (включая проверку целостности токовых цепей, наличия на этих устройствах цепей переменного напряжения и т.п.).

5.11.3 Указания о необходимости реализации отдельных операций, выполняемых только при выводе для ТО устройства РЗА (вводе в работу после ТО).

5.11.4 Фиксация времени:

- отдачи диспетчерским персоналом ДЦ команд оперативному персоналу объекта электроэнергетики;
- получения сообщений о выполнении оперативным персоналом объекта электроэнергетики команд диспетчерского персонала ДЦ.

5.11.5 Сообщения диспетчерскому и оперативному персоналу в диспетчерском и технологическом ведении которого находится устройство РЗА, об окончании операций по выводу из работы (вводу в работу), а также времени окончания работ.

5.11.6 Сообщения о выводе из работы (вводе в работу) устройства РЗА ДЦ, в информационном ведении которых находится устройство РЗА.

5.11.7 Персонал, непосредственно участвующий в производстве переключений: указываются ДЦ, объект электроэнергетики, фамилии, инициалы, должности работников, участвующих в переключениях.

5.12. В программах (типовых программах) переключений допускается не указывать операции и действия по выводу из работы и (или) вводу в работу цепей сигнализации, связей с автоматизированной системой управления технологическими процессами, связей с регистраторами аварийных процессов и устройствами определения места повреждения.

**УТВЕРЖДЕНО**

Решением Координационного Совета  
при Электроэнергетическом Совете 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)**

**СОГЛАСОВАНО**

решением КОТК  
Протокол № 39 от 29-30 сентября 2021 г.



## 1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

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-членов КОТК (далее – Стороны), 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 РЗ и АПВ, 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 между Сторонами с учетом разделов 4, 5.

1.4. Принципы выполнения, выбор параметров настройки (уставок), технического и оперативного обслуживания устройства РЗ и АПВ, указанных в пункте 1.1 настоящего положения, должны удовлетворять требованиям, установленным на территории соответствующих государств.

## 2. ТЕРМИНЫ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ И ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕНИЯ

### 2.1. Термины и определения

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

**Ближнее резервирование** – наличие на защищаемой ЛЭП (оборудовании) не менее двух устройств релейной защиты, каждое 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.

**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.

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

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

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

**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 ступенчатых резервных защит при всех видах коротких замыканий в пределах защищаемой ЛЭП.

**Телеотключение** – передача на противоположную сторону ЛЭП команды на отключение трех фаз линейных выключателей с запретом АПВ посредством УПАСК.

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

**Устройство резервирования отказа выключателя** – устройство релейной защиты, предназначенное для ликвидации КЗ в случае отказа выключателя, посредством действия на отключение смежных с отказавшим выключателей, а также для ликвидации КЗ в зоне между выключателем и выносным трансформатором тока элемента энергосистемы.

## 2.2. Принятые сокращения

АЛАР – автоматика ликвидации асинхронного режима

АОПН – автоматика ограничения повышения напряжения

АПВ – автоматическое повторное включение

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическими процессами

АТ (Т) – автотрансформатор (трансформатор)

БНН – блокировка при неисправности цепей напряжения

ВН – высшее напряжение

ДЗШ – дифференциальная защита шин

ДФЗ – дифференциально-фазная защиты

ЗНР – защита от неполнофазного режима

КЗ – короткое замыкание

ЛЭП – линия электропередачи

НВЧЗ – направленная высокочастотная защиты

НДЗ – направленная и дифференциально-фазная высокочастотная защита

ОАПВ – однофазное АПВ

ОЭС – объединенная энергосистема

РЗ – релейная защита

РЗА – релейная защита и автоматика

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 РЗ и АПВ

### 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 защиты от междуфазных и однофазных КЗ.

3.1.2. На каждой ЛЭП классом напряжения 330 кВ должны устанавливаться не менее чем два устройства РЗ, реализующих функцию основной защиты. Каждое из установленных устройств РЗ должно иметь в своем составе функцию резервных защит.

На ЛЭП 330 кВ должны устанавливаться три устройства, выполняющих функцию основной защиты, в следующих случаях:

- на ЛЭП, отходящих от атомных электростанций;
- на ЛЭП, при КЗ на которых не обеспечивается принцип дальнего резервирования.

3.1.3. На каждой ЛЭП 500-750 кВ должны устанавливаться три устройства РЗ, выполняющих функцию основной защиты. Каждое из установленных устройств РЗ должно иметь в своем составе функцию резервных защит.

3.1.4. 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.

3.1.5. РЗ на каждой питающей стороне ЛЭП 110-220 кВ, имеющих питание с двух или более сторон, должна включать в себя основную и резервную защиту от междуфазных и однофазных КЗ.

Требование абзаца первого настоящего пункта в части оснащения ЛЭП основной защитой не применяется в отношении ЛЭП классом напряжения 110 кВ, введенных в эксплуатацию до вступления в силу настоящего Положения, за исключением случаев, предусмотренных пунктом 3.1.6.

В случае отсутствия необходимости установки основной защиты на ЛЭП 110 кВ, имеющих питание с двух и более сторон, в соответствии с абзацем вторым настоящего пункта на каждой питающей стороне данной ЛЭП должны устанавливаться два устройства РЗ, в каждом из которых реализована функция ступенчатых защит от всех видов КЗ и токовых защит без выдержки времени.

3.1.6. Если на ЛЭП 110-220 кВ, имеющих питание с двух или более сторон, при выводе из работы основной защиты время отключения КЗ не удовлетворяет требованиям обеспечения устойчивости энергосистемы или нагрузки потребителей, то на данных ЛЭП должны устанавливаться две основные защиты.

3.1.7. Резервная защита ЛЭП должна выполнять функцию дальнего резервирования. Резервная защита должна выполняться ступенчатой по измеряемым параметрам и времени действия.

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

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

3.1.10. 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.

3.1.11. На каждой ЛЭП классом напряжения 110-220 кВ (за исключением кабельных линий) должно предусматриваться ТАПВ. Необходимость обеспечения синхронного включения под нагрузку и применения однофазного АПВ должна быть обоснована проектными решениями.

3.1.12. ТАПВ должно выполняться индивидуальным для каждого выключателя элемента энергосистемы и действовать на включение его трех фаз 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 РЗА (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 РЗА, при действии которых предусмотрена блокировка (запрет) ТАПВ). В целях обеспечения устойчивости при наличии технических обоснований может применяться ускоренное ТАПВ, минимальное время которого должно отстраиваться от технических возможностей выключателей и расчетного времени деионизации воздуха в месте КЗ.

3.1.13. 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.

3.1.14. 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.

3.1.15. Устройства РЗ и АПВ, устанавливаемые на двух сторонах одной ЛЭП, должны удовлетворять требованию совместимости их использования (в части основной защиты).

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

3.1.17. Быстродействие РЗ должно способствовать удовлетворению требований к устойчивости энергосистемы.

3.1.18. На всех ЛЭП, имеющих пофазное управление выключателями и(или) пофазный привод на выключателях, должна предусматриваться ЗНР. ЗНР должна действовать на отключение ЛЭП со всех сторон тремя фазами с запретом АПВ и пуском УРОВ.

3.1.19. 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).

3.1.20. 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.

## **3.2. РЗ АТ (Т)**

3.2.1. На АТ (Т) должны устанавливаться защиты от внутренних, внешних КЗ и от ненормальных режимов их работы.

3.2.2. РЗ АТ (Т) с высшим классом напряжения 110 кВ и выше должна включать основные защиты и резервные защиты от междуфазных КЗ и от однофазных КЗ.

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

3.2.4. Газовая защита АТ (Т) должна иметь по два контакта на струйном и газовом реле (у газового реле для каждой ступени) для возможности их отдельного использования в разных устройствах РЗА. Каждый из двух контактов газового реле (струйного реле) и выходные

контакты технологических защит должны подключаться к разным устройствам РЗА отдельным кабелем.

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

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

3.2.7. Резервные защиты АТ (Т) должны устанавливаться на стороне ВН и СН АТ (Т) для обеспечения согласования резервных защит ЛЭП, работающих на напряжении ВН и СН указанного АТ (Т), дальнего резервирования и резервирования защит шин (ошиновок), посредством которых АТ (Т) подключен к РУ.

Для АТ (Т), имеющих ТТ, встроенные в высоковольтные вводы ВН и СН АТ (Т), резервные защиты должны подключаться к ним при условии обеспечения защиты ошиновки ВН и СН АТ (Т) в случае их одностороннего питания.

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

3.2.9. 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.

3.2.10. 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.

3.2.11. Основные защиты АТ (Т) (газовая, дифференциальная), действующие при внутренних повреждениях на отключение АТ (Т), должны выполнять автоматический пуск пожаротушения (при оснащении АТ (Т) установками пожаротушения) с контролем отсутствия напряжения на АТ (Т).

3.2.12. На ошиновке напряжением 330 кВ и выше АТ (Т) должны устанавливаться два устройства РЗ, в которых реализована функция дифференциальной защиты ошиновки.

3.2.13. Дифференциальная защита ошиновки должна автоматически блокироваться при неисправности цепей переменного тока. В устройстве, в котором выполнена функция дифференциальной защиты ошиновки, должна быть предусмотрена возможность оперативного перевода действия блокировки на сигнал.

3.2.14. 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.

### **3.3. РЗ шин**

3.3.1. 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.

#### **3.4. 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 и отказе выключателя на данной стороне ЛЭП должна обеспечиваться передача команды телеотключения с запретом АПВ на противоположную сторону этой ЛЭП (при наличии каналов для передачи команды телеотключения) и останов ВЧ передатчика (при наличии ДФЗ, НВЧЗ, НДЗ) на данной стороне ЛЭП. С приемной стороны команда реализуется 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 качественного выполнения технических решений по устройствам РЗ и АПВ и более полного учета взаимных интересов Стороны взаимно согласовывают техническое задание на выполнение проектной (рабочей) документации по устройствам РЗ и АПВ межгосударственных ЛЭП.

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 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 Сторонами.

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 короткого замыкания 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 оборудования подстанций и электростанций, примыкающих к межгосударственным линиям электропередачи;

- информацию о минимальном составе оборудования 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 и послеаварийных режимах в нормальной и ремонтных схемах 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) возможность предотвращения нарушения устойчивости энергосистемы.

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, а также при других изменениях в соседних энергосистемах, существенно влияющих на уровень токов КЗ в межгосударственной ЛЭП;

- б) при изменении уставок или управляющих 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 или смежной с ней ЛЭП;
- г) при замене устройств РЗ и АПВ межгосударственных ЛЭП на устройства другого типа.

В случае, если уставки устройств РЗ и АПВ корректируются в связи с изменением режима 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 послеаварийных режимов.

5.1.5. Взаимное согласование уставок оформляется официальными письмами Сторон.

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

5.1.7. Отклонения от требований по п. 5.1.3 согласовываются диспетчерскими центрами, в операционных зонах которых находятся устройства РЗ и АПВ, в двустороннем порядке.

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

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

5.2.2. Координация оперативных переключений в устройствах РЗ и АПВ 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, 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 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, технологический 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 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 операционных зонах 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 ОЭС, влияющем на уставки РЗ и АПВ, 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 РЗ и АПВ имеют возможность выставления заранее нескольких наборов уставок для различных схемно-режимных ситуаций 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 обеих сторонах 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 другой основной защиты или резервной защиты от всех видов повреждений. При отсутствии телеускорения резервной защиты должны быть введены оперативные ускорения резервных защит с выдержкой времени с обеих сторон защищаемой ЛЭП.

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 обеих сторонах 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.

5.2.10. Вывод из работы каналов телеотключения и телеускорения осуществляется со стороны приемника по всем выходным цепям.

5.2.11. Допустимость вывода из работы защит от внутренних повреждений (газовая, дифференциальные защиты) АТ (Т), дифференциальных защит шин (ошиновок), УРОВ на работающем оборудовании регламентируется нормативными документами и оперативными указаниями соответствующей Стороны.

5.2.12. 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).

5.2.13. При 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 5.2.11.

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 или ведении которого находится данное устройство.

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

### **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 сторонам 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.

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 РЗ и АПВ необходимо максимально совмещать с выводом в ремонт защищаемого элемента сети, в том числе при планировании соответствующих работ согласно п. 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.