

**УТВЕРЖДЕНО**

Координационным Советом  
при Электроэнергетическом Совете СНГ  
Протокол № 2 от 15 декабря 2021 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)**

**ИКЭС-ПО-091-2021**

## 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 дальнейшем 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 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 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.

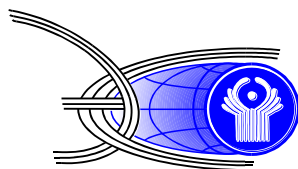
5.3.3. Вывод из работы устройств РЗ и АПВ для технического обслуживания осуществляется во взаимосогласованные сроки, которые включаются в годовой график, разрабатываемый каждой Стороной.

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.



**ПРОТОКОЛ**  
**2-го заседания Координационного совета**  
**при Электроэнергетическом Совете СНГ**

**15 декабря 2021 года**

**г. Москва**

Во 2-м заседании Координационного совета при Электроэнергетическом Совете СНГ в формате видеоконференции приняли участие:

от Азербайджанской Республики – Рзаев Асаф Асад оглы, уполномоченный представитель Министерства энергетики Азербайджанской Республики,

от Республики Армения – Варданян Акоп Гагикович, член Координационного совета при ЭЭС СНГ, заместитель Министра территориального управления и инфраструктур Республики Армения,

от Республики Беларусь – Мороз Денис Равильевич, член Координационного совета при ЭЭС СНГ, заместитель Министра энергетики Республики Беларусь,

от Республики Казахстан – Нурмаганбетов Жандос Демесинович, вице-министр энергетики Республики Казахстан,

от Кыргызской Республики – Эсенгулов Мирбек Омурбекович, уполномоченный представитель Министерства энергетики и промышленности Кыргызской Республики,

от Российской Федерации – Сниккарс Павел Николаевич, Председатель Координационного совета при ЭЭС СНГ, заместитель Министра энергетики Российской Федерации,

от Республики Таджикистан – Шоимзода Джамшед Шоди, член Координационного совета при ЭЭС СНГ, первый заместитель Министра энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан,

от Республики Узбекистан – Ходжаев Шерзод Хикматуллаевич, член Координационного совета при ЭЭС СНГ, заместитель Министра энергетики Республики Узбекистан,

а также руководители Рабочих групп Электроэнергетического Совета СНГ, сотрудники Исполнительного комитета СНГ, Евразийской



**5.3. О проекте Положения о системе релейной защиты и автоматическом повторном включении межгосударственных линий электропередачи (ЛЭП) и смежных с этими ЛЭП систем (секций) шин и автотрансформаторов (трансформаторов).**

**Решили:**

1. Утвердить Положение о системе релейной защиты и автоматическом повторном включении межгосударственных линий электропередачи (ЛЭП) и смежных с этими ЛЭП систем (секций) шин и автотрансформаторов (трансформаторов) (**Приложение 5**).

2. Внести на рассмотрение 59-го заседания Электроэнергетического Совета СНГ вопрос о признании утратившим силу Положения о релейной защите (РЗ) и автоматическом повторном включении (АПВ) межгосударственных линий электропередачи (ЛЭП) и смежных с этими ЛЭП систем шин и автотрансформаторов (АТ), утвержденного Решением 36-го заседания ЭЭС СНГ от 24 октября 2009 года.

3. Рекомендовать профильным министерствами национальным электроэнергетическим компаниям государств – участников СНГ руководствоваться Положением о системе релейной защиты и автоматическом повторном включении межгосударственных линий электропередачи (ЛЭП) и смежных с этими ЛЭП систем (секций) шин и автотрансформаторов (трансформаторов) в своей деятельности и при разработке соответствующих документов государств-участников СНГ.

**6. О проекте Плана по реализации Меморандума о взаимопонимании между Электроэнергетическим Советом СНГ и Европейской Экономической Комиссией ООН на 2021-2025 годы.**

**Выступили:** Кузько И.А., Сниккарс П.Н., Кули-заде А.М.,

**Решили:**

1. Одобрить проект Плана по реализации Меморандума о взаимопонимании между Электроэнергетическим Советом СНГ и Европейской Экономической Комиссией ООН на 2021-2025 годы (**Приложение 6**).

2. Принять к сведению одобрение и принятие Комитетом по устойчивой энергетике ЕЭК ООН подпрограммы ЕЭК ООН, в рамках которой будет осуществляться реализация совместных мероприятий.

3. Рекомендовать Электроэнергетическому Совету СНГ утвердить на очередном заседании План по реализации Меморандума о взаимопонимании между Электроэнергетическим Советом СНГ и Европейской Экономической Комиссией ООН на 2021-2025 годы.

**7. О полномочиях Координационного совета при Электроэнергетическом Совете СНГ.**

**Выступили:** Сниккарс П.Н.

Электроэнергетического Совета СНГ и членам Координационного Совета при ЭЭС СНГ его заверенную копию.

**Председатель  
Координационного совета при ЭЭС СНГ**

A handwritten signature in blue ink, consisting of a large, stylized initial 'P' followed by a surname, and a separate signature 'Кузько' below it.

**П.Н. Сниккарс**

**Председатель  
Исполнительного комитета ЭЭС СНГ**

**И.А. Кузько**