Приложение 2 к Приказу
ПАО «РусГидро»
от 17.04.2023 **№** 255

ТИПОВЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ ПРИ СОЗДАНИИ (МОДЕРНИЗАЦИИ) РЗА ПРИСОЕДИНЕНИЙ ГЛАВНЫХ СХЕМ ВСЕХ КЛАССОВ НАПРЯЖЕНИЯ ГЭС

ТИПОВЫЕ ПРОЕКТНЫЕ РЕШЕНИЯ ПАО «РУСГИДРО»

Раздел 1. Пояснительная записка
Часть 2. Релейная защита и автоматика подстанционного оборудования

87-07-2015-РЗА.ТПР1.2

2022

Содержание

1 Общие требования 3
2 Требования к составу и объему защит и автоматики 6
2.1 Требования к устройствам РЗА сети 330-500 кВ 6
2.2 Требования к устройствам РЗА сети 110-220 кВ 13
2.3 Требования к устройствам РЗА сети 6-35 кВ 21
2.4 Требования к пожаротушению АТ, Т, ШР 24
3 Требования к функциям защит и автоматики 26
4 Требования к функционированию устройств РЗА 89
4.1 Требования к функционированию контроллера присоединений 110-500 кВ.....89
4.2 Требования к функционированию защит линий 110-500 кВ.....93
4.3 Требования к функционированию защит автотрансформаторов 220-500 кВ, трансформаторов 110-220 кВ, шунтирующих реакторов 330-500 кВ 99
4.4 Требования к функционированию защит шин, ошиновки 110-500 кВ.....104
4.5 Требования к функционированию релейных защит и сетевой автоматики сети 6-35 кВ 105
5 Библиография 110
6 Список сокращений 112
7 Рекомендуемый перечень команд телеускорения и телеотключения ЛЭП 110 кВ и выше. 114

1 Общие требования

1.1 Устройства РЗА ЛЭП и оборудования должны соответствовать требованиям [1], [2], [15], [16], [18] и настоящим ТПР, руководствуясь более жесткими требованиями, содержащимися в указанных документах.

1.2 На каждом элементе сети должна быть предусмотрена защита, предназначенная для:

– автоматического отключения поврежденного элемента от остальной, неповрежденной части электрической системы с помощью выключателей; если повреждение (например, замыкание на землю в сетях с изолированной нейтралью) непосредственно не нарушает работу электрической системы, допускается действие релейной защиты только на сигнал;

– реагирования на опасные, ненормальные режимы работы элементов электрической системы. В зависимости от режима работы и условий эксплуатации электроустановки релейная защита должна быть выполнена с действием на сигнал или на отключение тех элементов, оставление которых в работе может привести к возникновению повреждения.

1.3 Устройства релейной защиты должны обеспечивать наименьшее возможное время отключения КЗ в целях сохранения бесперебойной работы неповрежденной части системы (устойчивая работа электрической системы и электроустановок потребителей, обеспечение возможности восстановления нормальной работы путем успешного действия АПВ и АВР, самозапуска электродвигателей и пр.) и ограничения области и степени повреждения элемента.

1.4 В процессе проектирования новых РУ и при реконструкции РУ (при конструктивной возможности) расстановку ТТ и подключение МП защит к ТТ необходимо выполнять с исключением «мертвых зон» выявления КЗ.

1.5 Релейная защита, действующая на отключение, как правило, должна обеспечивать селективность действия, с тем, чтобы при повреждении какого-либо элемента электроустановки отключался только этот поврежденный элемент.

1.6 Надежность релейной защиты и сетевой автоматики электрической сети должна обеспечиваться эффективным резервированием построения комплекса.

Должны применяться следующие виды резервирования:

– ближнее резервирование в качестве основного вида;

– дальнее резервирование в качестве дополнительного к ближнему резервированию.

1.7 Ближнее резервирование должно осуществляться установкой двух комплектов защит (комплектов основных и резервных защит). Комплекты защит должны быть выполнены на полностью автономных комплектах (по измерительным, питающим, выходным цепям, интерфейсам связи с АСУ ТП и локальными устройствами автоматики).

1.8 Основные и резервные защиты каждого элемента сети должны включаться на разные вторичные обмотки ТТ. Устройство РЗА ЛЭП (оборудования) должно иметь отдельные входы для подключения к вторичным обмоткам разных трансформаторов тока (с использованием «программного» суммирования).

1.9 По цепям питания защит от ТН должно предусматриваться резервирование с ручным или автоматическим переводом цепей на другой ТН. Перевод цепей напряжения должен производиться в отдельном шкафу. При наличии на присоединении (системе, секции шин) двух ТН резервируемые комплекты защит необходимо подключать на разные ТН.

1.10 В случае, если на данном присоединении установлен один ТН и его цепи резервируются ТН другого присоединения, при отключении которого возможна ложная работа защит данного присоединения из-за потери цепей напряжения, проектом должны

предусматриваться дополнительные мероприятия, не допускающие ложную работу указанных защит.

1.11 При наличии двух электромагнитов отключения выключателя действие каждого комплекта защит должно предусматриваться на оба электромагнита.

1.12 На сборных шинах при наличии ТТ с двух сторон выключателей схема релейной защиты должна выполняться так, чтобы выключатель входил в зону действия ДЗШ и в зону действия защиты присоединения.

1.13 Взаимно резервируемые кабели должны прокладываться так, чтобы была исключена возможность одновременной их потери (например, при пожаре).

1.14 В одном кабеле не должны прокладываться взаимно резервируемые цепи.

1.15 Питание основных и резервных защит постоянным оперативным током должно осуществляться от СОПТ напряжением 220 В. При наличии двух аккумуляторных батарей - от разных аккумуляторных батарей и через разные шкафы распределения оперативного тока. При наличии одной аккумуляторной батареи – от двух разных секций щита постоянного тока, каждая из которых имеет отдельные вводы от аккумуляторной батареи.

1.16 Резервная защита должна выполнять функции дальнего резервирования смежных элементов сети и оборудования. Если дальнее резервирование не обеспечивается, должны предусматриваться меры по усилению ближнего резервирования смежного элемента.

1.17 Функции РЗА, которые по принципу действия могут сработать ложно при неисправности цепей напряжения, должны контролироваться БНН. БНН должна действовать на блокировку функций РЗА, которые могут сработать ложно при неисправности цепей напряжения.

Функции РЗА, которые по принципу действия могут сработать излишне при неисправности цепей напряжения, должны контролироваться БНН.

1.18 Защиты, имеющие токовые цепи, неисправность которых может привести к неправильному действию защиты, должны при наличии технической возможности блокироваться при нарушении токовых цепей.

1.19 Дистанционные защиты должны иметь автоматическую блокировку ступеней, которые могут неправильно работать при качаниях в энергосистеме.

1.20 Должны быть разработаны специальные мероприятия против возможного ложного отключения выключателя защитой вследствие несимметрии тока из-за неодновременного включения фаз выключателя.

1.21 Все устройства релейной защиты основного оборудования и ЛЭП должны быть выполнены на микропроцессорной элементной базе и иметь стандартные интерфейсы и протоколы передачи данных МЭК 61850.

1.22 Информация о работе устройств РЗА передается в АСУ ТП цифровыми каналами связи.

1.23 Все устройства релейной защиты должны иметь встроенные регистраторы аварийных событий и системы цифрового осциллографирования, поддерживающие функцию автоматической передачи осциллограмм в стандартных форматах с помощью открытых протоколов обмена и функции дистанционного управления, защищенные системой доступа[1]. Положение всех переключающих устройств (в т.ч. в выходных цепях), параметры устройств РЗА и их изменение должно регистрироваться в устройствах РЗА и фиксироваться в АСУ ТП.

1.24 Должна быть предусмотрена возможность оперативного вывода/ввода цепей переменного тока, цепей переменного напряжения и выходных цепей устройства РЗА (за исключением цепей сигнализации) без отсоединения проводов на клеммах панели (шкафа) посредством установленных в этих цепях соответствующих оперативных переключающих устройств.

[1] Система доступа - совокупность программных и технических средств, разграничивающих доступ к информации, предоставляемой средствами вычислительной техники или автоматизированными системами

1.25 Оперативное управление устройствами РЗА должно предусматриваться:

– по месту:

1) с помощью «электронных ключей»: ввод/вывод функций в устройствах РЗА;

2) с помощью кнопок на панели терминала: управление выключателем;

3) с помощью переключающих устройств, устанавливаемых на шкафах (или на дверях шкафов) РЗА: остальные функции, не относящиеся к п.п. 1 и 2 (например, группа уставок, перевод ГЗ на сигнал и т.д.).

– дистанционно – с помощью средств АСУ ТП.

1.26 На всех ЛЭП (оборудовании), имеющих пофазное управление выключателями, должна предусматриваться защита от неполнофазного режима. Защита от неполнофазного режима должна действовать на отключение ЛЭП (оборудования) со всех сторон тремя фазами с запретом АПВ и пуском УРОВ.

1.27 Технические характеристики устройства РЗА должны содержать сведения о минимально необходимом сроке достоверного измерения значения тока, при котором обеспечивается правильная работа функций РЗ, реализованных в устройстве РЗА, в переходных режимах, сопровождающихся насыщением ТТ.

1.28 Требования по организации каналов связи для функционирования РЗА.

1.28.1. Создаваемые для обеспечения функционирования релейной защиты и автоматики каналы связи должны соответствовать Требованиям к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики, введенным в действие Приказом Минэнерго РФ от 13.02.2019 г. №97 «Об утверждении требований к каналам связи для функционирования релейной защиты и автоматики»

1.29 Требования к внутренней функции встроенных регистраторов аварийных событий и журналу событий должны соответствовать требованиям, изложенным в томе 87-07-2015-РЗА.ТПР1.1.

1.30 В разделе 7 приведён рекомендуемый перечень команд телеускорения и телеотключения ЛЭП 110 кВ и выше.

2 Требования к составу и объему защит и автоматики

2.1 Требования к устройствам РЗА сети 330-500 кВ

2.1.1 Требования к составу функций контроллера присоединения 330-500 кВ

2.1.1.1 КП предназначен для сбора, обработки аналоговых сигналов, сигналов о состоянии оборудования по присоединению и управления коммутационными аппаратами с организацией блокировок, а также для обмена данными с верхними уровнями АСУ ТП по цифровым каналам связи [7].

Требования к микропроцессорным терминалам контроллеров присоединения аналогичны требованиям к микропроцессорным устройствам РЗА, приведенным в 87-07-2015-РЗА.ТПР1.1.

2.1.1.2 Для каждого выключателя предусматривается отдельное устройство КП.

2.1.1.3 Функции, реализуемые в составе КП:

– АУВ пофазная;
– защита от непереключения фаз;
– защита от неполнофазного режима;
– трехфазное автоматическое повторное включение;
– полуавтоматическое оперативное включение;
– логика ведущего/ведомого выключателей с возможностью оперативного изменения назначений (опционально);
– индивидуальное пофазное УРОВ;
– устройство фиксации отключения выключателя;
– оперативные блокировки управления коммутационными аппаратами (как на основе собственных контролируемых параметров/сигналов, так и на основе параметров/сигналов, получаемых по цифровым каналам связи от смежных устройств, в том числе и посредством GOOSE-сообщений) [8];
– управление двигателями заводки пружин, насосами;
– пофазный мониторинг и сигнализацию коммутационных устройств присоединения;
– управление коммутационными аппаратами присоединения с помощью функциональных клавиш и мнемосхемы на дисплее терминала (резервный способ управления при неисправном верхнем уровне АСУ ТП);
– расчет коммутационного ресурса выключателя в соответствии с требованиями [5], [14];
– расчет механического ресурса коммутационных аппаратов (циклов включение-отключение);
– обмен информацией между устройствами и верхним уровнем АСУ ТП по цифровым протоколам IEC 61850-8-1, IEC 61850-9-2.

2.1.1.4 На терминале КП должно быть графическое отображение присоединения (части главной схемы станции, управляемой терминалом), с указанием состояния коммутационных устройств и их оперативных наименований, измеряемых и расчетных величин (с учетом класса точности ТТ и ТН).

2.1.1.5 Для оперативного управления присоединением в нештатных ситуациях должно предусматриваться деблокирование. Деблокирование должно осуществляться по каждой группе управляемых коммутационных аппаратов. При деблокировании запрещающие сигналы алгоритмов оперативной блокировки коммутационных аппаратов деблокируются.

Деблокирование должно осуществляться формированием сигнала деблокирования с дискретного входа терминала от ключа деблокирования.

2.1.1.6 В составе КП в цепях ЭМВ, ЭМО1 и ЭМО2 должен быть предусмотрен контроль и защита от длительного протекания тока.

2.1.1.7 Контроллер присоединения должен соответствовать требованиям [7]. В части оперативной блокировки должны удовлетворяться требования [8].

2.1.1.8 Контроллер присоединения должен предусматривать прием сигналов от датчика контроля плотности элегаза в выключателе, ТТ и ТН (сигнальная и аварийная ступени).

2.1.1.9 На один коммутационный аппарат должны предусматриваться входные и выходные дискретные сигналы (команды управления), перечень которых приводится в таблице 1 [9].

Таблица 1 – Тип и количество сигналов управления для одного коммутационного аппарата 330-500 кВ

Вход/выход	Наименование	Пофазный привод
Входа терминала	Включен	3
	Отключен	3
	Местное управление	1*
	Готовность привода	1***
	Неисправность обогрева	1*
	Низкое давление элегаза	2***
	Неисправность питания	1*
Выходы терминала	Включить	3**
	Отключить	3**
	Разрешить управление (****)	1**(****)
*- выполняются пофазно, но объединяется на входе терминала КП; **- один сигнал действует пофазно; *** - только для выключателя; **** - только для Р и ЗН.		

2.1.1.10 На напряжении 330-500 кВ УРОВ должен устанавливаться во всех случаях.

2.1.1.11 На ЛЭП, по которым возможна синхронизация несинхронно работающих частей энергосистемы, должны предусматриваться функции ТАПВ с улавливанием синхронизма с возможностью его использования для полуавтоматического включения в транзит с улавливанием синхронизма.

2.1.2 Требования к составу защит линии 330-500 кВ

2.1.2.1 Требования к составу защит линии приведены в соответствии с [1], [2], [3], [15], [16].

2.1.2.2 На каждой стороне ЛЭП 330-500 кВ должен устанавливаться комплекс РЗА, состоящий не менее чем из двух устройств релейной защиты. При этом микропроцессорный терминал релейной защиты, независимо от количества выполняемых функций, является одним устройством релейной защиты.

2.1.2.3 Все устройства РЗ должны реализовывать функцию основной защиты от всех видов КЗ. При этом должны рассматриваться следующие варианты:

– ВЧ защита ДФЗ с функциями ступенчатых защит (ДФЗ+СЗ) и комплект ступенчатых защит (ДЗ и ТНЗПН) с передачей и приемом разрешающих сигналов (КСЗ РС);

– продольная дифференциальная защита с функциями ступенчатых защит с ТО, ТУ (ДЗЛ+СЗ) и комплект ступенчатых защит с передачей и приемом разрешающих сигналов (КСЗ РС);

– ВЧ защита ДФЗ с функциями ступенчатых защит (ДФЗ+СЗ) и продольная дифференциальная защита с функциями ступенчатых защит с ТО, ТУ (ДЗЛ+СЗ);

– установка двух комплектов продольной дифференциальной защиты с функциями ступенчатых защит с ТО, ТУ (ДЗЛ+СЗ).

При наличии ВОЛС предпочтение должно отдаваться ДЗЛ.

Передача сигналов и команд с устройств РЗ, осуществляющих функцию основной защиты ЛЭП, должна быть организована по выделенным каналам, независимым от каналов связи, используемых для передачи сигналов и команд с других устройств РЗ этой же ЛЭП.

2.1.2.4 Три устройства релейной защиты должны устанавливаться в обязательном порядке в следующих случаях:

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

При этом, каждый комплект релейной защиты указанных ЛЭП должен реализовывать функцию основной защиты.

В случае установки КСЗ с передачей и приемом РС в качестве третьего устройства РЗА следует использовать сигналы, аппаратуру и каналы связи, задействованные для вариантов ДФЗ+КСЗ РС, или ДЗЛ +КСЗ РС.

Допускается совмещать в одном канале связи передачу и прием сигналов и команд от СЗ, входящих в комплект основных защит (ДЗЛ+СЗ, ДФЗ+СЗ) и работу полукомплектов ДЗЛ, ДФЗ. Не создавать дополнительный ВЧКС для резервирования передачи сигналов и команд между полукомплектами основных защит.

2.1.2.5 На ЛЭП 330-500 кВ должны устанавливаться устройства передачи команд по высокочастотному каналу по ЛЭП (ВЧКС) или по волоконно-оптическим линиям связи (ВОЛС) для обеспечения быстрого отключения ЛЭП с двух сторон (телеускорение) от резервных защит, а также для передачи команд телеотключения и сигналов противоаварийной автоматики. Использование для этих целей кабельных линий связи (КЛС) должно быть обосновано при проектировании.

2.1.2.6 Каждый КСЗ должен содержать дистанционную защиту, ТНЗНП, МФТО, аварийную МТЗ.

2.1.2.7 В комплектах ступенчатых защит ЛЭП 330-750 кВ должна предусматриваться токовая защита ошиновки ЛЭП от всех видов КЗ, вводимая в работу автоматически при отключении линейного разъединителя и действующая на отключение выключателей данной ЛЭП и пуск УРОВ.

2.1.2.8 Все комплекты РЗ ЛЭП должны обеспечивать передачу и прием команд телеотключения и телеускорения на противоположный конец ЛЭП, а в случае использования ВЧ защиты и останов передатчика ВЧ защиты.

2.1.2.9 На ступенчатых защитах от междуфазных КЗ и от КЗ на землю, действующих с выдержкой времени и охватывающих всю длину ЛЭП, должно предусматриваться оперативное и автоматическое ускорение ступеней, используемое при опробовании ЛЭП и оборудования напряжением, и выбор ускоряемых ступеней.

При автоматическом ускорении защиты после включения выключателя должны быть приняты меры, исключающие возможность отключения выключателя защитой из-за кратковременной несимметрии, обусловленной неодновременностью включения фаз

выключателя. Время ввода автоматического ускорения защиты не должно приводить к ложному отключению ЛЭП при замыкании ее в транзит. Не следует ускорять защиты после включения выключателя, когда линия уже включена под напряжение другим своим выключателем.

2.1.2.10 Дистанционные защиты должны иметь автоматическую блокировку ступеней, которые могут неправильно работать при синхронных качаниях в энергосистеме (далее - блокировка при качаниях). Допускается не блокировать ступени защит, если они отстроены от синхронных качаний по времени.

2.1.2.11 На линиях 330-750 кВ следует предусматривать защиту от неполнофазных режимов, возникающих при отключении или включении выключателей линии не всеми фазами, действующую:

- на отключение трех фаз ЛЭП с запретом ТАПВ, пуском УРОВ, остановом высокочастотного передатчика дифференциально-фазной защиты (при ее использовании в качестве основной защиты ЛЭП) на данном конце ЛЭП;
- на пуск команды телеотключения выключателей противоположного конца ЛЭП с запретом их ТАПВ.

2.1.2.12 На каждой стороне ЛЭП в составе устройства РЗ

должна быть реализована функция определения места повреждения на линии.

При использовании ДЗЛ в качестве основной защиты должна быть предусмотрена функция ОМП методом двустороннего замера.

Кроме того, ЛЭП длиной 20 километров и более, должна оснащаться автономным устройством определения места повреждения на линии.

2.1.2.13 Основные защиты и автоматики, устанавливаемые на одной ЛЭП со всех ее сторон, должны удовлетворять требованию функциональной и аппаратной совместимости.

Резервные защиты ВЛ должны удовлетворять требованию совместимости в части согласования их характеристик с характеристиками резервных защит оборудования прилегающей сети.

2.1.2.14 На линиях напряжением 330-500 кВ должно применяться ОАПВ в составе функций устройства РЗА ВЛ.

2.1.2.15 Для линий с ОАПВ каждый из комплектов основной защиты должен иметь логику однофазного/трехфазного отключения выключателей и возможность перевода ее на отключение трех фаз.

2.1.2.16 На каждой ЛЭП классом напряжения 330 кВ и выше (за исключением КЛ) должно предусматриваться: трехфазное АПВ, которое должно обеспечивать возможность однократного опробования ЛЭП напряжением и синхронного включения под нагрузку; однофазное однократное АПВ.

2.1.2.17 ТАПВ следует предусматривать отдельно на каждый выключатель с учетом поочередного включения выключателей (при подключении ВЛ через два выключателя).

2.1.2.18 Резервные защиты ЛЭП должны иметь в своем составе функцию ненаправленной токовой защиты от всех видов КЗ, вводимую автоматически при срабатывании БНН при отсутствии возможности селективной и чувствительной защиты данной ЛЭП другими устройствами РЗА, выполняющими функцию ближнего резервирования (далее - аварийная МТЗ). При использовании аварийной МТЗ БНН должна действовать на блокировку защит ЛЭП, которые могут сработать излишне при неисправности цепей напряжения.

2.1.2.19 Должна быть обеспечена блокировка функции ДЗЛ во всех функционально связанных устройствах РЗА при неисправности одного из устройств РЗА, в котором реализована функция ДЗЛ или канала связи ДЗЛ

2.1.3 Требования к составу защит АТ связи 330-500 кВ

2.1.3.1 На АТ необходимо предусматривать защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы [1], [2], [11], [15], [16]:

– однофазных КЗ на обмотке и выводах;
– многофазных КЗ на обмотках и выводах
– витковых замыканий в обмотках;
– токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
– токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
– частичного пробоя изоляции вводов высшего и среднего напряжения;
– понижения уровня масла.

2.1.3.2 На АТ должны быть предусмотрены следующие виды РЗА [1], [2], [3], [11], [15], [16]:

– два комплекта ДЗТ;
– газовые защиты, в т.ч. линейного регулировочного трансформатора (при его установке);
– защита РПН с использованием струйных реле;
– резервные защиты на сторонах ВН, СН, НН (при наличии ДЗО НН для ее резервирования);
– защита ввода НН;
– КИВ стороны СН 220 кВ, ВН 330-500 кВ, действующие через каждый комплект основных защит АТ;
– защита от перегрузки;
– два комплекта дифференциальной защиты ошиновки ДЗО ВН АТ (при подключении стороны 330-500 кВ к шинам через два выключателя и более или через кабельную вставку напряжением 330 кВ и выше));
– комплект ДЗО СН (при подключении стороны 110-220кВ к шинам через два выключателя и более или через кабельную вставку);
– ДЗО НН, действующая через каждое устройство РЗА, в котором реализована функция ДЗТ АТ, с включением в зону ее действия токоограничивающего реактора, линейного регулировочного трансформатора, при наличии;
– автоматика регулирования РПН;
– контроль изоляции обмотки НН;
– устройство резервирования при отказе выключателя ВН и/или СН при повреждении за токоограничивающим реактором на стороне НН при недостаточной чувствительности реле тока УРОВ ВН (СН) к такому повреждению;
– технологические защиты и автоматика.

2.1.3.3 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.

2.1.3.4 Дистанционные защиты должны блокироваться при неисправности цепей напряжения. Дистанционные защиты должны иметь автоматическую блокировку ступеней (БК), которые могут неправильно работать при синхронных качаниях в энергосистеме. Допускается не блокировать ступени защит, если они отстроены от синхронных качаний по времени.

2.1.3.5 Резервные защиты должны иметь автоматическое и оперативное ускорение отдельных ступеней. При проектировании защит АТ необходимо производить расчет

чувствительности защит при одностороннем питании АТ. В случае недостаточной чувствительности необходимо разрабатывать дополнительные мероприятия.

2.1.3.6 На стороне НН АТ должна устанавливаться максимальная токовая защита с возможностью пуска по напряжению (входит в состав устройства защит ввода НН).

При наличии ДЗО НН максимальная токовая защита с возможностью пуска по напряжению также должна предусматриваться в составе комплекта основных защит.

2.1.3.7 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.

2.1.3.8 Цепи оперативного тока газовой защиты и технологических защит, действующие на отключение АТ (Т) должны иметь устройство контроля изоляции цепей оперативного тока, действующее в случае неисправности цепей на сигнал.

2.1.3.9 Отключающие ступени газовой защиты должны иметь возможность перевода на сигнал и сигнальные ступени на отключение.

2.1.3.10 При применении на АТ системы пожаротушения должна быть предусмотрена автоматика пуска пожаротушения (АППож).

Автоматический пуск пожаротушения трансформатора должен предусматриваться от основных защит (газовой, дифференциальной), действующих при внутренних повреждениях на отключение трансформатора.

Пуск автоматической установки пожаротушения трансформатора должен производиться только после снятия напряжения.

2.1.3.11 Резервные защиты АТ связи 330-500 кВ должны иметь в своем составе функцию ненаправленной токовой защиты от всех видов КЗ, вводимую автоматически при срабатывании БНН при отсутствии возможности селективной и чувствительной защиты оборудования другими устройствами РЗА, выполняющими функцию ближнего резервирования (далее - аварийная МТЗ). При использовании аварийной МТЗ БНН должна действовать на блокировку защит оборудования, которые могут сработать излишне при неисправности цепей напряжения.

2.1.4 Требования к составу защит шунтирующего реактора 330-500 кВ

2.1.4.1 На ШР необходимо предусматривать защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы [1], [2], [15], [16]:

- однофазных КЗ в обмотках и на выводах;
- витковых замыканий в обмотках;
- частичного пробоя изоляции вводов высокого напряжения;
- понижения уровня масла.

2.1.4.2 На ШР 330 (500) кВ должны быть предусмотрены следующие защиты [1], [2], [3], [15], [16]:

- два комплекта продольной ДТЗ;
- два комплекта поперечной ДТЗ;
- газовая защита;
- КИВ;
- технологические защиты и автоматика.

2.1.4.3 Для поперечной ДТЗ должны быть предусмотрены ТТ, встроенные в выводы нейтрали реактора.

2.1.5 Требования к составу защит сборных шин 330-500 кВ

2.1.5.1 Требования приведены в соответствии с [1], [2], [3], [15], [16].

2.1.5.2 На каждой системе (секции) шин напряжением 330 кВ и выше должны устанавливаться по две ДЗШ.

2.1.5.3 В схемах распредустройств с подключением каждого из присоединений через один выключатель, ДЗШ выполняется одним устройством на две СШ (секции). При этом должно обеспечиваться селективное отключение поврежденной СШ (секции).

2.1.5.4 Для двойной системы шин с одним выключателем на присоединение ДЗШ должна выполняться по схеме для фиксированного распределения присоединений. При этом в ДЗШ должна предусматриваться возможность изменения фиксации токовых и оперативных цепей при переводе присоединений с одной системы шин на другую

2.1.5.5 Выключатели присоединений должны входить в зону ДЗШ. При наличии измерительных трансформаторов тока с двух сторон выключателя выключатель должен входить в зону действия ДЗШ и в зону действия защиты присоединения.

2.1.5.6 Защиту шин стоит выполнять так, чтобы при опробовании поврежденной системы (секции) шин обеспечивалось селективное отключение системы (секции) без выдержки времени.

2.1.5.7 ДЗШ должна иметь контроль исправности токовых цепей, действующий на блокирование ДЗШ и сигнализацию, с контролем целостности нулевых проводов. Должна быть предусмотрена возможность оперативного перевода действия блокировки на сигнал.

2.1.5.8 Должны предусматриваться проектные решения, исключающие возможность ложного срабатывания дифференциальной защиты шин (ошиновок) при выполнении операций в токовых цепях без вывода ее из работы.

2.1.5.9 В схеме ДЗШ должна быть предусмотрена возможность вывода защиты из работы. Вывод должен производиться отключающими устройствами (переключателями и испытательными блоками) без отсоединения проводов на клеммах по цепям тока, напряжения, отключения выключателей, пуска УРОВ.

2.1.5.10 На сборных шинах должно быть предусмотрено АПВ (в составе функций устройств КП).

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

2.1.6 Требования к составу защит и автоматики ШСВ и СВ 330-500 кВ

2.1.6.1 Релейная защита ШСВ и СВ должна выполняться так, чтобы ее можно было использовать при опробовании напряжением системы шин и элементов, подключенных к шинам.

2.1.6.2 На ШСВ и СВ должна быть предусмотрена ступенчатая защита от междуфазных и от однофазных замыканий (ступенчатая токовая защита, ТЗНП).

2.1.6.3 При проектном обосновании допускается установка более сложных защит на ШСВ (СВ), если это требуется для повышения эффективности дальнего резервирования.

2.1.6.4 Резервная защита шиносоединительного, секционного выключателей должна выполнять функцию дальнего резервирования.

2.2 Требования к устройствам РЗА сети 110-220 кВ

2.2.1 Требования к составу функций контроллера присоединения 110-220 кВ

2.2.1.1 КП предназначен для сбора, обработки аналоговых сигналов, сигналов о состоянии оборудования по присоединению и управления коммутационными аппаратами с организацией блокировок, а также обмена данными с верхними уровнями АСУ ТП по цифровым каналам связи [7].

Требования к микропроцессорным терминалам контроллеров присоединения аналогичны требованиям к микропроцессорным устройствам РЗА, приведенным в 87-07-2015-РЗА.ТПР1.1.

2.2.1.2 Для каждого выключателя (включая ШСВ и ОВ) предусматривается отдельное устройство КП.

2.2.1.3 Функции, реализуемые в составе КП:

– АУВ трехфазная (однофазная с трехфазным управлением);

– трехфазное автоматическое повторное включение;

– защита от непереключения фаз;

– защита от неполнофазного режима на ЛЭП, имеющих выключатели с пофазным приводом.

– индивидуальное трехфазное УРОВ;

однофазный УРОВ (для ЛЭП с ОАПВ).

мониторинг и сигнализацию коммутационных устройств присоединения;

– оперативные блокировки управления коммутационными аппаратами (как на основе собственных контролируемых параметров/сигналов, так и на основе параметров/сигналов, получаемых по цифровым каналам связи от смежных устройств, в том числе и посредством GOOSE-сообщений) [8];

– управление коммутационными аппаратами присоединения с помощью функциональных клавиш и мнемосхемы на дисплее терминала (резервный способ управления при неисправном верхнем уровне АСУ ТП);

– расчет коммутационного ресурса выключателя в соответствии с требованиями [5], [14];

– расчет механического ресурса коммутационных аппаратов (циклов включение-отключение);

– обмен информацией между устройствами и верхним уровнем АСУ ТП по цифровым протоколам IEC 61850-8-1, IEC 61850-9-2;

– максимальная токовая защита (опционально).

2.2.1.4 В составе КП в цепях ЭМВ, ЭМО1 и ЭМО2 должен быть предусмотрен контроль и защита от длительного протекания тока.

2.2.1.5 На КП должно быть графическое отображение присоединения (части главной схемы станции управляемой терминалом), с указанием состояния коммутационных устройств, измеряемых величин тока пофазно, напряжения, активной и реактивной мощности, частоты, а также других вычисляемых величин.

2.2.1.6 Для оперативного управления присоединением в нештатных ситуациях должно предусматриваться деблокирование. Деблокирование должно осуществляться по каждой группе управляемых коммутационных аппаратов. При деблокировании запрещающие сигналы алгоритмов оперативной блокировки коммутационных аппаратов деблокируются.

Деблокирование должно осуществляться формированием сигнала деблокирования с дискретного входа терминала от ключа деблокирования.

2.2.1.7 Контроллер присоединения должен соответствовать требованиям [7]. В части оперативной блокировки должны удовлетворяться требования [8].

2.2.1.8 Контроллер присоединения должен предусматривать прием сигналов от датчика контроля плотности элегаза в выключателе, ТТ и ТН (сигнальная и аварийная ступени).

2.2.1.9 На один коммутационный аппарат должны предусматриваться входные и выходные дискретные сигналы (команды управления), перечень которых приводится в таблице 2 [9].

Таблица 2 – Тип и количество сигналов для одного коммутационного аппарата 110-220 кВ

Вход/выход	**Наименование**	**Трехфазный привод**	**Пофазный привод**
Входа терминала	Включен	1	3
	Отключено	1	3
	Дистанционное	1	1*
	Готовность привода	1***	1***
	Неисправность обогрева	1	1*
	Низкое давление элегаза	2***	2***
	Неисправность питания	1	1*
Выходы терминала	Включить	1	1**
	Отключить	1	1**
	Разрешить управление	1****	1**(****)
*- выполняется пофазно, но объединяется на входе терминала КП; **- один сигнал действует на все фазы; *** - только для выключателя; **** - только для Р и ЗН.			

2.2.1.10 На напряжении 110-220 кВ УРОВ должен устанавливаться во всех случаях.

2.2.1.11 На всех ЛЭП (оборудовании), имеющих пофазное управление выключателями (пофазный привод и трехфазное управление) должна предусматриваться защита от неполнофазного режима. Защита от неполнофазного режима должна действовать на отключение ЛЭП (оборудования) со всех сторон тремя фазами с запретом АПВ и пуском УРОВ (на ЛЭП – и с пуском команды телеотключения, остановом передатчика ВЧ защиты (при ее использовании в качестве основной защиты ЛЭП)).

2.2.2 Требования к составу защит линии 110-220 кВ

2.2.2.1 Требования к составу защит линии приводятся в соответствии с [1], [2], [3], [15], [16].

2.2.2.2 На линиях с двухсторонним питанием должны устанавливаться две независимые защиты от всех видов повреждения: основная защита с абсолютной селективностью и комплект ступенчатых защит (резервная защита). Должны быть предусмотрены меры по отстройке основных защит от КЗ за силовыми Т ответвительных подстанций.

2.2.2.3 На линиях с двухсторонним питанием устройства РЗА, осуществляющие функцию основной защиты ЛЭП, должны обеспечивать передачу и прием команды телеотключения и сигнала телеускорения, а в случае использования высокочастотной защиты - останов передатчика высокочастотной защиты.

2.2.2.4 В качестве основной основной защиты необходимо применять один из следующих вариантов:

– продольную дифференциальную защиту (ДЗЛ);

– высокочастотную защиту (дифференциально-фазную (ДФЗ), направленную ВЧ защиту (НВЧЗ или ВЧБ));

– КСЗ с передачей и приемом разрешающих сигналов.

При наличии ВОЛС предпочтение следует отдавать варианту с ДЗЛ.

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

В качестве второй основной защиты может быть использован комплект ступенчатых защит с передачей и приемом разрешающих сигналов.

2.2.2.6 Для обеспечения взаимодействия полукомплектов основных защит должны использоваться высокочастотные каналы связи (ВЧКС), кабельные линии связи (КЛС, при соответствующем обосновании) и волоконно-оптические линии связи (ВОЛС).

2.2.2.7 В зависимости от типа и количества каналов связи между ГЭС и подстанциями необходимо использовать один из следующих вариантов исполнения защит ЛЭП 110-220 кВ:

а) ЛЭП с одной основной защитой и одним ВЧКС:

– вариант 1. ДФЗ с функциями ступенчатых защит (ДФЗ+СЗ) + КСЗ;

– вариант 2. Направленная высокочастотная защита с функциями ступенчатых защит (НВЧЗ+СЗ) + КСЗ.

б) ЛЭП с одной основной защитой и одним каналом по ВОЛС:

– вариант 3. ДЗЛ с функциями ступенчатых защит с передачей ТО, ТУ (передачи и приема команды телеотключения и сигнала телеускорения). (ДЗЛ+СЗ) + КСЗ.

в) ЛЭП с двумя основными защитами и двумя ВЧКС:

– вариант 4. ДФЗ с функциями ступенчатых защит (ДФЗ+СЗ) + КСЗ с передачей и приемом разрешающих сигналов (КСЗ РС);

– вариант 5. Направленная высокочастотная защита с функциями ступенчатых защит (НВЧЗ+СЗ) + КСЗ с передачей и приемом разрешающих сигналов (КСЗ РС).

г) ЛЭП с двумя основными защитами и двумя каналами по ВОЛС:

– вариант 6 ДЗЛ с функциями ступенчатых защит с передачей ТО, ТУ (передачи и приема команды телеотключения и сигнала телеускорения). (ДЗЛ+СЗ) + КСЗ с передачей и приемом разрешающих сигналов (КСЗ РС).

– вариант 7. ДЗЛ с функциями ступенчатых защит (ДЗЛ+СЗ) с передачей ТО, ТУ (передачи и приема команды телеотключения и сигнала телеускорения) + ДЗЛ с функциями ступенчатых защит (ДЗЛ+СЗ) с передачей ТО, ТУ (передачи и приема команды телеотключения и сигнала телеускорения).

д) ЛЭП с двумя основными защитами и двумя каналами (по ВОЛС и ВЧКС):

– вариант 8. ДЗЛ с функциями ступенчатых защит с передачей ТО, ТУ (передачи и приема команды телеотключения и сигнала телеускорения). (ДЗЛ+СЗ) + КСЗ с передачей и приемом разрешающих сигналов (КСЗ РС);

– вариант 9. ДЗЛ с функциями ступенчатых защит с передачей ТО, ТУ (передачи и приема команды телеотключения и сигнала телеускорения). (ДЗЛ+СЗ) + ДФЗ с функциями ступенчатых защит (ДФЗ+СЗ);

– вариант 10. ДЗЛ с функциями ступенчатых защит с передачей ТО, ТУ (передачи и приема команды телеотключения и сигнала телеускорения). (ДЗЛ+СЗ) + направленная высокочастотная защита с функциями ступенчатых защит (НВЧЗ+СЗ).

2.2.2.8 При выборе типа основной защиты преимущество должно отдаваться высокочастотной защите, работающей по высокочастотному каналу данной ЛЭП. При наличии ВОЛС целесообразно применять ДЗЛ.

2.2.2.9 Для уменьшения зависимых отказов защит (отказов по общей причине) в случае установки двух основных защит следует отдавать предпочтение варианту РЗ, выполненных на разных принципах.

2.2.2.10 Необходимо, чтобы ступенчатые защиты также входили в терминалы основных защит.

2.2.2.11 Каждый КСЗ должен содержать дистанционную защиту, ТНЗНП и МФТО, аварийную МТЗ.

2.2.2.12 Должна предусматриваться возможность оперативного и автоматического ускорения чувствительных ступеней защит и выбора ускоряемых ступеней.

2.2.2.13 На линиях 110-220 кВ с односторонним питанием используются два комплекта ступенчатых защит, каждый из которых имеет защиты от междуфазных и однофазных коротких замыканий и токовые отсечки без выдержки времени.

2.2.2.14 На линиях 110-220 кВ, оснащенных выключателями с пофазным приводом, следует предусматривать защиту от неполнофазных режимов, возникающих при отключении или включении выключателя линии не всеми фазами, действующую:

- на отключение трех фаз ЛЭП с запретом ТАПВ, пуском УРОВ, остановом передатчика ВЧ защиты (при ее использовании в качестве основной защиты ЛЭП) на данном конце ЛЭП;
- на пуск команды ТО выключателей противоположного конца ЛЭП с запретом их ТАПВ (при наличии ТО, ТУ).

2.2.2.15 Функции релейной защиты и сетевой автоматики, 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.

2.2.2.16 На каждой стороне ЛЭП в составе устройства РЗ должна быть реализована функция определения места повреждения на линии.

При использовании ДЗЛ в качестве основной защиты должна быть предусмотрена функция ОМП методом двустороннего замера. Кроме того, ЛЭП длиной 20 километров и

более должна оснащаться автономным устройством определения места повреждения на линии.

2.2.2.17 Устройства РЗА, осуществляющие функцию основной защиты ЛЭП и (или) АПВ, устанавливаемые на ЛЭП со всех сторон, должны быть функционально совместимы.

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

2.2.2.19 ТАПВ следует предусматривать отдельно на каждый выключатель с учетом поочередного включения выключателей (при подключении ВЛ через два выключателя).

2.2.2.20 На КЛ или КВЛ необходимо предусматривать не менее двух комплектов РЗ, каждый из которых обеспечивает отключение поврежденной ЛЭП при всех видах КЗ со временем, при котором не нарушается термическая стойкость жил и оболочек кабеля (с учетом неуспешного АПВ и действия УРОВ).

2.2.2.21 На ЛЭП, по которым возможна синхронизация несинхронно работающих частей энергосистемы, должны устанавливаться устройства ТАПВ с улавливанием синхронизма с возможностью его использования для полуавтоматического включения в транзит с улавливанием синхронизма.

2.2.2.22 Для линий с ОАПВ (при наличии обосновывающих расчётов) каждый из комплектов основной защиты должен иметь логику однофазного/трехфазного отключения выключателей и возможность перевода ее на отключение трех фаз. В этом случае применяется защиты линии с функцией ОАПВ по аналогии с защитами линий 330-500 кВ.

2.2.2.23 Передача сигналов и команд с устройств РЗ, осуществляющих функцию основной защиты ЛЭП, должна быть организована по выделенным каналам, независимым от каналов связи, используемых для передачи сигналов и команд с других устройств РЗ этой же ЛЭП.

2.2.2.24 Резервные защиты ЛЭП должны иметь в своем составе функцию ненаправленной токовой защиты от всех видов КЗ, вводимую автоматически при срабатывании БНН при отсутствии возможности селективной и чувствительной защиты данной ЛЭП другими устройствами РЗА, выполняющими функцию ближнего резервирования (далее - аварийная МТЗ). При использовании аварийной МТЗ БНН должна действовать на блокировку защит ЛЭП, которые могут сработать излишне при неисправности цепей напряжения.

2.2.2.25 Должна быть обеспечена блокировки функции ДЗЛ во всех функционально связанных устройствах РЗА при неисправности одного из устройств РЗА, в котором реализована функция ДЗЛ или канала связи ДЗЛ.

2.2.3 Требования к составу защит АТ связи 220 кВ

2.2.3.1 На АТ необходимо предусматривать защиты от следующих видов повреждений [1], [2], [3], [10], [11], [15], [16]:

- однофазных КЗ на обмотке и выводах;
- многофазных КЗ на обмотках и выводах
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- частичного пробоя изоляции вводов высшего напряжения;
- понижения уровня масла.

2.2.3.2 На АТ связи должны быть предусмотрены следующие виды РЗА [1], [3], [10], [11], [15], [16]:

– два комплекта ДЗТ АТ;
– газовая защита;
– защита РПН с использованием струйных реле;
– резервные защиты на сторонах ВН, СН, НН (при наличии ДЗО НН для ее резервирования);
– один комплект дифференциальной защиты ошиновки ДЗО АТ (при подключении стороны 110-220 кВ к шинам через два выключателя или кабельную вставку);
– защиты ввода НН;
– КИВ на стороне ВН;
– защита от перегрузки;
– ДЗО НН с включением в зону ее действия токоограничивающего реактора;
– автоматика регулирования РПН;
– контроль изоляции цепей НН;
– технологические защиты и автоматика.

2.2.3.3 Для обеспечения высокой чувствительности ДЗТ АТ следует предусматривать отдельные дифференциальные защиты ошиновок ВН и/или СН АТ напряжением 110-220 кВ, если АТ с этой стороны подключен к сети через два выключателя и более или кабельную вставку.

2.2.3.4 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.

2.2.3.5 Функции релейной защиты и сетевой автоматики, которые по принципу действия могут сработать ложно или излишне при неисправности цепей напряжения должны контролироваться БНН. БНН должна действовать на блокировку защит оборудования, которые могут сработать ложно при неисправности цепей напряжения.

2.2.3.6 Дистанционные защиты должны иметь автоматическую блокировку ступеней (БК), которые могут неправильно работать при синхронных качаниях в энергосистеме. Принцип действия блокировки при качаниях не должен препятствовать функционированию дистанционных защит. Допускается не блокировать ступени защит, если они отстроены от синхронных качаний по времени.

2.2.3.7 Резервные защиты должны иметь автоматическое и оперативное ускорение отдельных ступеней.

2.2.3.8 На стороне НН АТ должна устанавливаться МТЗ с возможностью пуска по напряжению (входит в состав устройств защит ввода).

2.2.3.9 Резервная защита АТ должна обладать достаточной чувствительностью в пределах всей зоны дальнего резервирования. В противном случае необходимо предусматривать дополнительные мероприятия по усилению ближнего резервирования элементов, не имеющих дальнего резервирования.

2.2.3.10 Резервные защиты АТ должны удовлетворять требованию совместимости в части согласования их характеристик с характеристиками резервных защит ЛЭП прилегающей сети.

2.2.3.11 Газовые (струйные) реле, дифференциальная токовая защита ошиновки НН, технологические защиты должны действовать через терминал дифференциальной защиты и через терминал резервной защиты стороны ВН АТ или через оба комплекта основных защит АТ.

2.2.3.12 Цепи оперативного тока газовой защиты и технологических защит, действующие на отключение АТ (Т) должны иметь устройство контроля изоляции цепей оперативного тока, действующее в случае неисправности цепей на сигнал.

2.2.3.13 Отключающие ступени газовой защиты должны иметь возможность перевода на сигнал и сигнальные ступени на отключение.

2.2.3.14 Автоматический пуск пожаротушения АТ должен предусматриваться от основных защит (газовой, дифференциальной), действующих при внутренних повреждениях на отключение АТ.

2.2.3.15 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.

2.2.3.16 Резервные защиты АТ связи 110-220 кВ должны иметь в своем составе функцию ненаправленной токовой защиты от всех видов КЗ, вводимую автоматически при срабатывании БНН при отсутствии возможности селективной и чувствительной защиты данной ЛЭП другими устройствами РЗА, выполняющими функцию ближнего резервирования (далее - аварийная МТЗ). При использовании аварийной МТЗ БНН должна действовать на блокировку защит оборудования, которые могут сработать излишне при неисправности цепей напряжения.

2.2.4 Требования к составу защит понижающего трансформатора 110-220 кВ, подключаемого к шинам станции

2.2.4.1 На трансформаторах необходимо предусматривать защиты от следующих видов повреждений [1], [2], [3], [10], [15], [16]:

- однофазных КЗ на обмотке и выводах;
- многофазных КЗ на обмотках и выводах
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла.

2.2.4.2 На понижающих трансформаторах должны быть предусмотрены следующие защиты [1], [3], [10], [15], [16]:

- ДЗТ;
- ГЗ;
- защита РПН с использованием струйных реле;
- резервные защиты на сторонах ВН, НН (при наличии ДЗО НН для ее резервирования);
- защиты ввода НН;
- автоматика регулирования РПН;
- защита от перегрузки;
- дифференциальная защита ошиновки (при подключении трансформаторов высшим классом напряжения 110 кВ и выше к РУ через два и более выключателя или кабельную вставку) ДЗО НН с включением в зону ее действия токоограничивающего реактора (при наличии реактора);
- технологические защиты и автоматика;

2.2.4.3 Два комплекта ДЗТ необходимо предусматривать на Т 110-220 кВ мощностью 63 МВ·А и более в целях повышения надежности отключения КЗ в Т и улучшения

условий селективности действия резервных защит, установленных на примыкающий к Т ЛЭП разного класса напряжения.

На трансформаторах мощностью менее 63 МВА должно устанавливаться не менее одного устройства, в котором реализована функция ДЗТ. При недостаточной чувствительности или недопустимом времени отключения резервными защитами Т или защитами смежных элементов КЗ в зоне действия ДЗТ необходимо устанавливать второе устройство РЗА, в котором реализована функция ДЗТ.

На трансформаторах 110-220 кВ мощностью менее 63 МВ·А в качестве второго комплекта защит должна предусматриваться МТЗ с пуском по напряжению на стороне ВН, за исключением случаев, указанных в абзаце втором настоящего пункта ТПР.

Указанные комплекты защит должны быть включены по цепям оперативного тока и цепям ТТ с соблюдением принципов ближнего резервирования.

2.2.4.4 Резервные защиты на сторонах ВН должны выполняться в виде ступенчатой защиты (токовой защиты с пуском по напряжению) и устанавливаться в составе каждого комплекта защит.

2.2.4.5 На стороне НН Т должна устанавливаться максимальная токовая защита с возможностью пуска по напряжению. МТЗ НН входит в состав устройства защит ввода НН.

2.2.4.6 В резервных защитах должно предусматриваться оперативное и автоматическое ускорение отдельных ступеней.

2.2.4.7 Резервная защита Т должна обладать достаточной чувствительностью в пределах всей зоны дальнего резервирования. В противном случае необходимо предусматривать дополнительные мероприятия по усилению ближнего резервирования элементов, не имеющих дальнего резервирования.

2.2.4.8 Резервные защиты Т должны удовлетворять требованию совместимости в части согласования их характеристик с характеристиками резервных защит ЛЭП прилегающей сети.

2.2.4.9 Газовые (струйные) реле, дифференциальная токовая защита ошиновки НН должны действовать через оба комплекта основных защит или через терминал дифференциальной защиты и через терминал резервной защиты стороны ВН.

2.2.5 Требования к составу защит сборных шин 110-220 кВ

2.2.5.1 Требования к составу защит сборных шин приводятся в соответствии с [1], [2], [3], [10], [15], [16].

2.2.5.2 ДЗШ 110 (220) кВ должны выполняться отдельными устройствами, не входящими в состав других устройств.

2.2.5.3 Для каждой системы (секции) шин напряжением 110 – 220 кВ, за исключением схем «мостик» и схем с обходной системы 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.

2.2.5.4 Для двойной системы шин с одним выключателем на присоединение ДЗШ должна выполняться по схеме для фиксированного распределения присоединений. При этом в ДЗШ должна предусматриваться возможность изменения фиксации токовых и оперативных цепей при переводе присоединений с одной системы шин на другую.

2.2.5.5 Выключатели присоединений должны входить в зону ДЗШ. При наличии измерительных трансформаторов тока с двух сторон выключателя выключатель должен входить в зону действия ДЗШ и в зону действия защиты присоединения.

2.2.5.6 Защиту шин стоит выполнять так, чтобы при опробовании поврежденной системы (секции) шин обеспечивалось селективное отключение системы (секции) без выдержки времени.

2.2.5.7 Должны предусматриваться проектные решения, исключающие возможность ложного срабатывания дифференциальной защиты шин (ошиновок) при выполнении операций в токовых цепях без вывода ее из работы (исключение использования для дифференциальной защиты шин (ошиновок) внешнего суммирования токов присоединений и другое).

2.2.5.8 ДЗШ должна иметь устройство контроля исправности вторичных цепей трансформаторов тока, действующий с выдержкой времени на вывод защиты из работы и сигнал. Должна быть предусмотрена возможность оперативного перевода действия блокировки на сигнал.

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

2.2.5.10 ТАПВ должно предусматриваться для сборных шин (ошиновок), в составе функций устройства КП.

2.2.6 Требования к составу защит и автоматики ОВ, ШСВ и СВ 110-220 кВ

2.2.6.1 На ОВ должен быть предусмотрен комплект ступенчатых защит (ДЗ, ТНЗНП, ТО) и АПВ для переводимых на ОВ присоединений, аналогичный комплекту, используемому в нормальном режиме эксплуатации присоединения, а также УРОВ ОВ.

Основные защиты и устройства ПА переводимого элемента по цепям переменного тока должны переводиться на обходной выключатель.

Необходимо применять технические решения, обеспечивающие сохранение функции ОМП на переводимой линии при замене выключателя ВЛ обходным выключателем.

2.2.6.2 Необходимо использовать возможности микропроцессорных устройств РЗ ОВ по изменению групп уставок.Релейная защита ШСВ и СВ должна выполняться так, чтобы ее можно было использовать при опробовании напряжением системы шин и элементов, подключенных к шинам.

2.2.6.3 На ШСВ и СВ должна быть предусмотрена ступенчатая защита от междуфазных и от однофазных замыканий (ступенчатая токовая защита, ТЗНП).

Применение на ШСВ и СВ направленных ступенчатых защит от междуфазных и от однофазных коротких замыканий (ДЗ и ТНЗНП) должно быть обосновано при проектировании. Резервная защита шиносоединительного, секционного и обходного выключателей должна выполнять функцию дальнего резервирования.

2.2.6.4 ТАПВ и УРОВ должно предусматриваться для обходного, шиносоединительного и секционного выключателя открытых распределительных устройств в составе функций устройства КП.

2.2.6.5 На ШСВ (СВ) должно предусматриваться однократное АПВ. Для автоматической сборки схемы после действия релейной защиты, необходимо предусматривать контроль наличия симметричного напряжения на шинах и контроль синхронизма.

2.3 Требования к устройствам РЗА сети 6-35 кВ

2.3.1 Требования к автоматике и составу защит элементов РУ 6-35 кВ

2.3.1.1 Состав защит и автоматики в РУ 6-35 кВ приводится в соответствии с [1], [3], [15], [16].

2.3.1.2 На вводных выключателях необходимо предусматривать:

– МТЗ с возможностью пуска по напряжению;
– защита минимального напряжения;
– дуговую защиту
– АУВ;
– УРОВ.

2.3.1.3 На секционном выключателе необходимо предусматривать:
– МТЗ;
– АВР;
– дуговую защиту;
– АУВ;
– УРОВ.

2.3.1.4 На шиносоединительном выключателе необходимо предусматривать:
– АПВ;
– МТЗ;
– АУВ;
– УРОВ.

2.3.1.5 На каждой секции (системе) шин должна быть предусмотрена:
– ЛЗШ или ДЗШ (см. 2.3.1.8 и 2.3.1.9);
– дуговая защита шин;
– сигнализация замыканий на землю.

2.3.1.6 На отходящих линиях необходимо предусматривать:
– АПВ (для воздушных и кабельно-воздушных линий);
– МТЗ;
– МФТО;
– защиту от замыканий на землю;
– дуговую защиту;
– ЗМН;
– АУВ;
– УРОВ.

2.3.1.7 В АУВ должны реализовываться:
– контроль положения коммутационных аппаратов;
– оперативная блокировка управления коммутационными аппаратами (как на основе собственных контролируемых параметров/сигналов, так и от получаемых по цифровым каналам связи от смежных устройств, в том числе и посредством GOOSE-сообщений);
– управление коммутационными аппаратами присоединения с помощью функциональных клавиш и мнемосхемы на дисплее терминала (резервный способ управления при неисправном верхнем уровне АСУ ТП);
– обмен информацией между устройствами и верхним уровнем АСУ ТП по цифровым протоколам IEC 61850-8-1 (сервер), IEC 61850-9-2, МЭК 60870-5-103 (сервер-клиент).

На терминале АУВ должно быть графическое отображение присоединения (части главной схемы станции, управляемой терминалом), с указанием состояния коммутационных устройств и их оперативных наименований, измеряемых и расчетных величин (с учетом класса точности ТТ и ТН).

Для оперативного управления присоединением в нештатных ситуациях должно предусматриваться деблокирование. Деблокирование должно осуществляться по каждой группе управляемых коммутационных аппаратов. При деблокировании запрещающие сигналы алгоритмов оперативной блокировки коммутационных аппаратов деблокируются.

Деблокирование должно осуществляться формированием сигнала деблокирования с дискретного входа терминала от ключа деблокирования.

АУВ в должен соответствовать требованиям [7]. В части оперативной блокировки должны удовлетворяться требования [8].

2.3.1.8 На один коммутационный аппарат должны предусматриваться сигналы, перечень которых приводится в таблице 3 [9].

Таблица 3 – Тип и количество сигналов для одного коммутационного аппарата 6-35 кВ

Вход/выход	**Наименование**	**Ячейка присоединения**	**Ячейка ТН**
Входа терминала	Положение выключателя	2	0
	Положение ЗН	2	2
	Положение тележки	2	2
	Неисправность	1	1
Выходы терминала	Управление выключателем	2	0
	Управление ЗН	0 (2)	0 (2)
	Управление тележкой	0 (2)	0 (2)
	Разрешить управление ЗН	1	1
	Разрешить управление тележкой	1	1

2.3.1.9 На отходящих линиях при условии наличия на противоположном конце генерирующего оборудования или, если не удовлетворяется требование селективности, возможна установка дистанционных защит от междуфазных КЗ. Также возможна установка продольной дифференциальной защиты (по инициативе заказчика).

2.3.1.10 На напряжении 6-35 кВ УРОВ должен устанавливаться во всех случаях.

2.3.1.11 Защита секций шин 6-10 кВ.

На каждой секции шин должна быть предусмотрена логическая защита шин. В целях повышения чувствительности и ускорения действия защиты шин возможна установка одного комплекта ДЗШ.

2.3.1.12 Защита сборных шин 35 кВ.

Выполняется с использованием одного комплекта ДЗШ. При отсутствии питания со стороны сети 35 кВ допускается применение ЛЗШ.

Для двойной системы шин с одним выключателем на присоединение ДЗШ должна выполняться по схеме для фиксированного распределения присоединений

ДЗШ должна иметь контроль исправности вторичных цепей ТТ, действующий с выдержкой времени на вывод защиты из работы и на сигнал.

При наличии ТТ с двух сторон выключателей схема релейной защиты должна выполняться так, чтобы выключатель входил в зону действия ДЗШ и в зону действия защиты присоединения.

2.3.1.13 Защита понижающего трансформатора 6-35 кВ.

На Т 6-35/0,4 кВ вместо ДЗТ должна предусматриваться токовая отсечка, устанавливаемая со стороны питания и охватывающая часть обмотки Т.

Возможна установка ДЗТ на Т мощностью не менее 1 М·ВА, если токовая отсечка не удовлетворяет требованиям чувствительности, а МТЗ имеет выдержку времени более 0,5 с.

Газовая защита от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла должна быть предусмотрена на трансформаторах мощностью 6,3 МВ·А и более. Возможна ее установка также на Т мощностью 1-4 МВ·А. Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Должна быть предусмотрена возможность перевода действия отключающего элемента ГЗ на сигнал и выполнения раздельной сигнализации от сигнального и отключающих элементов газового реле (различающейся характером сигнала).

В сетях 6-10 кВ необходимо предусматривать защиту от однофазных замыканий на землю (при наличии кабельной вставки).

На трансформаторах мощностью 0,4 МВ·А и более в зависимости от вероятности и значения возможной перегрузки следует рассматривать МТЗ от токов, обусловленных перегрузкой, с действием на сигнал.

Для защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними многофазными КЗ, должна предусматриваться МТЗ с комбинированным пуском по напряжению или без него, установленная со стороны основного питания.

2.3.1.14 Защиту трансформатора, установленного на стороне НН АТ, следует осуществлять:

– ГЗ добавочного трансформатора и защитой контакторного устройства РПН, которая может быть выполнена с применением реле давления или отдельного газового реле;

– дифференциальной токовой защитой цепей стороны НН АТ.

2.4 Требования к пожаротушению АТ, Т, ШР

2.4.1 Автоматическими установками пожаротушения оснащаются Т, АТ и ШР:

– напряжением 500 кВ, независимо от мощности, а напряжением 220-330 кВ мощностью 250 МВ·А и более;

– напряжением 110 кВ и выше мощностью 63 МВ·А и более, устанавливаемые в камерах подстанций и у зданий ГЭС;

– напряжением 110 кВ и выше любой мощности, устанавливаемые в подземном здании ГЭС и ГАЭС.

2.4.2 Для автоматического включения установок пожаротушения должны использоваться следующие защиты [12], [13]:

– вторая ступень ГЗ;
– дифференциальная защита;
– ГЗ РПН;
– дымовые пожарные извещатели в случае размещения Т, АТ в здании.

Последовательное включение ПО указанных защит, запускающих установку пожаротушения, не допускается.

Пуск автоматической установки пожаротушения должен производиться только после снятия напряжения.

Перечень сигналов формируемых устройствами РЗА и передаваемых в шкаф АУПТ.

– сигнал «Срабатывание РЗА или пожарных извещателей». Регулируемая по времени задержка сигнала на возврат (запоминание на выходном контакте)[2].
– сигнал «Напряжение снято» (отсутствие тока и напряжения - для трансформаторов, отсутствие тока – для шунтирующих реакторов)

Перечень сигналов формируемых в шкафу АУПТ и передаваемых в устройства РЗА.

– сигнал «Пуск пожаротушения трансформатора (АТ, ШР)». (ручной пуск – местный/дистанционный, автоматический при наличии ПИ в случае размещения Т, АТ в помещении)

[2] Регулируемая по времени задержка сигнала «Срабатывание РЗА или пожарных извещателей» на возврат (запоминание на выходном контакте) должна выбираться большей на 5 секунд, чем возможное время отключения оборудования выключателями при действии защит и срабатывание органов контроля отсутствия тока и напряжения.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

						87-07-2015-РЗА.ТПР1.2
8						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

Лист

25

3 Требования к функциям защит и автоматики

Требования к функциям защит и автоматики приводятся в таблицах 4-14.
Все регулируемые выдержки времени формируются во внутренней логике терминала.
Таблица 4 – Общие функциональные требования к защитам 6-750 кВ

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
1	Сохранение в памяти данных регистрации (осциллограмм и журналов событий) при пропадании или плавном снижении питания устройства	Да
2	Отсутствие ложного срабатывания устройства (дискретных входов, дискретных выходов) при пропадании или плавном снижении питания устройства	Да
3	Количество групп уставок, не менее	4
4	Основная относительная погрешность по току срабатывания[3] органов тока не превышает, % от уставки	3
5	Основная относительная погрешность по напряжению срабатывания органов напряжения не превышает, % от уставки	3
6	Средняя основная погрешность всех РС по величине сопротивления срабатывания Rуст и Хуст, % от уставки	5
7	Контакты выходных реле шкафа не должны замыкаться ложно при подаче и снятии напряжения оперативного постоянного тока с перерывом любой длительности	Да
8	Наличие свободно программируемой логики	Да
9	В случае если присоединение подключается к РУ одного класса напряжения через 2 и более выключателя, то токовые цепи каждого выключателя должны подаваться в устройство РЗА отдельно, не допуская электрического суммирования.	Да
10	Алгоритмы функционирования защит должны обеспечивать правильную работу при коротких замыканиях, в том числе при возникновении апериодической составляющей тока с насыщением при выполнении заявленных производителем требований к ТТ.	Да
11	Шаг регулирования не более «1» в наименьшем разряде[4], указываемом в требуемом диапазоне изменения параметра.	Да

[3] Погрешность органов тока по приращению указана в разделах по конкретным защитам.
[4] Например, для диапазона – 0,20-10,0 (шаг – 0,01), для величин в о.е. – 0,001-1,001 (шаг – 0,001 о.е.).

Таблица 5 – Требования к функциям контроллера присоединений 330-500 кВ

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
1	**АУВ**	
1.1	Должна фиксироваться команда на включение выключателя (РФК). Возврат узла фиксации положения выключателя осуществляется только при поступлении команды на отключение выключателя (РКО) При отключении выключателя от устройств релейной защиты узел фиксации положения выключателя сохраняет информацию о включенном состоянии выключателя.	Да
1.2	Должен формироваться сигнал пуска ТАПВ в режиме, когда на его вход поступает сигнал о сработанном состоянии узла фиксации положения выключателя и сигнал об отключенном положении выключателя.	Да
1.3	Защита электромагнитов управления должна контролировать наличие токов через ЭМВ и ЭМО и, если длительность протекания одного из токов превышает выдержку времени защиты, формировать сигнал во внешние цепи на обесточивание электромагнитов, с выдержкой времени, не менее, с	1,0
1.4	Должен осуществляться контроль исправного состояния цепи первой и второй группы ЭМО (ЭМО1 и ЭМО2) при включенном выключателе и цепи ЭМВ при отключенном выключателе – контроль РПВ1 и РПВ2, РПО. При обрывах указанных цепей и отсутствии срабатывания защиты от ЗНФ, а также при исчезновении оперативного тока цепей управления, должен формироваться сигнал о неисправности цепей управления.	Да
1.5	При отсутствии симметричного напряжения на одном из элементов сети и включении выключателя как оперативно, так и от ТАПВ должен формироваться сигнал для его использования в логике автоматического ускорения защит	Да
1.6	Устройство должно фиксировать отключенное состояние выключателя. Возврат устройства должен осуществляться при трехфазном включении выключателя и одновременно включенном положении разъединителей соответствующего выключателя	Да
1.7	Должен фиксироваться вывод выключателя в ремонт при отключении трех фаз обоих шинных разъединителей и линейного разъединителя. Возврат узла осуществляется при трехфазном включении выключателя при одновременно включенном положении разъединителей соответствующего выключателя	Да
1.8	В состав узла включения должна входить логическая блокировка от многократных включений выключателя (блокировка от “прыгания”) при одновременном поступлении команд на включение и отключение. В этом	Да

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
	случае обеспечивается однократное действие выходных контактов терминала на включение выключателя.	
1.9	Наличие «местного» и «дистанционного» управления	Да
1.10	Контроль готовности и исправности выключателя - сигнализация снижения давления элегаза в выключателе - неисправность обогрева выключателя - неисправность завода пружин - срабатывание блокировки включения и отключения выключателя - срабатывание контактной системы ЗНФ - блокировка включения при малом заводе пружины - блокировка включения и отключения при низком давлении элегаза в выключателе	Да
1.11	Сигнализация аварийных отключений	Да
1.12	Обеспечение однократного включения на КЗ	Да
1.13	Возможность отключения выключателя действием защит, включения - от АПВ, включение/отключение выключателя ключом управления при неисправном терминале АУВ или по телеуправлению.	Да
1.14	Блокировка включения от внешнего сигнала	Да
1.15	Количество выходных контактов для действия на два ЭО не менее: - для пофазного управления - для трехфазного управления	 6 2
1.16	Наличие фиксации отключения выключателя (ФОВ)	Да
2	**ТАПВ**	
2.1	ТАПВ должно быть готово к работе, если в течение заданной выдержки времени готовности выключатель был непрерывно включен тремя фазами и отсутствовал сигнал запрета ТАПВ	Да
2.2	ТАПВ должно обеспечивать после аварийного трехфазного отключения выключателя его трехфазное включение	Да
2.3	Должна быть предусмотрена возможность программного ввода многократного ТАПВ	Да
2.4	Логическая часть устройства ТАПВ должна обеспечивать формирование сигнала на включение выключателя в любом из следующих режимов:	
2.4.1	ТАПВ-ОН, с выдержкой времени, регулируемой в диапазоне, с.	0,2-10 шаг 0,01
2.4.2	ТАПВ-КС (ТАПВ-УС), с выдержкой времени, регулируемой в диапазоне, с.	0,2-10 шаг 0,01
2.4.3	УТАПВ с установленной длительностью с фиксацией первого срабатывания ВЧ защит, ДЗЛ, КСЗ РС, с	0,05-1,0 шаг 0,01
2.4.4	ТАПВ-ОН шин, с выдержкой времени, регулируемой в диапазоне, с.	0,2-10 шаг 0,01
2.5	Должна обеспечиваться кратковременная блокировка срабатывания УТАПВ без прекращения набора времени	Да

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
	УТАПВ при наличии сигнала пуска УРОВ данного выключателя	
2.6	Должен обеспечиваться запрет УТАПВ, если срабатывание медленнодействующих резервных защит данной линии или смежных линий и других внешних устройств происходит до фиксации срабатывания основных защит	Да
2.7	Должна обеспечиваться возможность выполнения при требуемых условиях (например: при близких КЗ на линии) – запрета УТАПВ-ОН и ТАПВ-ОН; – запрета УТАПВ; – пуск высокочастотного сигнала «Разрешение АПВ»	Да
2.8	Должно обеспечиваться осуществление ТАПВ-КС без задержки после срабатывания реле контроля синхронизма и с задержкой, определяемой очередностью включения выключателя после успешного выполнения ТАПВ-ОН выключателя другого питающего присоединения (АПВ шин)	Да
2.9	Должно обеспечиваться действие на ускорение защит включаемого энергообъекта при ТАПВ-ОН, УТАПВ и оперативном включении (опробовании) с контролем напряжения на этом энергообъекте и на ввод избирательных органов ОАПВ на самостоятельное отключение	Да
2.10	Должен быть обеспечен сброс готовности выдержки времени готовности в следующих режимах:	
2.10.1	При аварийном отключении выключателя	Да
2.10.2	При срабатывании узла включения выключателя	Да
2.10.3	При появлении внешнего сигнала запрета ТАПВ	Да
2.11	Выдержка времени готовности регулируется в диапазоне, с.	20-180 шаг 1
2.12	Должен обеспечиваться сброс готовности ТАПВ по цепям УТАПВ, ТАПВ-ОН и ТАПВ-КС (ТАПВ-УС), если выключатель находился в отключенном состоянии больше заданного времени	Да
2.13	Диапазон регулирования выдержки времени ожидания условий при отключённом состоянии выключателя, с.	
2.13.1	Ожидание условий пуска ТАПВ (ОН, КС) не менее, с	60
2.13.2	Продолжительность улавливания синхронизма не менее, с	600
2.14	Выдержка времени по цепи УТАПВ должна набираться независимо от состояния контролей напряжения, работа органа контроля синхронизма - только при наличии симметричного напряжения с обеих сторон выключателя	Да
2.15	Должно обеспечиваться формирование сигнала об отсутствии напряжения на энергообъекте	Да

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
2.16	Должна быть предусмотрена сигнализация с выдержкой времени о неисправности цепей переменного напряжения со стороны любого из элементов сети при включенном выключателе	Да
2.17	Должна быть обеспечена возможность полуавтоматического оперативного включения выключателя с контролем синхронизма через логику ТАПВ (ПОВ-КС) (включение с улавливанием синхронизма) При этом осуществляется быстрая готовность ТАПВ-КС, а также специальный пуск ТАПВ-КС (вместо цепи несоответствия).	Да
2.18	Уставка по разности модулей векторов напряжений реле контроля синхронизма во вторичных величинах должна регулироваться в диапазоне, В. (для ТАПВ КС, УС)	5-50 шаг 1
2.19	Уставка по углу между векторами напряжений реле контроля синхронизма должна регулироваться в диапазоне, (для ТАПВ КС)	5-85° шаг 1
2.20	Уставка по предельной разности частот между векторами напряжений реле контроля синхронизма должна при которой допускается включение от ТАПВ УС регулироваться в диапазоне, Гц	0,01-2,00, шаг 0,01;
2.21	Время опережения при включении с улавливанием синхронизма, с, (для ТАПВ УС)	0,01-2,0 шаг 0,01
2.22	Уставка по разности частот между векторами напряжений реле контроля синхронизма при которой происходит переход от ТАПВ КС к ТАПВ УС, должна регулироваться в диапазоне, Гц, (для ТАПВ КС, УС)	0,01-0,4 шаг 0,01
2.23	Должна быть обеспечена возможность выполнения действий при срабатывании узла оценки тяжести повреждения должно – на блокирование УТАПВ-ОН данного конца линии – на блокирование ТАПВ-ОН данного конца линии – на передачу ВЧ сигнала на разрешение «первого» включения от ТАПВ-ОН или УТАПВ-ОН на противоположном конце	Да
2.24	Пуск ТАПВ:	
2.24.1	- по выбору: (трехфазный от защит или по цепи несоответствия)	Да
2.24.2	- при КЗ в цикле ОАПВ на неповрежденных фазах;	Да
2.24.3	- при неуспешном ОАПВ (если предусматривается использование ТАПВ с увеличенной регулируемой выдержкой времени бестоковой паузы после неуспешного ОАПВ).	Да
2.25	Наличие возможности запрета ТАПВ:	
2.25.1	- от внешних сигналов	Да

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
2.25.2	- от защит (ЗНР, УРОВ, ДЗШ) и ПА	Да
2.25.3	- при отключении выключателя ключом управления или по сигналу телеуправления;	Да
2.25.4	- при отключении (втором - при использовании 2-х кратного ТАПВ) действием защит по цепи автоматического ускорения;	Да
2.25.5	- при опробовании ЛЭП напряжением или замыкании в транзит включением выключателя по сигналу телеуправления, ключом управления или через схему ПАВ;	Да
2.25.6	- при неуспешном ТАПВ (втором - при использовании 2-х кратного ТАПВ);	Да
2.25.7	- при включении от ОАПВ (если не предусматривается использование ТАПВ с увеличенной регулируемой выдержкой времени бестоковой паузы после неуспешного ОАПВ);	Да
2.25.8	- взаимный запрет ТАПВ выключателей при неуспешном ТАПВ выключателя, включаемого первым (при наличии двух выключателей на присоединение).	Да
2.26	Устройства ТАПВ должны предусматривать возможность:	
2.26.1	- оперативного изменения штатной очередности включения линии (ОНл и КС);	Да
2.26.2	- независимого оперативного ввода/вывода ТАПВ-ОНл и АПВ шин;	Да
2.26.3	- задания разных выдержек времени для ТАПВ-ОНл и АПВ шин;	Да
2.26.4	- оперативной блокировки второго цикла ТАПВ;	Да
2.26.5	- реализации логики ведущего/ведомого выключателей с возможностью оперативного изменения назначений (опционально).	Да
2.26.6	Возможность организации ТАПВ 2-х элементов сети	Да
3	**ЗНФ и ЗНР**	
3.1	Для ЗНФ должно производиться автоматическое отключение включившихся фаз с выдержкой времени, регулируемой в диапазоне, с	0,01-2,0 шаг 0,01
3.2	Пуск ЗНР с контролем тока 3I0 при условии наличия сигнала непереключения фаз выключателя присоединения и отключенного положения любого другого выключателя присоединения, приводящего к протеканию токов 3I0 в сети	Да
3.3	При отключенном положении смежного выключателя и фиксации неполнофазного включения выключателя с одновременным срабатыванием реле максимального тока нулевой последовательности должен формироваться сигнал с выдержкой времени на пуск УРОВ «своего» выключателя, пуск команды телеотключения и останов ВЧ передатчика, регулируемой в диапазоне, с	0,25-0,8 шаг 0,01
3.4	Диапазон уставок по времени ЗНР, с	0,1 – 20

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
		шаг 0,01
3.5	Реле максимального тока нулевой последовательности должно иметь следующий диапазон задания уставок по току срабатывания, А	(0,1-1,0)·Iном шаг 0,01
3.6	Время срабатывания реле максимального тока нулевой последовательности при подаче входного тока, равного 2Iср, не должно превышать, с	0,025
3.7	В цикле ОАПВ ЗНФ и ЗНР должны выводиться из действия на все время ОАПВ	Да
4	**УРОВ**	
4.1	Пуск УРОВ:	
4.1.1	- с контролем органа тока УРОВ	Да
4.1.2	- с контролем реле положения выключателя	Да
4.1.3	- без контроля органа тока УРОВ при работе газовых защит АТ(Т) и ШР	Да
4.2	Действие УРОВ:	
4.2.1	- «на себя» без выдержки времени;	пофазно на каждый электромагнит отключения
4.2.2	- с регулируемой выдержкой времени на отключение 3-мя фазами с запретом АПВ «своего» и «смежного» элементов (ЛЭП - 3-мя фазами с запретом АПВ, остановом передатчика основной защиты, пуском команды № 1 «Телеотключение» через защиты ЛЭП, а также на отключение шин, АТ(Т) с запретом АПВ (через ДЗШ, основные и резервные защиты АТ(Т)).	Да
4.3	Должно быть предусмотрено устройство компенсации емкостного тока линии с независимой регулировкой проводимости компенсации.	Да
4.4	Ток срабатывания реле тока УРОВ ($I_{ср}$) должен регулироваться в диапазоне, А	(0,04-0,4)· Iном шаг 0,01
4.5	Коэффициент возврата реле тока УРОВ должен быть не менее	0,9
4.6	Время срабатывания реле тока УРОВ при входном токе 2Iср, не более, с	0,025
4.7	Реле тока УРОВ должно правильно работать при искажении формы вторичного тока ТТ, соответствующей токовой погрешности до 50 включительно в установившемся режиме, при значении вторичного тока от 4 до 40Iном	Да
4.8	Уставка по емкостной проводимости устройства компенсации емкостного тока линии должна регулироваться в диапазоне, 10^{-6} См	410-12700
4.9	УРОВ должно выполняться с раздельными органами выдержки времени на каждую фазу	Да
4.10	Должен быть обеспечен диапазон регулирования уставок по выдержкам времени УРОВ, с	0,1-0,6 шаг 0,01

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
4.11	Пуск УРОВ при КЗ на линии и действии защит через ОАПВ должен выполняться раздельно для каждой фазы, а при действии помимо устройства ОАПВ – общим для трех фаз	Да
4.12	При КЗ на других элементах, защиты которых действуют на отключение трех фаз, пуск УРОВ должен выполняться общим для трех фаз.	Да
4.13	Наличие подхвата срабатывания защит от реле тока УРОВ	Да
4.14	Возможность выполнения логических цепей контроля наличия тока по сигналам от смежных устройств РЗА при недостаточной чувствительности собственых реле тока УРОВ	Да
5	**Управление коммутационными аппаратами**	
5.1	Команда включить	Да
5.2	Команда отключить	Да
5.3	Положение «Включен»	Да
5.4	Положение «Отключен»	Да
5.5	Определение промежуточного положения и неисправности по сигналу «несоответствия» положений КА	Да
5.6	Возможность выставления длительности команд управления и длительности ожидания обратной связи	Да
5.7	Проверка достоверности GOOSE сигналов, полученных по цифровым каналам связи	Да

Таблица 6 – Требования к функциям защит линии, СВ, ШСВ 330-500 кВ

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
1	**Защиты с абсолютной селективностью**	
1.1	**Продольная ДЗЛ:**	
1.1.1	ДЗЛ должна пофазно формировать на каждом из концов защищаемой линии геометрическую сумму токов (дифференциальный сигнал) и тормозной сигнал с использованием цифрового канала связи (ЦКС), обеспечивая одинаковую чувствительность комплектов на обоих концах ВЛ	Да
1.1.2	ДЗЛ должна иметь функцию контроля исправности токовых цепей	Да
1.1.3	Допустимая разновременность доставки сигналов в ЦКС, не более, мс	0,5
1.1.4	Базисный вторичный ток должен быть в диапазоне, А	0,10 – 16,00
1.1.5	Ток срабатывания ДЗЛ должен быть в диапазоне, о.е.	0,2 – 2,00
1.1.6	Время срабатывания без учета времени задержки в канале связи, не более, мс	25
1.1.7	Логика работы ДЗЛ должна осуществлять компенсацию емкостных токов линии в ИО ДЗЛ	Да
1.1.8	Должно быть обеспечено подключение к аппаратуре связи для обмена сигналами по стандартному протоколу, в том числе X.21 или G703 со скоростью от 64 кбит/с с терминалом противоположного конца защищаемой линии	Да
1.1.9	Должно осуществляться трехфазное отключение с запретом АПВ при всех видах КЗ на линии, возникающих с момента подачи команды на включение до момента готовности устройства АПВ к повторному действию	Да
1.1.10	Должно предусматриваться блокирование защиты при неисправности ЦКС	Да
1.1.11	Должна обеспечиваться передача и прием по каналу ДЗЛ логических сигналов, формируемых логикой терминала, в количестве, не менее	16
1.1.12	Должно обеспечиваться определение места повреждения на ЛЭП (ОМП) методом двухстороннего замера.	Да
1.1.13	Наличие цифрового выравнивания входных токов	Да
1.1.14	Время срабатывания ДЗЛ при переходе внешнего КЗ во внутреннее в условиях наличия насыщения ТТ не более, мс	60
1.1.15	Наличие оптического интерфейса для работы по выделенному или мультиплексированному каналу связи	Да
1.1.16	Возможность применения на 3-х концевых ЛЭП.	Да
1.1.17	Наличие автоматического непрерывного контроля исправности канала связи, используемого функцией ДЗЛ (АПК)	Да
1.1.18	Наличие логики использования основного и резервного каналов связи по ВОЛС (автоматический переход на резервную ВОЛС при выявлении неисправности основной ВОЛС и обратно)	Да

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
1.1.19	Переход на резервную ВОЛС при повреждении основной ВОЛС (выявленным АПК) с одновременным возникновением КЗ на защищаемой ВЛ (например, вследствие обрыва грозотроса с встроенной ВОЛС) не должен приводить к увеличению времени срабатывания защиты более чем, мс	40
1.1.20	Наличие 3-х групп токовых входов для подключения ТТ, при включении через 2 выключателя ЛЭП и ШР	Да
1.1.21	Для линий с подключением через 2 выключателя должна быть обеспечена возможность работы ДЗЛ с программным (а не внешним) суммированием токов ТТ этих выключателей для исключения ложного срабатывания при близких внешних КЗ с насыщением ТТ	Да
1.1.22	Возможность автоматической блокировки функции ДЗЛ всех полукомплектов ДЗЛ при выводе или неисправности функции ДЗЛ одного из полукомплектов	Да
1.1.23	Наличие внешней синхронизации для передачи сигналов ДЗЛ	Да
1.1.24	Допустимая задержка передачи сообщения ДЗЛ, мс	30
1.1.25	Возможность настройки уставки по допустимой разновременность доставки сигналов в ЦКС, мс	-0,25 – 0,25 Шаг 0,01
1.1.26	Возможность контроля и отображения на дисплее, в программе мониторинга величины задержки в канале связи в обоих направлениях, разновременности доставки сигналов	Да
1.2	**ДФЗ**	
1.2.1	Не срабатывание при внешних КЗ, неполнофазных режимах, качаниях, асинхронных режимах, реверсе мощности, при каскадных отключениях на обходных связях, несинхронных включениях и режиме одностороннего включения без КЗ	Да
1.2.2	ДФЗ должна содержать следующие ПО и ИО:	
1.2.2.1	ПО, реагирующие на ток обратной последовательности с раздельной регулировкой уставок, в диапазоне:	
1.2.2.1.1	Блокирующий, для пуска ВЧ сигнала, А	$(0,025\text{-}0,5)\cdot I_{ном}$
1.2.2.1.2	Отключающий, для пуска на отключение, А	$(0,05\text{-}1,0)\cdot I_{ном}$
1.2.2.2	ПО, реагирующие на абсолютное значение приращения векторов тока обратной последовательности с раздельной регулировкой уставок, в диапазоне:	
1.2.2.2.1	Блокирующий, для пуска ВЧ сигнала, А	$(0,02\text{-}1,5)\cdot I_{ном}$
1.2.2.2.2	Отключающий, для пуска на отключение, А	$(0,04\text{-}2,5)\cdot I_{ном}$
1.2.2.3	ПО, реагирующие на абсолютное значение приращения векторов тока прямой последовательности с раздельной регулировкой уставок, в диапазоне	
1.2.2.3.1	Блокирующий, для пуска ВЧ сигнала, А	$(0,02\text{-}3,0)\cdot I_{ном}$
1.2.2.3.2	Отключающий, для пуска на отключение, А	$(0,16\text{-}5,0)\cdot I_{ном}$

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
1.2.2.4	ПО, реагирующие на модуль разности фазных токов с раздельной регулировкой уставок, в диапазоне	
1.2.2.4.1	Блокирующий, для пуска ВЧ сигнала, А	(0,20-4,0) $\cdot I_{ном}$
1.2.2.4.2	Отключающий, для пуска на отключение, А	(0,40-8,0) $\cdot I_{ном}$
1.2.2.5	ПО максимального тока выключателя, фиксирующие его включенное состояние	Да
1.2.3	Основная погрешность органов тока по приращению, от уставок, %, не более	15
1.2.4	Коэффициент возврата органов тока, не менее	0,9
1.2.5	Наличие дополнительных пусковых органов по напряжению обратной последовательности с компенсацией (для протяженных ВЛ 330-750 кВ)	Да
1.2.6	ИО сопротивления для всех междуфазных контуров	Да
1.2.7	В схеме органа манипуляции ВЧ передатчиком и токовых ПО должно быть предусмотрено устройство компенсации емкостного тока линии	Да
1.2.8	Орган манипуляции (ОМ) ВЧ передатчиком должен управляться сигналом с выхода комбинированного фильтра токов I_1+kI_2	Да
1.2.9	Уставка ОМ по коэффициенту k комбинированного фильтра токов должна регулироваться в пределах	4-10
1.2.10	Должна иметься возможность выбора ВЧ обработанной фазы (А, В или С).	Да
1.2.11	Орган сравнения фаз (ОСФ) должен обладать интегрирующими свойствами и разрешать действовать защите на отключение линии при отношении длительностей паузы и импульса в ВЧ сигнале, определяемом уставкой ОСФ по углу блокировки.	Да
1.2.12	Уставка ОСФ по углу, при котором происходит блокирование действия защиты на отключение, должна регулироваться в пределах	± 40° ÷ ± 70°
1.2.13	ОСФ должен срабатывать при одной паузе в ВЧ сигнале, равной или большей 90°.	Да
1.2.14	Наличие регулируемой задержки на подключение ОСФ, диапазон не уже, мс	10-20
1.2.15	Возможность компенсации задержки ВЧ сигнала	Да
1.2.16	Входы ИО сопротивления должны быть включены на междуфазные напряжения и соответствующие разности фазных токов защищаемой ВЛ.	Да
1.2.17	Вид характеристики срабатывания ИО сопротивления «Многоугольная» с возможностью исключения областей, соответствующихей нагрузочным режимам	Да
1.2.18	Должен обеспечиваться диапазон регулирования уставок ИО сопротивления, Ом	1,0-250
1.2.19	Ток десятипроцентной точности работы для ИО сопротивления должен быть не более	0,1$\cdot I_{ном}$

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
1.2.20	Время срабатывания защиты на отключение при минимальной величине выдержки не должно превышать, с	0,04
1.2.21	Должна быть предусмотрена возможность автоматического пуска ВЧ передатчика при выявлении неисправности терминала, выводе ДФЗ.	Да
1.2.22	Должна быть предусмотрена возможность действия устройства автоматического контроля ВЧ канала:	
1.2.22.1	На вывод ДФЗ из работы	Да
1.2.22.2	На сигнализацию без вывода ДФЗ из работы	Да
1.2.23	Должна быть предусмотрена возможность оперативного вывода устройства автоматического контроля из работы с сохранением ДФЗ в работе и возможностью проверки ВЧ канала в ручном режиме.	Да
1.2.24	Возможность блокировки при неисправности цепей переменного напряжения: - пусковых органов по напряжению; - органов сопротивления; - органов компенсации емкостных токов	 Да Да Да
1.2.25	Устройство БНН должно реагировать на обрыв одной, двух и трех фаз напряжений цепи «звезды» или цепи «разомкнутого треугольника».	Да
1.2.26	Устройство БНН должно выводиться из действия в случаях КЗ на «землю» внутри контура заземления подстанции.	Да
1.2.27	Для всех измерительных токовых органов должна быть предусмотрена возможность компенсации емкостных токов линии	Да
1.2.28	Запрет действия АПК при любом пуске ДФЗ	Да
1.2.29	Останов ПРД при срабатывании защиты (или других защит, ЗНР, УРОВ) на отключение 3-х фаз	Да
1.2.30	Количество групп ТТ подключаемых к устройству, не менее	3
1.2.31	Для всех измерительных токовых органов должна быть предусмотрена возможность компенсации емкостных токов линии	Да
1.2.32	Для определения положения фаз выключателя должны быть предусмотрены дополнительные органы с фиксированной уставкой, реагирующие на фазные токи выключателя	Да
1.2.33	Логикой устройства должна быть предусмотрена возможность выбора ВЧ обработанной фазы.	Да
1.2.34	Должна быть предусмотрена возможность автоматического пуска ВЧ передатчика при выявлении неисправности терминала или выводе ВЧ защит.	Да
1.2.35	Время срабатывания при переходе внешнего КЗ во внутреннее в условиях наличия насыщения ТТ не более, мс	60

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
2	**Защиты с относительной селективностью**	
2.1	**ДЗ**	
2.1.1	Требуемое количество ступеней	
2.1.1.1	От междуфазных КЗ	не менее 6
2.1.1.2	От всех видов КЗ	не менее 3
2.1.1.3	Обеспечивается действие ступеней ДЗ с выдержками времени, с	0,0 – 15,0 с шагом 0,05
2.1.2	Вид характеристики срабатывания дистанционных измерительных органов (ДИО)	Многоугольная
2.1.3	Отстройка характеристики срабатывания реле сопротивления от нагрузочного режима: возможность корректировки характеристики срабатывания в области нагрузки или использование адаптивной характеристики	Да
2.1.4	Должен обеспечиваться диапазон регулирования сопротивлений срабатывания ступеней, Ом/фазу	(1-500)/$I_{ном}$
2.1.5	Использование напряжения прямой последовательности при всех видах повреждений в месте установки защиты	Да
2.1.6	Ток десятипроцентной точности работы $I_{тр}$ для всех ступеней при работе на угле максимальной чувствительности не должен превышать $0,1 \cdot I_{ном}$ во всем диапазоне уставок	Да
2.1.7	Минимальное напряжение на входе реле, при котором обеспечиваются точностные параметры реле сопротивления во вторичных величинах должно быть не более, В	0,5
2.1.8	Время срабатывания ДЗ при работе с минимальными выдержками времени должно быть не более, с	0,025
2.1.9	При работе РС «по памяти» при трехфазных КЗ в месте установки защиты, должна обеспечиваться длительность сигнала срабатывания на выходе РС не менее 0,06 с в диапазоне токов от $2I_{тр}$ до $30 \cdot I_{ном}$	Да
2.1.10	Должно обеспечиваться отсутствие ложных срабатываний РС при КЗ «за спиной» при токах до $20 \cdot I_{ном}$	Да
2.1.11	Должна предусматриваться блокировка ступеней ДЗ при качаниях, предназначенная для исключения срабатывания защиты в режимах качаний.	Да
2.1.12	При КЗ БК должна вводить защиту в действие на время, достаточное для ее срабатывания и, если пуска ступеней защиты не произошло, блокирует ее.	Да
2.1.13	Пуск БК должен выполняться от чувствительного и грубого реле, контролирующих скорость изменения во времени векторов токов обратной и прямой последовательностей.	Да
2.1.14	Время срабатывания реле тока БК должно быть не более, с	0,025
2.1.15	В защите должна иметься возможность использования блокировки дистанционной защиты при качаниях на	Да

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
	принципе измерения скорости изменения величины сопротивления	
2.1.16	Должна осуществляться блокировка функций, которые могут работать ложно при возникновении неисправностей в цепях переменного напряжения	Да
2.1.17	Устройство БНН должно реагировать на обрыв или замыкание одной, двух и трех фаз напряжений «звезды» и «разомкнутого треугольника»	Да
2.1.18	Должна быть предусмотрена возможность действия БНН без выдержки времени на блокировку работы всех ступеней ДЗ и с выдержкой времени на сигнализацию неисправности.	Да
2.1.19	Должен обеспечиваться возврат устройства БНН в исходное состояние при устранении неисправностей.	Да
2.1.21	Ускорение ДЗ	
2.1.21.1	Логика автоматического ускорения:	Да
	- ввод автоматического ускорения ДЗ при включении выключателя от внешнего сигнала (от ключа управления или от ТАПВ) с контролем отсутствия напряжения на ВЛ с контролем отсутствия напряжения на защищаемом элементе или ввод АУ по измеренным параметрам (ток и напряжение) - исключение возможности ввода автоматического ускорения при наличии в предшествующем включению выключателя режиме симметричного напряжения на ЛЭП	измерительный орган ДЗ любой ступени с охватом начала координат (по выбору пользователя) Да
2.1.21.2	Должна быть предусмотрена возможность АУ действия ступеней ДЗ при включении выключателя с выдержкой времени, регулируемой в диапазоне, с	0,05-2,0 шаг 0,05
2.1.21.3	Время ввода АУ, с	0,3- 2,0 шаг 0,1
2.1.21.3	Логика оперативного ускорения:	Да измерительный орган ДЗ любой ступени или отдельный измерительный орган по сопротивления (по выбору пользователя)
2.1.21.4	Должно обеспечиваться действие ступеней ДЗ с оперативным ускорением с выдержкой времени, регулируемой в диапазоне, с.	0,05-5,0
2.1.22	В неполнофазных режимах работы должна быть предусмотрена возможность вывода РС ступеней, связанных отключенной фазой При этом должны использоваться пофазные реле тока схемы ОАПВ.	Да
2.1.23	Должно обеспечиваться действие ступеней ДЗ с выдержкой времени, регулируемой в диапазоне, с	0,000-15,0

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
2.1.23	Должна быть реализована логика телеускорения защиты с передачей и приемом разрешающих сигналов с использованием следующих каналов связи	ВЧКС/ВОЛС
2.1.24	Должна обеспечиваться возможность изменения направленности действия ступеней ДЗ на «обратное»	Да
2.1.25	Возможность автоматического перевода в ненаправленный режим ступени ДЗ, которая ускоряется при включении выключателя (если ТН установлен на линии).	Да
2.1.26	Логика использования разрешающих сигналов (с обеспечением селективной работы при «реверсе» мощности КЗ и работоспособности при КЗ на односторонне включенной ЛЭП или на ЛЭП, питающей тупиковую нагрузку)	Да измерительный орган ДЗ любой ступени или отдельный измерительный орган по сопротивления (по выбору пользователя)
2.1.27	Коэффициент компенсации, рассчитанный по удельным параметрам линии, с учетом взаимоиндукции параллельной линии, должен автоматически учитываться в замере сопротивления контура фаза – «земля».	Да
2.1.28	Возврат сигнала срабатывания РС должен происходить до возврата БНН	Да
2.1.39	При включении на близкое 3-х фазное КЗ при опробовании (в отсутствии поляризующего напряжения) должно исключаться срабатывание направленных РС ступеней ДЗ и разрешаться работа только «по току» ненаправленных РС ступеней ДЗ	Да
2.1.30	Возможность ввода в работу ДЗ от всех видов КЗ в цикле ОАПВ	Да
2.1.31	Время срабатывания быстродействующей ступени при переходе внешнего КЗ во внутреннее в условиях наличия насыщения ТТ не более, мс	60
2.2	**ТНЗНП**	
2.2.1	Количество ступеней	не менее 6: 1-ая, 2-ая и 3-ья – для защиты своей линии; 4-ая – для ближнего и дальнего резервирования; 5-ая - для работы с разрешающими сигналами; 6-ая – резервная в зависимости от конфигурации сети
2.2.2	Должен обеспечиваться диапазон регулирования независимых выдержек времени ступеней, с	0,01 – 30, шаг 0,01
2.2.3	Ускорение ТНЗНП	
2.2.3.1	Логика автоматического ускорения:	

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
	– ввод автоматического ускорения ТЗНП при включении выключателя от внешнего сигнала (от ключа управления или от ТАПВ) с контролем отсутствия напряжения на ВЛ и с контролем отсутствия напряжения на защищаемом элементе или ввод АУ по измеренным параметрам (ток и напряжение)	измерительный орган ТНЗНП любой ступени (по выбору пользователя)
	– исключение возможности ввода автоматического ускорения при наличии в предшествующем включению выключателя режиме симметричного напряжения на ЛЭП	Да
	- Должна быть предусмотрена возможность АУ действия ступеней при включении выключателя с выдержкой времени, регулируемой в диапазоне, с	0,05-2,0 шаг 0,05
	- Автоматический вывод направленности ускоряемых ступеней ТНЗНП	Да
	- Время ввода АУ, с	0,3- 2,0 шаг 0,1
2.2.3.2	Логика оперативного ускорения:	Да измерительный орган ТЗНП любой ступени или отдельный измерительный орган по току (по выбору пользователя)
2.2.4	Должен обеспечиваться диапазон регулирования токов срабатывания $3I_0$, А	(0,05-30)x$I_{ном}$
2.2.5	Время срабатывания реле тока ТНЗНП всех ступеней при подаче входного тока, равного 2Iср, не должно превышать, с.	0,025
2.2.6	Для обеспечения направленности ТНЗНП должны использоваться два РНМНП: разрешающее, которое срабатывает при направлении мощности нулевой последовательности от линии к шинам, и блокирующее, которое срабатывает при обратном направлении мощности нулевой последовательности	Да
2.2.7	Минимальная угловая ширина зон срабатывания разрешающего и блокирующего РНМНП должна быть не менее 160°.	Да
2.2.8	Уставки РНМНП по углу максимальной чувствительности должны составлять	
2.2.8.1	Для разрешающего РНМНП	260°
2.2.8.2	Для блокирующего РНМНП	80°
2.2.9	Для повышения чувствительности разрешающего РНМНП по напряжению должна быть предусмотрена возможность искусственного смещения точки подключения ТН в линию	Да

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
2.2.10	Диапазон регулирования коэффициента смещения должен регулироваться в диапазоне, о.е.	0,0-0,5
2.2.11	Должна быть предусмотрена возможность автоматического вывода направленности ТНЗНП в цикле ОАПВ	Да
2.2.12	Должна быть предусмотрена возможность независимого вывода из работы ступеней ТНЗНП в цикле ОАПВ.	Да
2.2.13	Должна быть предусмотрена возможность независимой работы любой ступени ТНЗНП с контролем или без контроля направленности.	Да
2.2.14	Должна быть предусмотрена возможность оперативного ускорения ступеней ТНЗНП с выдержкой времени, регулируемой в диапазоне от, с	0,05-5
2.2.15	Должна быть реализована логика телеускорения защиты с передачей и приемом разрешающих сигналов с использованием следующих каналов связи	ВЧКС/ВОЛС
2.2.16	Должна быть предусмотрена возможность автоматического ускорения третьей ступени ТНЗНП с отстройкой от броска намагничивающего тока	Да
2.2.17	Должна обеспечиваться возможность изменения направленности действия ступеней ТНЗНП на «обратное»	Да
2.2.18	Логика использования разрешающих сигналов (с обеспечением селективной работы при «реверсе» мощности КЗ и работоспособности при КЗ на односторонне включенной ЛЭП или на ЛЭП, питающей тупиковую нагрузку)	Да измерительный орган ТНЗНП любой ступени (по выбору пользователя)
2.2.19	Возможность перевода любой ступени ТНЗНП в ненаправленный режим работы при появлении сигнала БНН	Да
2.2.20	Орган I0 не должен срабатывать при броске тока намагничивания нулевой последовательности трансформатора на ответвлении (только у ускоряемой ступени ТНЗНП)	Да
2.2.21	Пуск элементов времени каждой ступени от собственных измерительных токовых органов с контролем направления мощности нулевой последовательности	Да
2.2.22	Пуск элементов времени каждой ступени от собственных измерительных токовых органов с контролем направления мощности нулевой последовательности	Да
2.2.23	Вывод от внешнего дискретного сигнала чувствительных ступеней ТНЗНП (состав которых задается программно), например, оперативным переключающим устройством при операциях отсоединения/подсоединения цепей переменного тока	Да
2.2.24	Возможность выполнения «каскадной отсечки» (ускорение одной из ступеней ТНЗНП с контролем направления	Да

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
	мощности нулевой последовательности на параллельной ЛЭП)	
2.2.25	Время срабатывания быстродействующей ступени при переходе внешнего КЗ во внутреннее в условиях наличия насыщения ТТ не более, мс	60
2.3	**МФТО линии**	
2.3.1	Реле максимального тока должно реагировать на фазные токи	Да
2.3.2	Должен обеспечиваться диапазон уставок по току срабатывания реле максимального тока, А	$(0,35\text{-}30)\cdot I_{ном}$
2.3.3	Время срабатывания реле максимального тока ТО при подаче входного тока, равного $2I_{ср}$ должно быть не более, с.	0,025
2.3.4	В нормальном режиме токовая отсечка должна функционировать как междуфазная по мажоритарной схеме «2 из 3»	Да
2.3.5	В цикле ОАПВ и на время ввода АУ для срабатывания ТО должно быть достаточно срабатывания любого из фазных реле тока	Да
2.3.6	Должны быть обеспечены программный ввод/вывод ТО и автоматический ввод ТО при включении выключателя	Да
2.3.7	Время срабатывания при переходе внешнего КЗ во внутреннее в условиях наличия насыщения ТТ не более, мс	60
2.4	**МТЗ линии**	
2.4.1	Максимальная токовая защита должна выполняться ненаправленной	Да
2.4.2	Защита должна выполняться одноступенчатой, с действием на отключение трех фаз	Да
2.4.3	Диапазон регулирования тока срабатывания защиты должен составлять, А	(0,05-30)*Iном
2.4.4	Диапазон регулирования времени срабатывания защиты должен составлять, с	0,0-27
2.4.5	Время срабатывания реле максимального тока при подаче входного тока, равного 2Iср должно быть не более, с.	0,025
2.5	**Аварийная МТЗ линии**	
2.5.1	Должна быть обеспечена возможность автоматического ввода АвМТЗ при срабатывании БНН	Да
2.5.2	Должна быть обеспечена возможность оперативного ввода АвМТЗ	Да
2.5.3	Возможность использования измерительных органов, включенных на фазные токи	Да
2.5.4	Возможность использования измерительных органов, включенных на ток нулевой последовательности	Да
3	**Однофазное автоматическое повторное включение (ОАПВ)**	
3.1	Схема ОАПВ должна содержать следующие устройства и ИО:	
3.1.1	Избиратели поврежденной фазы	Да

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
3.1.2	Реле тока нулевой последовательности (РТНП) с торможением от одного из фазных токов и реле напряжения нулевой последовательности (РННП), предназначенные для определения вида повреждения	Да
3.1.2.1	Диапазон регулирования тока срабатывания РТНП, должен быть задан в диапазоне, А	(0,05-0,2)·$I_{ном}$ шаг 0,01
3.1.2.2	Диапазон регулирования напряжения срабатывания РННП во вторичных величинах, должен быть задан в диапазоне, В	6,0-15,0 шаг 0,01
3.1.3	Блокирующее реле тока (БТ), реагирующее на один из трех модулей фазных токов, предназначенный для блокирования действия РТНП и РННП	Да
3.1.3.1	Диапазон регулирования тока срабатывания БТ, должен быть задан в диапазоне, А	(1,0-15,0) ·$I_{ном}$ шаг 0,01
3.1.4	Реле тока обратной последовательности (РТОП), предназначенное для пуска ОАПВ и ввода на самостоятельное действие ИПФ отключившейся фазы	Да
3.1.4.1	Диапазон регулирования тока срабатывания РТОП, должен быть задан в диапазоне, А	(0,1-0,3) ·$I_{ном}$ шаг 0,01
3.1.5	ОКПД, предназначенный для определения момента погасания дуги и разрешения включения фазы с одного конца линии	Да
3.1.5.1	ОКПД должен предусматривать возможность использования его как на линиях с ШР, так и без них.	Да
3.1.6	Для ВЛ с ШР должен быть предусмотрен орган напряжения, включенный во вторичных величинах на компенсированное (расчетное) напряжение отключенной фазы, регулируемый в диапазоне, В	3,0-25,0 шаг 0,01
3.1.7	Для ВЛ с ШР должен предусматриваться орган, реагирующий на составляющие напряжения частотой ниже номинальной с частотой среза 47,5Гц	Да
3.1.8	Для ВЛ без ШР должен быть предусмотрен орган напряжения, включенный во вторичных величинах на компенсированное (расчетное) напряжение отключенной фазы, регулируемый в диапазоне, В	3,0-6,0 шаг 0,01
3.1.8.1	Работа компенсированного органа напряжения должна разрешаться с контролем несрабатывания дополнительного ПО тока нулевой последовательности	Да
3.1.9	Для ВЛ без ШР должен предусматриваться орган сдвига фаз, реагирующий на угол между компенсированным напряжением отключённой фазы и током нулевой последовательности	Да
3.1.9.1	Зоны срабатывания органа сдвига фаз должны соответствовать следующим диапазонам	-45°… 45° 135°…225°
3.1.10	ОВУВ, предназначенный для контроля включения фазы второго конца линии	Да

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
3.1.11	Реле тока, реагирующий на отношение модулей токов неотключенных фаз, предназначенный для токовой защиты неповрежденных фаз линии от однофазных замыканий в цикле ОАПВ (ТЗНФ)	Да
3.1.12	Три реле тока, реагирующие на фазные токи выключателя и предназначенные для блокирования соответствующих ИПФ, а также вывода РС дистанционной защиты, связанных с поврежденной фазой	Да
3.2	Сигнал фиксации цикла ОАПВ должен формироваться с выдержкой времени не более 0,16 с после подачи команды на отключение одной фазы и исчезать с выдержкой времени не более 0,10 с. после действия на отключение трех фаз или в случае успешного включения	Да
3.3	В зависимости от места установки должны предусматриваться следующие режимы включения от ОАПВ: - на «первом» конце ВЛ – с расчетной или адаптивной бестоковой паузой, определяемой фиксацией момента погасания дуги на отключенной с двух сторон фазе линии при помощи ОКПД; − на «втором» конце ВЛ – с расчетной паузой или с контролем успешного включения отключенной фазы на «первом» конце линии с помощью ОВУВ.	Да
3.4	В случаях отсутствия разрешения от ОКПД или ОВУВ выключателя (адаптивная пауза) через выдержку времени от 0,5 до 3,0 с предусмотрена возможность отключения неповрежденных фаз на обоих концах линии с обеспечением запрета ОАПВ	Да
3.5	Кратность ОАПВ	1
3.6	Пуск ОАПВ при срабатывании быстродействующих защит (ступеней защит)	Да
3.7	Запрет ОАПВ при срабатывании медленнодействующих защит или при срабатывании защит в цикле ОАПВ.	Да
3.8	Возможность выполнения ТАПВ после неуспешного ОАПВ	Да
3.9	Выдержка времени ОАПВ с расчетной паузой, с	0,5 – 5,0 шаг 0,1
3.10	Время возврата ОАПВ, с	0,5 – 5,0 шаг 0,1
3.11	Адаптивность ОАПВ - контроль погасания дуги - контроль успешности включения выключателя - возможность оперативного изменения используемых режимов ОАПВ; возможность изменения уставок адаптивного ОАПВ при изменении группы уставок (ЛЭП с ШР, ЛЭП с отключенным ШР)	опционально

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
	-	
3.12	Возможности уменьшения выдержки времени включения от ОАПВ с расчетной паузой от автоматики компенсационного реактора	Да
3.13	Логики перевода действия ОАПВ на отключение 3-х фаз от внешнего сигнала	Да
3.14	Возможности оперативного изменения штатной очередности включения (стороны с меньшей/большей выдержкой времени)	Да
3.15	Логики ведущий/ведомый	Да
3.16	Правильный выбор поврежденных фаз при всех видах КЗ, в том числе через переходное сопротивление величиной не более, Ом	20
3.17	Время срабатывания не более, мс	25
3.18	Время возврата не более, мс	50
3.19	Избиратели поврежденной фазы должны состоять из трех пар ИО сопротивления (с компенсацией тока нулевой последовательности), объединенных логической схемой	Да
3.19.1	Вид характеристики реле сопротивления избирателей поврежденной фазы	Много-угольная
3.19.2	Диапазон регулирования уставок реле сопротивления избирателей поврежденной фазы, Ом	(1-250)/$I_{ном}$
3.20.	Блокирование выходных сигналов ИО сопротивления каждого ИПФ должно производиться с помощью трех ПО тока, реагирующих на фазные токи выключателя линии, при возврате каждого из этих ПО тока блокируется выход ИО сопротивления соответствующего ИПФ.	Да

Таблица 7 – Требования к функциям защит АТ(Т) 330-500 кВ

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
1	**ДЗТ АТ**	
1.1	Должна выполняться пофазной	Да
1.2	Учет группы соединения обмоток силового трансформатора и коэффициентов трансформации ТТ	Да
1.2.1	Должна быть предусмотрена возможность выравнивания различий по коэффициентам трансформации ТТ присоединений в пределах, А	0,25-16
1.2.2	Погрешность выравнивания должна быть, не более, %	±2

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
1.2.3	Должна предусматриваться программная компенсация фазового сдвига схемы соединения обмоток АТ	Да
1.5	Должна быть выполнена в виде двухканальной дифференциальной токовой защиты, содержащей чувствительное реле и отсечку	Да
1.6	Чувствительное реле ДЗТ должно иметь токозависимую характеристику с уставкой по начальному току срабатывания, изменяемой в диапазоне, о.е.	$(0,20\text{-}1,0)\cdot I_{ном}$
1.7	В чувствительной ступени должно быть предусмотрено процентное торможение. Допускается как кусочно-линейная аппроксимация характеристики торможения, так и аппроксимация непрерывной функцией.	Да
1.8	Ток срабатывания отсечки должен изменяться в диапазоне, А	$(6,5\text{-}12,0)\cdot I_{ном}$
1.9	Уставка по коэффициенту торможения ДЗТ должна изменяться в диапазоне	0,1-0,7
1.10	Ток начала торможения должен изменяться в диапазоне, А	$(0,40\text{-}1,0)\cdot I_{ном}$
1.11	Время срабатывания ДЗТ по чувствительному органу и по отсечке при двукратном и более по отношению к току срабатывания должно быть не более, с	0,03
1.12	ДЗТ на минимальных уставках по начальному току срабатывания и коэффициенту торможения должна обеспечивать отстройку от однополярных бросков намагничивающего тока (в том числе и “трансформированных”) с амплитудой, равной шестикратному значению амплитуды базисного тока стороны, и основанием волны тока до 240 °	Да
1.13	Для отстройки ДЗТ от бросков токов намагничивания должен контролироваться уровень второй гармоники в дифференциальном токе. Уровень блокировки по второй гармонике может изменяться в пределах от 8 до 15 % по отношению к величине основной гармоники в дифференциальном токе	Да
1.14	Блокировка или торможение от перевозбуждения, диапазон уставок по соотношению токов пятой и основной гармоник дифференциального тока, %	5 – 40, шаг 1
1.15	ДЗТ должна правильно функционировать при КЗ в зоне действия при токе повреждения более начального тока срабатывания чувствительного реле до 40 $I_{ном}$ при значении токовой погрешности высоковольтных ТТ в установившемся режиме, вызванной их насыщением при работе на активную нагрузку, до 50 %.	Да
1.16	Компенсация токов нулевой последовательности для выравнивания токов обмоток при внешнем КЗ	Да
1.17	Алгоритм, обеспечивающий отсутствие излишней работы при внешних КЗ с насыщением ТТ при выполнении заявленных производителем требований к ТТ	Да

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
1.18	Учет изменения коэффициента трансформации трансформатора при переключении РПН	Да (опционально)
1.19	Время срабатывания ДЗТ при переходе внешнего КЗ во внутреннее в условиях наличия насыщения ТТ не более, мс	60
1.20	Количество подключаемых обмоток силового трансформатора, не менее	4
2	**ГЗ АТ, ГЗ РПН АТ**	
2.1	Прием сигналов в пофазном исполнении	Да
2.2	Должен предусматриваться перевод ГЗ АТ, ГЗ РПН АТ на сигнал	Да
2.3	Количество ступеней ГЗ АТ (количество дискретных входов для сигналов от газового реле)	2
2.4	Количество ступеней ГЗ РПН АТ (количество дискретных входов для сигналов от струйного реле)	1
3	**ДЗ**	
3.1	Количество ступеней, не менее	6
3.2	Направленность ступеней:	
3.2.1	В шины ПС, не менее	4
3.2.2	В АТ, не менее	2
3.3	Количество выдержек времени для каждой ступени не менее	3 (деление, отключение ввода своего напряжения, отключение АТ)
3.4	Вид характеристики срабатывания дистанционных измерительных органов (ДИО)	Многоугольная
3.5	Должен обеспечиваться диапазон регулирования сопротивлений срабатывания ступеней, Ом/фазу	$(1\text{-}500)/I_{ном}$
3.6	Использование напряжения прямой последовательности при всех видах повреждений в месте установки защиты	Да
3.7	Ток десятипроцентной точности работы Iтр для всех ступеней при работе на угле максимальной чувствительности не должен превышать 0,1Iном во всем диапазоне уставок	Да
3.8	Минимальное напряжение на входе реле, при котором обеспечиваются точностные параметры реле сопротивления во вторичных величинах должно быть не более, В	0,5
3.9	Время срабатывания ДЗ при работе с минимальными выдержками времени должно быть не более, с	0,025
3.10	При работе РС «по памяти» при трехфазных КЗ в месте установки защиты, должна обеспечиваться длительность сигнала срабатывания на выходе РС не менее 0,06 с в диапазоне токов от $2I_{тр}$ до $30I_{ном}$	Да
3.11	Должно обеспечиваться отсутствие ложных срабатываний РС при КЗ «за спиной» при токах до $20I_{ном}$	Да

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
3.12	Все ступени ДЗ должны контролироваться блокировкой при качаниях, предназначенной для исключения срабатывания защиты в режимах качаний.	Да
3.13	При КЗ БК должна вводить защиту в действие на время, достаточное для ее срабатывания и, если пуска ступеней защиты не произошло, блокирует ее.	Да
3.14	Пуск БК должен выполняться от чувствительного и грубого реле, контролирующих скорость изменения во времени векторов токов обратной и прямой последовательностей.	Да
3.15	Время срабатывания реле тока БК должно быть не более, с	0,025
3.16	В защите должна иметься возможность использования блокировки дистанционной защиты при качаниях на принципе измерения скорости изменения величины сопротивления	Да
3.17	Должна осуществляться блокировка функций, которые могут работать ложно при возникновении неисправностей в цепях переменного напряжения	Да
3.18	Устройство БНН должно реагировать на обрыв или замыкание одной, двух и трех фаз напряжений «звезды» и «разомкнутого треугольника»	Да
3.19	Должна быть предусмотрена возможность действия БНН без выдержки времени на блокировку работы всех ступеней ДЗ и с выдержкой времени на сигнализацию неисправности.	Да
3.20	Должен обеспечиваться возврат устройства БНН в исходное состояние при устранении неисправностей.	Да
3.21	Должно обеспечиваться действие ступеней ДЗ с оперативным ускорением с выдержкой времени, регулируемой в диапазоне, с.	0,05-5,0
3.22	Должна быть предусмотрена возможность АУ действия ступеней ДЗ при включении выключателя с выдержкой времени, регулируемой в диапазоне, с	0,05-5,0
3.23	Должно обеспечиваться действие ступеней ДЗ с выдержкой времени, регулируемой в диапазоне, с	0,05-15,0
3.24	Должна обеспечиваться возможность изменения направленности действия ступеней ДЗ на «обратное»	Да
3.25	Возможность выполнения дополнительного оперативного ускорения без выдержки времени с действием на отключение Т, АТ	Да
Прочие требования к дистанционной защите трансформаторов (автотрансформаторов) представлены в разделе по дистанционной защите линий		
4	**ТНЗНП**	
4.1	Количество ступеней, не менее	6
4.2	Направленность ступеней:	
4.2.1	В шины ПС, не менее	4
4.2.2	В АТ, не менее	2
4.3	Количество выдержек времени у каждой ступени – не менее	3 (деление, отключение

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
		ввода своего напряжения, отключение АТ)
4.4	Возможность вывода от внешнего дискретного сигнала чувствительных ступеней ТНЗНП (состав которых задается программно или ТНЗНП в целом)	Да
4.5	Обеспечивается отстройка от апериодического и периодического броска тока намагничивания	Да
4.6	Обеспечивается диапазон регулирования тока срабатывания ступеней, А	(0,05-30) $\cdot I_{ном}$
4.7	Обеспечивается диапазон регулирования выдержек времени, с	0-15
4.8	Логика ТНЗНП должна содержать два реле направления мощности нулевой последовательности (РНМНП), прямой и обратной направленности	Да
4.8.1	Обеспечивается диапазон регулирования уставки РНМНП по току, А	(0,04-0,5) $\cdot I_{ном}$
4.8.2	Обеспечивается диапазон регулирования уставки РНМНП по напряжению во вторичных величинах, В	0,5-5
4.9	Обеспечивается отстройка РНМНП от апериодических и периодических бросков намагничивающего тока	Да
4.10	Обеспечивается угол максимальной чувствительности РНМНП прямой направленности	250°
4.11	Обеспечивается угол максимальной чувствительности РНМНП обратной направленности	70°
4.12	Обеспечивается минимальная угловая ширина зоны срабатывания РНМНП прямой и обратной направленности не менее	160°
4.13	Обеспечивается программная возможность ввода/вывода направленности действия любой ступени	Да
4.14	Должна быть реализована возможность изменения направленности действия ступеней на «обратное»	Да
4.15	Пуск элементов времени каждой ступени должно обеспечиваться от собственных ИО и органа направления мощности	Да
4.16	Должна быть обеспечена возможность оперативного и автоматического ускорения с диапазоном уставок по времени, с	0,05-5,0
4.17	Обеспечивается БНН	Да
4.18	Возможность выполнения дополнительного оперативного ускорения без выдержки времени с действием на отключение Т, АТ	Да
5	**МТЗ НН АТ**	
5.1	Количество ступеней	2
5.2	Количество выдержек времени для каждой ступени	2

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
5.3	Уставки реле максимального тока во вторичных величинах МТЗ должны изменяться в диапазоне, А	0,1-100
5.4	Максимальная токовая защита должна выполняться с комбинированным пуском или без пуска по напряжению	Да
5.5	Реле минимального линейного напряжения во вторичных величинах должно иметь уставку по напряжению, регулируемую в диапазоне, В	10-100
5.6	Реле максимального напряжения обратной последовательности во вторичных величинах должно иметь уставку по напряжению, регулируемые в диапазоне, В	6-24
5.7	Выдержка времени срабатывания МТЗ НН должна регулироваться в пределах, с	0,05-27
6	**Защита от перегрузки**	
6.1	Защита от перегрузки на стороне ВН	
6.1.1	Уставки реле максимального тока во вторичных величинах ЗП должны изменяться в диапазоне, А	0,1-100
6.1.2	Время срабатывания ЗП должно изменяться в диапазоне, с	0,05-27
6.2	Защита от перегрузки на стороне НН	
6.2.1	Уставки реле максимального тока во вторичных величинах ЗП должны изменяться в диапазоне, А	0,1-100
6.2.2	Время срабатывания ЗП должно изменяться в диапазоне, с	0,05-27
6.3	Защита от перегрузки в общей обмотке	
6.3.1	Уставки реле максимального тока во вторичных величинах ЗП должны изменяться в диапазоне, А	0,1-100
6.3.2	Время срабатывания ЗП должно изменяться в диапазоне, с	0,05-27
6.4	Защита от перегрузки на стороне СН	
6.4.1	Уставки реле максимального тока во вторичных величинах ЗП должны изменяться в диапазоне, А	0,1-100
6.4.2	Время срабатывания ЗП должно изменяться в диапазоне, с	0,05-27
7	**Реле тока ЗПО**	
7.1	Уставки реле тока автоматики охлаждения во вторичных величинах должны регулироваться в пределах, А	0,1-100
7.2	Время срабатывания АО должно регулироваться в диапазоне, с	0,05-27
8	**КИВ**	
8.1	Номинальный входной ток КИВ должен быть, А	0,5
8.2	Логика КИВ по входу на сигнал должна иметь уставку по приращению емкостного тока любого из вводов, регулируемую в диапазоне от 5 до 15 %, соответствующую увеличению тока ($\Delta I_{СР.}$) по отношению к величине тока неповрежденного ввода при номинальной величине напряжения переменного тока на вводе	Да
8.3	Логика КИВ по входу на отключение должна иметь уставку по приращению емкостного тока любого из вводов, регулируемую в диапазоне от 5 до 45 %, соответствующую увеличению тока ($\Delta I_{СР.}$) по отношению к величине тока	Да

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
	неповрежденного ввода при номинальной величине напряжения переменного тока на вводе.	
8.4	КИВ должна иметь возможность компенсации различия емкостей вводов разных фаз в пределах ± 10% от их номинальной величины	Да
8.5	Принцип действия КИВ должен допускать одновременное изменение емкостей всех трех вводов (например, под влиянием температуры окружающего воздуха) на 10% в одинаковой кратности к величинам емкостей вводов при температуре настройки КИВ без изменения чувствительности по приращению тока	Да
8.6	Действие КИВ на сигнализацию должно производится с выдержкой времени, регулируемой в пределах, с	0,05-27
8.7	Действие КИВ на отключение должно производиться с выдержкой времени, регулируемой в пределах, с	0,05-27
8.8	При исправных цепях напряжения $3U_0$ КИВ не должна реагировать на изменение емкостных токов вводов при замыканиях на землю в сети ВН и при неполнофазных режимах	Да
8.9	КИВ должна иметь вход для загрубления КИВ по уставке при неисправности цепей напряжения КИВ	Да
8.10	КИВ не должна срабатывать ложно при обрыве цепи тока ввода одной из фаз	Да
8.10	КИВ должна быть отстроена от высших гармонических составляющих в емкостном токе вводов	Да
9	**ДТЗ НП (опционально)**	
9.1	Должна быть выполнена в виде дифференциальной токовой защиты, содержащей чувствительное реле	Да
9.2	Должна иметь не менее 2-х аналоговых проходных входов для подключения трехфазных групп трансформаторов тока и одного однофазного датчика	Да
9.3	Должна быть предусмотрена возможность выравнивания различий по коэффициентам трансформации ТТ присоединений в пределах, А	0,1-25
9.4	Погрешность выравнивания, не более	2%
9.5	Чувствительное реле ДТЗ НП должно иметь токозависимую характеристику с уставкой по начальному току срабатывания, изменяемой в диапазоне, о.е.	(0,20-1,0)*Іном
9.6	Уставка по коэффициенту торможения ДЗТ должна изменяется в диапазоне	0,2-0,7
9.7	Ток начала торможения должен изменяется в диапазоне	(0,40-1,0)*Іном
9.8	Время срабатывания ДТЗ НП при двукратном и более превышении дифференциального тока по отношению к току срабатывания должно быть не более, с	0,03
9.9	1.14 ДЗТ должна правильно функционировать при КЗ в зоне действия при токе повреждения более начального тока срабатывания чувствительного реле до 40 Іном при	Да

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
	значении токовой погрешности высоковольтных трансформаторов тока в установившемся режиме, вызванной их насыщением при работе на активную нагрузку, до 50 %.	
9.10	1.15 ДЗТ должна быть отстроена от тока внешнего КЗ при максимальной кратности входного тока не более 40 Іном при значении полной погрешности высоковольтных трансформаторов тока в установившемся режиме, вызванной их насыщением при работе на активную нагрузку, до 10 %.	Да
9.11	Время срабатывания при переходе внешнего КЗ во внутреннее в условиях наличия насыщения ТТ не более, мс	60
10	**Прочие функции**	
10.1	Возможность приёма сигналов технологических защит	Да
10.2	Контроль отсутствия напряжения на АТ	Да
10.3	Контроль исправности вторичных цепей напряжения НН	Да
10.4	Возможность выполнения «защиты холостого хода» в резервных защитах стороны ВН (СН) АТ(Т) (вводимой автоматически или оперативно при отключенных выключателях соответствующей стороны АТ(Т) или линейном разъединителе (АТ(Т) в работе сторонами СН(ВН)/НН)	Да

Таблица 8 – Требования к функциям защит шунтирующего реактора 330 (500) кВ

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
1	**Продольная ДТЗ**	
1.1	Количество подключаемых плеч, не менее - при подключении через два выключателя, не менее	2 3
1.2	Должна выполняться пофазной	Да
1.3	Должна быть предусмотрена возможность выравнивания различий по коэффициентам трансформации ТТ присоединений в пределах, А	0,25-16
1.4	Погрешность выравнивания от Іном должна составлять не более	± 2 %
1.5	Продольная ДТЗ должна быть выполнена в виде двухканальной дифференциальной токовой защиты, содержащей чувствительное реле и отсечку	Да
1.6	Чувствительное реле продольной ДТЗ должно иметь токозависимую характеристику с уставкой по начальному току срабатывания, изменяемой в диапазоне, о.е.	$(0,05\text{-}1,0)\cdot I_{ном}$
1.7	Ток срабатывания отсечки должен изменяться в диапазоне, о.е.	$(6,5\text{-}12,0)\cdot I_{ном}$
1.8	Продольная ДТЗ должна быть выполнена в виде дифференциальной токовой защиты с торможением от суммы токов сторон НВ1 и НВ2	Да

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
1.9	Наличие процентного торможения. Допускается как кусочно-линейная аппроксимация характеристики торможения, так и аппроксимация непрерывной функцией	Да
1.10	Длина горизонтального участка характеристики срабатывания продольной ДТЗ должна регулироваться в диапазоне, о.е.	(1,00-1,5)·Iном
1.11	Уставка по коэффициенту торможения продольной ДТЗ должен изменяться в диапазоне	0,1-0,5
1.12	Правильное функционирование защиты при броске тока намагничивания	Да
1.13	Время срабатывания ДЗШ при переходе внешнего КЗ во внутреннее в условиях наличия насыщения ТТ не более, мс	60
2	**Поперечная ДТЗ**	
2.1	Количество групп токовых входов, не менее	2
2.2	Должна выполняться пофазной	Да
2.3	Поперечная ДТЗ должна реагировать на разность токов в параллельных обмотках сторон НВ1 и НВ2 каждой фазы ШР	Да
2.4	Для поперечной ДТЗ должна быть предусмотрена возможность выравнивания различия токов в параллельных ветвях ШР в пределах ± 10% от номинального тока стороны для уменьшения небаланса	Да
2.5	Наличие процентного торможения. Допускается как кусочно-линейная аппроксимация характеристики торможения, так и аппроксимация непрерывной функцией	Да
2.6	Реле тока поперечной ДТЗ должно иметь токозависимую характеристику с уставкой по начальному току срабатывания, изменяемой в диапазоне, о.е.	(0,05-1,0)·$I_{ном}$
2.7	Длина горизонтального участка характеристики срабатывания поперечной ДТЗ должна регулироваться в диапазоне, о.е.	(1,00-2,0)·$I_{ном}$
2.8	Уставка по коэффициенту торможения поперечной ДТЗ должна изменяться в диапазоне	0,1-0,5
3	**ГЗ ШР**	
3.1	Количество ступеней (количество дискретных входов для сигналов от газового реле)	2
3.2	Прием сигналов в пофазном исполнении	Да
3.3	Должен предусматриваться перевод ГЗ ШР на сигнал	Да
4	**ЗПО**	
4.1	Реле максимального тока для автоматики охлаждения должно содержать две ступени	Да
4.2	Уставки реле максимального тока во вторичных величинах для автоматики охлаждения должны изменяться в диапазоне, А	0,1-10
4.3	Выдержки времени срабатывания ступеней АО должны регулироваться в пределах, с	0,05-27
5	**КИВ**	

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
5.1	Номинальный входной ток КИВ должен быть, А	0,5
5.2	Логика КИВ по входу на сигнал должна иметь уставку по приращению емкостного тока любого из вводов, регулируемую в диапазоне от 5 до 15 %, соответствующую увеличению тока ($\Delta I_{СР.}$) по отношению к величине тока неповрежденного ввода при номинальной величине напряжения переменного тока на вводе	Да
5.3	Логика КИВ по входу на сигнал при загрублении должна иметь уставку по приращению емкостного тока любого из вводов, регулируемую в диапазоне от 5 до 15 %, соответствующую увеличению тока ($\Delta I_{СР.}$) по отношению к величине тока неповрежденного ввода при номинальной величине напряжения переменного тока на вводе.	Да
5.4	Логика КИВ по входу на отключение должна иметь уставку по приращению емкостного тока любого из вводов, регулируемую в диапазоне от 5 до 45 %, соответствующую увеличению тока ($\Delta I_{СР.}$) по отношению к величине тока неповрежденного ввода при номинальной величине напряжения переменного тока на вводе.	Да
5.5	Логика КИВ по входу на отключение при загрублении должна иметь уставку по приращению емкостного тока любого из вводов, регулируемую в диапазоне от 5 до 45 %, соответствующую увеличению тока ($\Delta I_{СР.}$) по отношению к величине тока неповрежденного ввода при номинальной величине напряжения переменного тока на вводе.	Да
5.6	КИВ должна иметь возможность компенсации различия емкостей вводов разных фаз в пределах ± 10% от их номинальной величины	Да
5.7	Принцип действия КИВ должен допускать одновременное изменение емкостей всех трех вводов (например, под влиянием температуры окружающего воздуха) на 10% в одинаковой кратности к величинам емкостей вводов при температуре настройки КИВ без изменения чувствительности по приращению тока	Да
5.8	Действие КИВ на сигнализацию должно производится с выдержкой времени, регулируемой в пределах, с	0,05-27
5.9	Действие КИВ на отключение должно производиться с выдержкой времени, регулируемой в пределах, с	0,05-27
5.10	При исправных цепях напряжения 3U0 КИВ не должна реагировать на изменение емкостных токов вводов при замыканиях на землю в сети ВН и при неполнофазных режимах сети при условии установки ТН на шинах подключения ШР	Да
5.11	КИВ не должна срабатывать ложно при обрыве цепи тока ввода одной из фаз	Да
5.12	КИВ должна быть отстроена от высших гармонических составляющих в емкостном токе вводов	Да

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
5.13	КИВ должна иметь вход для загрубления КИВ по уставке при неисправности цепей напряжения КИВ	Да
6	**Прочие функции**	
6.1	Прием сигналов от технологических защит (от датчиков повышения температуры масла, от датчиков повышения и понижения уровня масла (У)ШР)	Да

Таблица 9 – Требования к функциям ДЗШ и ДЗО 330 (500) кВ

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
1	**ДЗШ с торможением**	
1.1	Должно обеспечиваться аппаратно-программное выравнивание токов входов	Да
1.2	Выполнена пофазной	Да
1.3	Погрешность выравнивания должна быть не более (% от наибольшего из Iном присоединений)	±2
1.4	Должен обеспечиваться диапазон регулирования минимального тока срабатывания защиты, о.е.	(0,40-2,0)·Iном
1.6	Должен обеспечиваться диапазон регулирования коэффициента торможения	0,2-1,2
1.7	Ток начала торможения должен регулироваться в диапазоне, о.е.	(1,00-2,0) ·$I_{ном}$
1.8	Время срабатывания ДЗШ при двукратном и более токе по отношению к начальному току срабатывания при КЗ на шинах должно быть не более, с	0,035
1.9	Время возврата ДЗШ должно быть не более, с	0,045
1.10	ДЗШ не должна срабатывать при внешних КЗ с периодической составляющей тока до 40Iном при максимальной апериодической составляющей с постоянной времени до 0,3 с, если токовая погрешность высоковольтных ТТ не превышает 50 % в установившемся режиме при активной нагрузке ТТ при указанном токе.	Да
1.11	ДЗШ должно действовать с гарантированным временем при внутренних КЗ с периодической составляющей тока до 40Iном. при максимальной апериодической составляющей с постоянной времени до 0,3 с, если токовая погрешности высоковольтных ТТ не превышает 50 % в установившемся режиме при активной нагрузке ТТ при указанном токе.	Да
1.12	Уставки по начальному току срабатывания ДЗШ при “очувствлении” должны регулироваться в диапазоне, о.е.	(0,2-1,2) ·$I_{ном}$
1.13	Длина начального участка характеристики срабатывания при “очувствлении” должна регулироваться в диапазоне, о.е.	(1,5-8,0) ·$I_{ном}$
1.14	Диапазон регулирования уставок устройства контроля напряжения:	
1.14.1	По междуфазному напряжению во вторичных величинах, В	20-100

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
1.14.2	По напряжению обратной последовательности во вторичных величинах, В	6-24
1.15	Должна быть предусмотрена сигнализация неисправности цепей напряжения переменного тока с выдержкой времени, регулируемой в диапазоне, с.	0,1-27
1.16	Отсутствие излишних срабатываний ДЗШ при бросках тока намагничивания трансформатора (включение со стороны шин «с открытым плечом»)	Да
1.17	Отсутствие излишних срабатываний ДЗШ при внешних КЗ с насыщением трансформаторам тока при выполнении заявленных производителем требований к ТТ	Да
1.18	Время срабатывания ДЗШ при переходе внешнего КЗ во внутреннее в условиях наличия насыщения ТТ не более, мс	60
1.19	Определение поврежденной системы шин	Да
1.20	Должно быть предусмотрено процентное торможение по величине тока. Допускается как кусочно-линейная аппроксимация характеристики торможения, так и аппроксимация непрерывной функцией	Да
1.21	Число присоединений на шинах 330 кВ и выше, не менее	4
1.22	Автоматический и оперативный ввод очувствления защиты	Да
1.23	Запрет АПВ секции шин при работе УРОВ или ДЗШ	Да
1.24	Избирательный запрет АПВ присоединений при срабатывании ДЗШ	Да
1.25	Замедление ДЗШ при включении обходного и шиносоединительного выключателя	Да
1.26	Возможность изменения фиксации токовых и оперативных цепей при переводе присоединений с одной системы шин на другую, если ДЗШ выполняется одним устройством на две СШ (секции)	опционально
2	**ДЗО**	
2.1	Количество подключаемых плеч, не менее	3
2.2	Выполняется пофазной	Да
2.3	Должно быть предусмотрено процентное торможение. Допускается как кусочно-линейная аппроксимация характеристики торможения, так и аппроксимация непрерывной функцией	Да
2.4	Обеспечивается торможение от арифметической суммы входных токов ТТ (при токах внешних КЗ до 20Iном)	Да
2.5	Обеспечивается аппаратно-программное выравнивание входных токов	Да
2.6	Погрешность выравнивания не более, %	±2
2.7	Обеспечивается диапазон регулирования минимального тока срабатывания (Iс.з min), о.е.	(0,20-1,2) $\cdot I_{ном}$
2.8	Обеспечивается диапазон регулирования коэффициента торможения (Кторм)	0,2-1,2

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
2.9	Обеспечивается диапазон регулирования тока «начала торможения», о.е.	(1,00-2,0) $\cdot I_{ном}$
2.10	Обеспечивается время срабатывания при токе ≥ 2Iс.з min не более, с	0,035
2.11	Время срабатывания ДЗО при переходе внешнего КЗ во внутреннее в условиях наличия насыщения ТТ не более, мс	60
3	**Реле контроля исправности цепей переменного тока**	
3.1	В устройстве должны быть предусмотрены пофазные реле контроля исправности цепей переменного тока	Да
3.2	Ток срабатывания реле контроля цепей переменного тока должен регулироваться в пределах, о.е.	(0,04-0,2) $\cdot I_{ном}$
3.3	Реле контроля с выдержкой времени, должен действовать на сигнал и на блокировку ДЗШ и ДЗО с самоудерживанием и ручным возвратом.	Да
3.4	Выдержка времени реле контроля цепей тока должна регулироваться в диапазоне, с	0,05-27
3.6	Возможность оперативного вывода блокирующего действия реле контроля	Да

Таблица 10 – Требования к функциям контроллера присоединений 110 (220) кВ

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
1	**АУВ**	
1.1	Должна фиксироваться команда на включение выключателя (РФК). Возврат осуществляется только при поступлении команды на отключение выключателя (РКО); данная информация должна сохраняться при отключении выключателя от РЗ и совместно с информацией об отключенном положении выключателя (РПО) использоваться для формирования сигнала «несоответствия» в узле пуска АПВ	Да
1.2	АУВ должна обеспечивать защиту электромагнитов управления от длительного протекания тока и формировать сигнал во внешние цепи на обесточивание электромагнитов с выдержкой времени не менее, с	1,0
1.3	АУВ должна осуществлять контроль исправности цепей первой и второй групп ЭМО при включенном выключателе и ЭМВ при отключенном выключателе	Да
1.4	Должен осуществляться контроль исправного состояния цепи первой и второй группы ЭМО (ЭМО1 и ЭМО2) при включенном выключателе и цепи ЭМВ при отключенном выключателе – контроль РПВ1 и РПВ2, РПО. При обрывах цепей отключения и включения, а также при исчезновении оперативного тока цепей управления должен формироваться сигнал о неисправности цепей управления	Да
1.5	По сигналу о неполнофазном включении выключателя должно производится автоматическое отключение	Да

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
	включившихся фаз с выдержкой времени, регулируемой в пределах от 0,1 до 2,0 с и отстроенной от разновременности действия фаз выключателя.	
1.6	Если принудительное отключение выключателя не ликвидирует неполнофазный режим, то с выдержкой времени 1 с, при отсутствии команды на отключение выключателя, защита должна формировать сигнал в цепь управления контактора ЭМО.	Да
1.7	При фиксации неполнофазного включения выключателя и одновременном срабатывании реле максимального тока $3I_0$ должен формироваться сигнал на отключение.	Да
1.8	Наличие «местного» и «дистанционного» управления	Да
1.9	Контроль готовности и исправности выключателя - сигнализация снижения давления элегаза в выключателе - неисправность обогрева выключателя - неисправность завода пружин - срабатывание блокировки включения и отключения выключателя - срабатывание контактной системы ЗНФ - блокировка включения при малом заводе пружины - блокировка включения и отключения при низком давлении элегаза в выключателе	Да
1.10	Сигнализация аварийных отключений	Да
1.11	Обеспечение однократного включения на КЗ	Да
1.12	Возможность отключения выключателя действием защит, включения - от АПВ, включение/отключение выключателя ключом управления при неисправном терминале АУВ или по телеуправлению.	Да
1.13	Блокировка включения от внешнего сигнала	Да
1.14	Количество выходных контактов для действия на два ЭО не менее: - для пофазного управления - для трехфазного управления	 6 2
1.15	Наличие фиксации отключения выключателя (ФОВ)	Да
2	**АПВ**	
2.1	На выключателях должно быть предусмотрено устройство АПВ, имеющее:	
2.1.1	Контроль готовности выключателя осуществлять цикл: отключить – включить – отключить	Да
2.1.2	Пуск от защит или сигнала несоответствия при наличии готовности выключателя и устройства АПВ и действии защит на отключение с выдержкой времени, регулируемой в диапазоне, с	0,25 -16
2.1.3	Возврат в состояние готовности после осуществления повторного включения через время, регулируемое в пределах, с	15,0 – 120,0
2.1.4	Возможность программного ввода многократного ТАПВ	Да

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
2.2	Время первого цикла АПВ в диапазоне, с	0,25-16,0
2.3	Время второго цикла АПВ в диапазоне, с	0,25-160,0
2.4	Обеспечивается возможность контроля:	
2.4.1	Отсутствия напряжения на шинах с диапазоном регулирования уставок от $U_{ном}$, В	(0,1 – 0,8) $U_{ном}$
2.4.2	Наличия напряжения на шинах с диапазоном регулирования уставок от $U_{ном}$, В	(0,6 – 1,0) $U_{ном}$
2.4.3	Наличия напряжения на ВЛ(АТ) с диапазоном регулирования уставок от $U_{ном}$, В	(0,6 – 1,0) $U_{ном}$
2.5	Наличие синхронизма напряжений устанавливается по следующим показателям:	
2.5.1	Допустимая разность модулей сравниваемых напряжений, регулируемая в диапазоне от $U_{ном}$, В	(0,05 – 0,5) $U_{ном}$
2.5.2	Допустимый угол между сравниваемыми напряжениями, регулируемый в диапазоне	5° – 85°
2.5.3	Допустимая частота скольжения сравниваемых напряжений, регулируемая в диапазоне, Гц	0,01 – 0,4
2.5.4	Допустимая скорость изменения частоты для улавливания синхронизма, Гц	0,01 – 2,0
2.5.5	Время опережения при включении с улавливанием синхронизма, с, (для ТАПВ УС)	0,01-2,0 шаг 0,01
2.5.6	Возможность реализации следующих алгоритмов АПВ:	
2.5.6.1	АПВ с контролем отсутствия напряжения на шинах и наличия напряжения на ВЛ(АТ)	Да
2.5.6.2	АПВ с контролем отсутствия напряжения на ВЛ(АТ) и наличия напряжения на шинах	Да
2.5.6.3	АПВ с контролем наличия симметричных напряжений на ВЛ(АТ) и шинах и наличия синхронизма	Да
2.5.6.4	АПВ с контролем наличия симметричных напряжений на ВЛ(АТ) и шинах и улавливанием синхронизма	Да
2.5.6.5	АПВ без блокировок	Да
2.7	Устройства ТАПВ должны предусматривать возможность:	
2.7.1	- оперативного изменения штатной очередности включения линии (Онл и КС);	Да
2.7.2	- независимого оперативного ввода/вывода ТАПВ-Онл и АПВ шин;	Да
2.7.3	- задания разных выдержек времени для ТАПВ-Онл и АПВ шин;	Да
2.7.4	- оперативной блокировки второго цикла ТАПВ;	Да
2.7.5	- реализации логики ведущего/ведомого выключателей с возможностью оперативного изменения назначений (опционально).	Да
3	**УРОВ**	
3.1	Пуск УРОВ:	
3.1.1	- с контролем органа тока УРОВ	Да
3.1.2	- с контролем реле положения выключателя	Да

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
3.1.3	- без контроля органа тока УРОВ при работе газовых защит АТ(Т)	Да
3.2	Действие УРОВ:	
3.2.1	«на себя» без выдержки времени;	пофазно на каждый электромагнит отключения
3.2.2	с регулируемой выдержкой времени на отключение 3-мя фазами с запретом АПВ «своего» и «смежного» элементов (ЛЭП - 3-мя фазами с запретом АПВ, остановом передатчика основной защиты, пуском команды № 1 «Телеотключение» через защиты ЛЭП, а также на отключение шин, АТ(Т) с запретом АПВ (через ДЗШ, основные и резервные защиты АТ(Т)).	Да
3.3	Орган тока УРОВ должен подключаться к ТТ в цепи линейного выключателя	Да
3.4	Обеспечивается следующий диапазон регулирования тока срабатывания органа тока ($I_{с.р}$), А	0,04 – 0,4
3.5	Должен быть обеспечен следующий коэффициент возврата органа тока не менее	0,9
3.6	Обеспечивается следующий диапазон регулирования выдержки времени, с	0,1 – 0,6
3.7	Гарантированное время срабатывания органа тока при токе $\geq 2I_{с.р}$ должно быть не более, с	0,03
3.8	Должно быть обеспечено время возврата органа тока при сбросе входного тока от $30I_{с.р}$ до нуля не более, с	0,03
3.9	Наличие подхвата срабатывания защит от реле тока УРОВ	Да
4	**ЗНФ и ЗНР (при наличии пофазных приводов на выключателе)**	
4.1	Для ЗНФ должно производиться автоматическое отключение включившихся фаз с выдержкой времени, регулируемой в диапазоне, с	0,01-2,0 шаг 0,01
4.2	Пуск ЗНР с контролем тока 3I0 при условии наличия сигнала непереключения фаз выключателя присоединения и отключенного положения любого другого выключателя присоединения, приводящего к протеканию токов 3I0 в сети	Да
4.3	При отключенном положении смежного выключателя и фиксации неполнофазного включения выключателя с одновременным срабатыванием реле максимального тока нулевой последовательности должен формироваться сигнал с выдержкой времени на пуск УРОВ «своего» выключателя, пуск команды телеотключения и останов ВЧ передатчика, регулируемой в диапазоне, с	0,25-0,8 шаг 0,01
4.4	Диапазон уставок по времени ЗНР, с	0,1 – 20 шаг 0,01

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
4.5	Реле максимального тока нулевой последовательности должно иметь следующий диапазон задания уставок по току срабатывания	(0,10-1,0)·Iном шаг 0,01
4.6	Время срабатывания реле максимального тока нулевой последовательности при подаче входного тока, равного 2Iср, не должно превышать, с	0,025
5	**Управление коммутационными аппаратами**	
5.1	Команда включить	Да
5.2	Команда отключить	Да
5.3	Положение «Включен»	Да
5.4	Положение «Отключен»	Да
5.5	Определение промежуточного положения и неисправности по сигналу «несоответствия» положений КА	Да
5.6	Возможность выставления длительности команд управления и длительности ожидания обратной связи	Да
5.7	Проверка достоверности GOOSE сигналов, полученных по цифровым каналам связи	Да
6	**Максимальная токовая защита (опционально)**	
6.1	Должен обеспечиваться следующий диапазон регулирования уставок по току срабатывания реле во вторичных величинах максимального тока для каждой из ступеней МТЗ, А	0,1-100
6.2	Максимальная токовая защита на всех сторонах трансформатора должна выполняться с комбинированным пуском или без пуска по напряжению	Да
6.3	Реле минимального линейного напряжения во вторичных величинах должно иметь уставки по напряжению, регулируемые в диапазоне, В	10 - 100
6.4	Реле максимального напряжения обратной последовательности во вторичных величинах должно иметь уставки по напряжению, регулируемые в диапазоне, В	6 - 24
6.5	Уставка РНМ по углу максимальной чувствительности должна регулироваться в пределах, °	30-85
6.6	Выдержки времени срабатывания МТЗ ВН должны регулироваться в пределах, с	0,0-15
6.7	Для увеличения чувствительности ступеней МТЗ должен обеспечиваться пуск МТЗ от реле тока обратной последовательности	Да

Таблица 11 – Требования к функциям защит линии, ОВ, СВ, ШСВ 110 (220) кВ

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
1	**Защиты с абсолютной селективностью 110 (220) кВ**	
1.1	**Продольная ДЗЛ:**	
1.1.1	ДЗЛ должна пофазно формировать на каждом из концов защищаемой линии геометрическую сумму токов	Да

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
	(дифференциальный сигнал) и тормозной сигнал с использованием цифрового канала связи (ЦКС), обеспечивая одинаковую чувствительность комплектов на обоих концах ВЛ	
1.1.2	Вид характеристики торможения (с приоритетом на срабатывание/ блокировку) должен определяться пользователем исходя из реальных режимов работы линии	Да
1.1.3	ДЗЛ должна иметь функцию контроля исправности токовых цепей ДЗЛ	Да
1.1.4	Базисный вторичный ток должен быть в диапазоне, А	0,1 – 16
1.1.5	Ток срабатывания ДЗЛ должен быть в диапазоне, о.е.	0,20 – 2,00
1.1.6	Время срабатывания без учета времени задержки в канале связи, не более, мс	25
1.1.7	Допустимая разновременность доставки сигналов в цифровом канале связи (ЦКС), не более, мс	0,5
1.1.8	Логика работы ДЗЛ должна осуществлять компенсацию емкостных токов линии в ИО ДЗЛ	Да
1.1.9	Должна обеспечиваться возможность применения для схем с двумя выключателями на присоединение (ДЗЛ должна иметь 2 трехфазных входа по току линии)	Да
1.1.10	Должно быть обеспечено подключение к аппаратуре связи для обмена сигналами по стандартному протоколу, в том числе X.21 или G703 со скоростью от 64 кбит/с с терминалом противоположного конца защищаемой линии	Да
1.1.11	Должно предусматриваться блокирование защиты при неисправности ЦКС	Да
1.1.12	Должна обеспечиваться передача и прием по каналу ДЗЛ логических сигналов, формируемых логикой терминала, в количестве не менее	16
1.1.13	Должно обеспечиваться цифровое выравнивание входных токов	Да
1.1.14	Должно обеспечиваться определение места повреждения на ЛЭП (ОМП) методом двухстороннего замера	Да
1.1.15	Наличие цифрового выравнивания входных токов	Да
1.1.16	Время срабатывания ДЗЛ при переходе внешнего КЗ во внутреннее в условиях наличия насыщения ТТ не более, мс	60
1.1.17	Наличие оптического интерфейса для работы по выделенному или мультиплексированному каналу связи	Да
1.1.18	Возможность применения на 3-х концевых ЛЭП	Да
1.1.19	Возможность применения на ЛЭП с отпайками	Да
1.1.20	Наличие автоматического непрерывного контроля исправности канала связи, используемого функцией ДЗЛ (АПК)	Да
1.1.21	Наличие логики использования основного и резервного каналов связи по ВОЛС (автоматический переход на резервную ВОЛС при выявлении неисправности основной ВОЛС и обратно)	Да

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
1.1.22	Переход на резервную ВОЛС при повреждении основной ВОЛС (выявленным АПК) с одновременным возникновением КЗ на защищаемой ВЛ (например, вследствие обрыва грозотроса с встроенной ВОЛС) не должен приводить к увеличению времени срабатывания защиты более чем, мс	40
1.1.23	Наличие 2-х групп токовых входов для подключения ТТ, при включении через 2 выключателя	Да
1.1.24	Для линий с подключением через 2 выключателя должна быть обеспечена возможность работы ДЗЛ с программным (а не внешним) суммированием токов ТТ этих выключателей для исключения ложного срабатывания при близких внешних КЗ с насыщением ТТ	Да
1.1.25	Допустимая разновременность доставки сообщений между терминалами ДЗЛ с одного конца линии и обратно в цифровом канале связи не более, мс	0,5
1.1.26	Наличие внешней синхронизации для передачи сигналов ДЗЛ	Да
1.1.27	Допустимая задержка передачи сообщения ДЗЛ, мс	30
1.1.28	Работа в сетях внешнего электроснабжения тяговой нагрузки	Да
1.1.29	Возможность автоматической блокировки функции ДЗЛ всех полукомплектов ДЗЛ при выводе или неисправности функции ДЗЛ одного из полукомплектов	Да
1.1.30	Возможность настройки уставки по допустимой разновременность доставки сигналов в ЦКС, мс	-0,25 – 0,25 Шаг 0,01
1.1.31	Возможность контроля и отображения на дисплее, в программе мониторинга величины задержки в канале связи в обоих направлениях, разновременности доставки сигналов	Да
1.2	**ДФЗ**	
1.2.1	Не срабатывание при внешних КЗ, неполнофазных режимах, качаниях, асинхронных режимах, реверсе мощности, при каскадных отключениях на обходных связях, несинхронных включениях и режиме одностороннего включения без КЗ	Да
1.2.2	Должен обеспечиваться следующий диапазон задания уставок срабатывания ПО по току прямой, обратной и нулевой последовательности, А	(0,04 – 4,0) · $I_{ном}$
1.2.3	Должен обеспечиваться следующий диапазон задания уставок срабатывания отключающих органов по току прямой, обратной и нулевой последовательности, А	(0,04 – 8,0) · $I_{ном}$
1.2.4	Основная погрешность органов тока по приращению, от уставок, %, не более	15
1.2.5	Коэффициент возврата органов тока, не менее	0,9
1.2.6	Должна обеспечиваться компенсация емкостных токов ВЛ в ПО и в органе управления передатчиком, необходимая для обеспечения чувствительности и селективности защит	Да
1.2.7	ИО сопротивления для всех междуфазных контуров	Да

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
1.2.7.1	Входы ИО сопротивления должны быть включены на междуфазные напряжения и соответствующие разности фазных токов защищаемой ВЛ.	Да
1.2.8	При выявлении неисправности ДФЗ должен происходить автоматический пуск ВЧ передатчика	Да
1.2.9	При выявлении неисправности ВЧ канала должная предусматриваться возможность блокировки ВЧ-защиты	Да
1.2.10	Наличие регулируемой задержки на подключение ОСФ - для двухконцевых ВЛ, мс - для линий с ответвлениями, мс	 10 20
1.2.11	Возможность компенсации задержки ВЧ сигнала	Да
1.2.12	Должна быть обеспечена БНН. При этом должны блокироваться функции, которые могут работать ложно при возникновении неисправностей в цепях напряжения	Да
1.2.13	Возможность блокировки при неисправности цепей переменного напряжения: - органов сопротивления; - органов компенсации емкостных токов	 Да Да
1.2.14	Должно обеспечиваться непосредственное воздействие на выходную логику терминала сигналов внешних защит при их пофазном/трехфазном действии	Да
1.2.15	Орган сравнения фаз ДФЗ должен обладать интегрирующими свойствами	Да
1.2.16	Должна обеспечиваться совместная работа с панелями защит типа ДФЗ-201 и ДФЗ-504	Да
1.2.17	Запрет действия АПК при любом пуске ДФЗ	Да
1.2.18	Останов ПРД при срабатывании защиты (или других защит, ЗНР, УРОВ) на отключение 3-х фаз	Да
1.2.19	Наличие 2-х групп токовых входов для подключения ТТ, при включении через 2 выключателя	Да
1.2.20	Вид характеристики срабатывания ИО сопротивления «Многоугольная» с возможностью исключения областей, соответствующихей нагрузочным режимам	Да
1.2.21	Время срабатывания при переходе внешнего КЗ во внутреннее в условиях наличия насыщения ТТ не более, мс	60
1.3	**НВЧЗ**	
1.3.1	Программное обеспечение направленной ВЧ защиты должно содержать следующие ПО и ИО:	
1.3.1.1	ПО, реагирующие на ток обратной последовательности, с раздельной регулировкой уставок в диапазоне:	
1.3.1.1.1	Блокирующий $I_{2бл}$ для пуска блокирующего ВЧ сигнала, А	$(0,03 – 0,5) \cdot I_{ном}$
1.3.1.1.2	Отключающий $I_{2от}$ для пуска на сигнала на отключение	$(0,05 – 1,0) \cdot I_{ном}$
1.3.1.2	ПО, реагирующие на напряжение обратной последовательности, с раздельной регулировкой уставок в диапазоне:	

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
1.3.1.2.1	Блокирующий $U_{2бл}$ для пуска блокирующего ВЧ сигнала во вторичных величинах, В	1,0 – 2,5
1.3.1.2.2	Отключающий $U_{2от}$ для пуска сигнала на отключение во вторичных величинах, В	1,5-5,0
1.3.1.3	ИО направления мощности обратной последовательности $M_{2от}$ с пуском от $I_{2бл}$ и $U_{2бл}$ для действия на отключение и блокировку пуска ВЧ сигнала	Да
1.3.1.4	ИО сопротивления $Z_{от}$, включенный на линейное напряжение и соответствующие разности фазных токов, для действия на отключение при трехфазных КЗ с БК	Да
1.3.1.5	ИО сопротивления $Z_{бл}$, включенный на линейное напряжение и соответствующие разности фазных токов, для пуска блокирующего ВЧ сигнала при трехфазных КЗ	Да
1.3.1.6	ПО, реагирующий на ток обратной последовательности с торможением от модуля первой гармоники тока прямой последовательности $I_{2от}'$, для действия на отключение	Да
1.3.1.7	ПО тока нулевой последовательности I_0	Да
1.3.2	ИО $M_{2от}$ имеет уставку по углу максимальной чувствительности $ф_{мч}$, равную	250°
1.3.3	Минимальная угловая ширина зоны срабатывания ИО $M2_{от}$ должна быть не менее	160°
1.3.4	Форма характеристики срабатывания ИО сопротивления $Z_{бл}$, ИО сопротивления $Z_{от}$	Многоугольная
1.3.5	Должен быть обеспечен следующий диапазон регулирования уставок ИО сопротивления	$(5,0 – 250)/I_{ном}$
1.3.6	Должна обеспечиваться блокировка функций защиты при выявлении неисправностей в цепях напряжения (БНН)	Да
1.3.7	Должна обеспечиваться блокировка функций, ложная работа которых возможна в процессе возникновения и развития качаний	Да
1.3.9	Действие при всех видах КЗ: при несимметричных КЗ – как направленная защита с ВЧ блокировкой; при трехфазных КЗ – как направленная ВЧ защита с блокировкой при качаниях	Да
1.3.10	Работа в сетях внешнего электроснабжения тяговой нагрузки и на линиях с ответвлениями	Да
1.3.11	Возможность пуска ВЧ при выявлении неисправности канала связи	Да
1.3.12	Возможность пуска ВЧ передатчика при срабатывании БНН	Да
1.3.13	Коэффициент возврата органов тока и напряжения, не менее	0,9
1.3.14	При выявлении неисправности ВЧ канала должна предусматриваться возможность блокировки ВЧ-защиты	Да
1.3.15	Возможности пуска и останова ВЧ передатчика от внешних устройств	Да
1.3.16	Время срабатывания при переходе внешнего КЗ во внутреннее в условиях наличия насыщения ТТ не более, мс	60
1.3.17	Наличие 2-х групп токовых входов для подключения ТТ, при включении через 2 выключателя	Да

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
1.4	**ВЧБ**	
1.4.1	ПО, реагирующие на ток нулевой последовательности, с отстройкой от броска тока намагничивания, с раздельной регулировкой уставок в диапазоне:	Да
1.4.1.1	Блокирующие $I_{0бл}$ для пуска блокирующего ВЧ сигнала, А	(0,03-30) $\cdot I_{ном}$
1.4.1.2	Отключающие $I_{0от}$ для пуска на сигнала на отключение, А	(0,05-30) $\cdot I_{ном}$
1.4.2	ПО, реагирующий на напряжение нулевой последовательности, с выходом $U_{0от}$ с диапазоном регулирования уставок во вторичных величинах, В	0,5 – 20
1.4.3	ИО направления мощности нулевой последовательности $M_{0от}$ с пуском от $I_{0от}$ и $U_{0от}$	Да
1.4.4	Три ИО сопротивления $Z_{от}$, включенные на линейные напряжение АВ, ВС, СА и соответствующие разности фазных токов, для действия на отключение	Да
1.4.5	Форма характеристики срабатывания ИО сопротивления $Z_{от}$	Многоугольная
1.4.6	Должен быть обеспечен следующий диапазон регулирования уставок ИО сопротивления	(1,0-250)/$I_{ном}$
1.4.7	Должна обеспечиваться блокировка функций защиты при выявлении неисправностей в цепях напряжения (БНН)	Да
1.4.8	Должна обеспечиваться блокировка функций, ложная работа которых возможна в процессе возникновения и развития качаний	Да
1.4.9	При возникновении неисправностей в цепях напряжения должен обеспечиваться пуск приемопередатчика.	Да
1.4.10	Должна быть предусмотрена совместная работа с панелью ЭПЗ-1643	Да
1.4.11	Работа в сетях внешнего электроснабжения тяговой нагрузки и на линиях с ответвлениями	Да
1.4.12	Время срабатывания при переходе внешнего КЗ во внутреннее в условиях наличия насыщения ТТ не более, мс	60
1.4.13	Наличие 2-х групп токовых входов для подключения ТТ, при включении через 2 выключателя	Да
2	**Защиты с относительной селективностью 110 (220) кВ**	
2.1	**ДЗ (линии, ОВ)**	
2.1.1	Требуемое количество ступеней ДЗ	
2.1.1.1	Количество ступеней от междуфазных КЗ, не менее	5
2.1.1.2	Количество ступеней от всех видов КЗ, не менее	3
2.1.2	Вид характеристики срабатывания дистанционных измерительных органов (ДИО)	Многоугольная
2.1.3	Обеспечивается диапазон регулирования сопротивлений срабатывания ступеней, Ом/фазу	(1-500)/$I_{ном}$
2.1.4	Обеспечивается диапазон регулирования выдержек времени ступеней, с	0,0-15
2.1.5	Обеспечивается независимое регулирование уставок сопротивления срабатывания каждой ступени	Да

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
2.1.6	Обеспечивается независимое регулирование выдержек времени каждой ступени	Да
2.1.7	Пуск элементов времени каждой ступени должен обеспечиваться от собственных ИО	Да
2.1.8	Ток точной работы ИО ДЗ соответствует значению	$0,1 \cdot I_{ном}$, А
2.1.9	Обеспечивается возможность программного ввода/вывода ДИО от междуфазных КЗ и от КЗ на землю, а также ступени в целом	Независимо для каждой ступени
2.1.10	Отстройка характеристики срабатывания реле сопротивления от нагрузочного режима: возможность корректировки характеристики срабатывания в области нагрузки или использование адаптивной характеристики	Да
2.1.11	Обеспечивается блокировка работы ступеней ДЗ при качаниях	Да
2.1.12	Обеспечивается блокирование защиты на заданное (устанавливаемое пользователем) время при выявлении качаний и их развитии	Да
2.1.13	Обеспечивается отсутствие «мертвой зоны» при всех видах КЗ, в том числе при включении линии на трехфазную «закоротку»	Да
2.1.14	Обеспечивается БНН	Да
2.1.15	Должна предусматриваться блокировка ступеней ДЗ при внешних КЗ с насыщением трансформаторов тока при выполнении заявленных производителем требований к ТТ	Да
2.1.16	Ускорение ДЗ	
2.1.16.1	Логика автоматического ускорения:	Да
	- ввод автоматического ускорения ДЗ при включении выключателя от внешнего сигнала (от ключа управления или от ТАПВ) с контролем отсутствия напряжения на ВЛ и с контролем отсутствия напряжения на защищаемом элементе или ввод АУ по измеренным параметрам (ток и напряжение)	измерительный орган ДЗ любой ступени с охватом начала координат (по выбору пользователя)
	- исключение возможности ввода автоматического ускорения при наличии в предшествующем включению выключателя режиме симметричного напряжения на ЛЭП	Да
	Время ввода автоматического ускорения	0,3- 2,0 с шагом 0,1
2.1.16.2	Логика оперативного ускорения:	Да измерительный орган ДЗ любой ступени или отдельный измерительный орган по

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
		сопротивления (по выбору пользователя)
2.1.17	Должна быть обеспечена возможность оперативного и автоматического ускорения ступеней с диапазоном уставок по времени, с	0.05 – 2.00 с шагом 0.05
2.1.18	Должны быть реализована логика передачи и приема команд телеускорения защиты противоположного конца ВЛ с передачей и приемом разрешающих сигналов и использованием каналов связи	ВЧКС/ВОЛС
2.1.19	Должна обеспечиваться возможность изменения направленности действия ступеней ДЗ на «обратное»	Да
2.1.20	Возможность автоматического перевода в ненаправленный режим ступени ДЗ, которая ускоряется при включении выключателя (если ТН установлен на линии).	Да
2.1.21	Логика использования разрешающих сигналов (с обеспечением селективной работы при «реверсе» мощности КЗ и работоспособности при КЗ на односторонне включенной ЛЭП или на ЛЭП, питающей тупиковую нагрузку)	Да измерительный орган ДЗ любой ступени или отдельный измерительный орган по сопротивления (по выбору пользователя)
2.1.22	Коэффициент компенсации, рассчитанный по удельным параметрам линии, с учетом взаимоиндукции параллельной линии, должен автоматически учитываться в замере сопротивления контура фаза –«земля».	Да
2.1.23	Возврат сигнала срабатывания РС должен происходить до возврата БНН	Да
2.1.24	При включении на близкое 3-х фазное КЗ при опробовании (в отсутствии поляризующего напряжения) должно исключаться срабатывание направленных РС ступеней ДЗ и разрешаться работа только «по току» ненаправленных РС ступеней ДЗ	Да
2.1.25	Время срабатывания быстродействующих ступеней при переходе внешнего КЗ во внутреннее в условиях наличия насыщения ТТ не более, мс	60
2.2	**ТНЗНП (линии, ОВ)**	
2.2.1	Количество ступеней, не менее	не менее 6:

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
		1-ая, 2-ая и 3-ья – для защиты своей линии; 4-ая – для ближнего и дальнего резервирования; 5-ая - для работы с разрешающими или блокирующими сигналами; 6-ая – резервная в зависимости от конфигурации сети
2.2.2	Диапазоны регулирования	
2.2.2.1	Должен обеспечиваться диапазон регулирования токов срабатывания $3I_0$, А	$(0,05\text{-}30)xI_{ном}$
2.2.2.2	Обеспечивается диапазон регулирования независимых выдержек времени ступеней ТНЗНП, с	0,01 – 30,0 шаг 0,01
2.2.3	Ускорение ТНЗНП	
2.2.3.1	Логика автоматического ускорения:	
	– ввод автоматического ускорения ТЗНП при включении выключателя от внешнего сигнала (от ключа управления или от ТАПВ) с контролем отсутствия напряжения на ВЛ и с контролем отсутствия напряжения на защищаемом элементе или ввод АУ по измеренным параметрам (ток и напряжение)	измерительный орган ТНЗНП любой ступени (по выбору пользователя)
	– исключение возможности ввода автоматического ускорения при наличии в предшествующем включению выключателя режиме симметричного напряжения на ЛЭП	Да
	– Время ввода автоматического ускорения	0,3- 2,0 с шагом 0,1
2.2.3.2	Логика оперативного ускорения:	Да измерительный орган ТЗНП любой ступени или отдельный измерительный орган по току (по выбору пользователя)
2.2.3.3	Должна быть обеспечена возможность оперативного и автоматического ускорения ступеней с диапазоном уставок по времени, с	0,05 – 2,00, с шагом 0,05
2.2.4	Обеспечивается возможность программного	Да

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
	ввода/вывода ИО направления мощности ТНЗНП	
2.2.5	Должна обеспечиваться возможность изменения направленности действия на «обратное»	Да
2.2.6	Пуск элементов времени каждой ступени должен обеспечиваться от собственных ИО и органа направления мощности	Да
2.2.7	Должна быть обеспечена возможность оперативного и автоматического ускорения ступеней с диапазоном уставок по времени, с	0,05 – 2 с шагом 0.05
2.2.8	Обеспечивается автоматическое блокирование работы ТНЗНП при бросках тока намагничивания	Да
2.2.9	Реализована БНН	Да
2.2.10	Должны быть реализована логика передачи и приема команд телеускорения защиты противоположного конца ВЛ с передачей и приемом разрешающих сигналов и использованием каналов связи	ВЧКС/ВОЛС
2.2.11	Логика использования разрешающих сигналов (с обеспечением селективной работы при «реверсе» мощности КЗ и работоспособности при КЗ на односторонне включенной ЛЭП или на ЛЭП, питающей тупиковую нагрузку)	Да измерительный орган ТНЗНП любой ступени (по выбору пользователя)
2.2.12	Возможность перевода любой ступени ТНЗНП в ненаправленный режим работы при появлении сигнала БНН	Да
2.2.13	Орган I0 не должен срабатывать при броске тока намагничивания нулевой последовательности трансформатора на ответвлении (только у ускоряемой ступени ТНЗНП)	Да
2.2.14	Пуск элементов времени каждой ступени от собственных измерительных токовых органов с контролем направления мощности нулевой последовательности	Да
2.2.15	Пуск элементов времени каждой ступени от собственных измерительных токовых органов с контролем направления мощности нулевой последовательности	Да
2.2.16	Вывод от внешнего дискретного сигнала чувствительных ступеней ТНЗНП (состав которых задается программно), например, оперативным переключающим устройством при операциях отсоединения/подсоединения цепей переменного тока	Да
2.2.17	Возможность выполнения «каскадной отсечки» (ускорение одной из ступеней ТНЗНП с контролем направления мощности нулевой последовательности на параллельной ЛЭП)	Да
2.2.18	Время срабатывания быстродействующей ступени при переходе внешнего КЗ во внутреннее в условиях наличия насыщения ТТ не более, мс	60
2.3	**МФТО линии**	

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
2.3.1	Должна быть выполнена пофазной с диапазоном регулирования уставки по току срабатывания, А	(0,35 – 50) ·$I_{ном}$
2.3.2	Обеспечивается диапазон регулирования выдержек времени срабатывания, с	0-15,0
2.3.3	Должны быть обеспечены программный ввод/вывод ТО и автоматический ввод ТО при включении выключателя	Да
2.3.4	Время срабатывания при переходе внешнего КЗ во внутреннее в условиях наличия насыщения ТТ не более, мс	60
2.4	**МТЗ линии**	
2.4.1	Количество ступеней	Не менее 2-ух
2.4.2	Обеспечивается диапазон регулирования уставок срабатывания измерительного органа МТЗ, А	(0,35-30)хIном
2.4.3	Должна быть обеспечена возможность выполнения МТЗ с комбинированным пуском по напряжению и блокировкой от БНН	Да
2.4.4	Обеспечивается диапазон регулирования выдержек времени срабатывания МТЗ, с	0,0-15
2.5	**ТЗНП (для ШСВ, СВ)**	
2.5.1	Требуемое количество ступеней	не менее 3-х
2.5.2	Обеспечивается следующий диапазон регулирования независимых выдержек времени ступеней, с	0,05 – 15,0
2.5.3	Обеспечивается следующий диапазон регулирования токов срабатывания ступеней $3I_0$, А	(0,05 – 30,0)· $I_{ном}$
2.5.4	Пуск элементов времени каждой ступени должен осуществляться от собственных ИО	Да
2.5.5	Должна обеспечиваться возможность ввода/вывода автоматического ускорения II ступени при включении выключателя	Да
2.5.6	Задержка на срабатывание ускорения при включении выключателя, с	0,05 – 5,0
2.5.7	Время ввода ускорения II или III ступени при включении выключателя, с	0,7-2,0
2.6	**Ступенчатые токовые защиты (для ШСВ, СВ)**	
2.6.1	Обеспечивается следующий диапазон регулирования уставок органов тока ТО, А	(0,05 – 30,0)· $I_{ном}$
2.6.2	Обеспечивается следующий диапазон регулирования выдержек времени ТО, с	0,05-27,0
2.6.3	Обеспечивается следующий диапазон регулирования уставок органов тока МТЗ	(0,05 – 27,0)· $I_{ном}$
2.6.4	Обеспечивается следующий диапазон регулирования выдержек времени МТЗ, с	0,05 – 27,0
2.6.5	Обеспечивается возможность ввода/вывода автоматического ускорения МТЗ (при включении выключателя)	Да
2.6.6	Задержка на срабатывание при включении выключателя, с	0,05 – 2,0
2.6.7	Время ввода ускорения при включении выключателя, с	0,7-2,0
2.7	**Аварийная МТЗ линии**	

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
2.7.1	Должна быть обеспечена возможность автоматического ввода АвМТЗ при срабатывании БНН	Да
2.7.2	Должна быть обеспечена возможность оперативного ввода АвМТЗ	Да
2.7.3	Возможность использования измерительных органов, включенных на фазные токи	Да
2.7.4	Возможность использования измерительных органов, включенных на ток нулевой последовательности	Да

Таблица 12 – Требования к функциям защит АТ, Т 110 (220) кВ

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
1	**ДЗТ АТ, Т**	
1.1	Должна выполняться пофазной	Да
1.2	Должна иметь следующее количество аналоговых проходных входов для подключения трехфазных групп ТТ не менее:	
1.2.1	Для АТ	3
1.2.2	Для Т	4
1.3	Учет группы соединения обмоток силового трансформатора и коэффициентов трансформации ТТ	Да
1.3.1	Обеспечивать аппаратно-программное выравнивание входных токов	Да
1.3.2	Погрешность выравнивания, не более, %	2
1.3.3	Должна быть предусмотрена программная компенсация фазового сдвига схемы соединения обмоток силового Т, АТ	Да
1.4	ДЗТ должна быть выполнена в виде двухканальной дифференциальной токовой защиты, содержащей чувствительное реле и отсечку	Да
1.5	Чувствительное реле ДЗТ должно иметь токозависимую характеристику с уставкой по начальному току срабатывания, изменяемой в диапазоне, о.е.	$(0,20 – 1,0)\cdot I_{ном}$
1.6	В чувствительной ступени должно быть предусмотрено процентное торможение. Допускается как кусочно-линейная аппроксимация характеристики торможения, так и аппроксимация непрерывной функцией.	Да
1.7	Ток срабатывания отсечки должен изменяться в диапазоне, о.е.	$(6,5 – 12,0)\cdot I_{ном}$
1.8	Уставка по коэффициенту торможения ДЗТ должна изменяется в диапазоне	0,20 – 0,7
1.9	Ток начала торможения должен изменяется в диапазоне, о.е.	$(0,60 – 1,0)\cdot I_{ном}$
1.10	Время срабатывания ДЗТ (чувствительного реле и отсечки) при двукратном и более по отношению к току срабатывания должно быть не более, с	0,03
1.11	ДЗАТ на минимальных уставках по начальному току срабатывания и коэффициенту торможения должна обеспечивать отстройку от однополярных бросков намагничивающего тока (в том числе и “трансформированных”) с амплитудой, равной шестикратному значению амплитуды базисного тока стороны, и основанием волны тока до 240 °	Да
1.12	ДЗАТ на минимальных уставках по начальному току срабатывания и коэффициенту торможения должна обеспечивать отстройку от периодических бросков намагничивающего тока с амплитудой, равной двукратному значению амплитуды базисного тока стороны	Да

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
1.13	Для отстройки ДЗТ от бросков токов намагничивания должен контролироваться уровень второй гармоники в дифференциальном токе Уровень блокировки по второй гармонике может изменяться в пределах от 8 до 20 % по отношению к величине основной гармоники в дифференциальном токе	Да
1.14	Блокировка или торможение от перевозбуждения, диапазон уставок по соотношению токов пятой и основной гармоник дифференциального тока, %	5 - 40, шаг 1
1.15	ДЗТ должна правильно функционировать при КЗ в зоне действия при токе повреждения более начального тока срабатывания чувствительного реле до 40 $I_{ном}$ при значении токовой погрешности высоковольтных ТТ в установившемся режиме, вызванной их насыщением при работе на активную нагрузку, до 50 %.	Да
1.16	ДЗТ должна быть отстроена от тока внешнего КЗ при максимальной кратности входного тока не более 40 $I_{ном}$ при значении полной погрешности высоковольтных ТТ в установившемся режиме, вызванной их насыщением при работе на активную нагрузку, до 10 %.	Да
1.17	Компенсация токов нулевой последовательности для выравнивания токов обмоток при внешнем КЗ	Да
1.18	Алгоритм, обеспечивающий отсутствие излишней работы при внешних КЗ с насыщением ТТ при выполнении заявленных производителем требований к ТТ	Да
1.19	Учет изменения коэффициента трансформации трансформатора при переключении РПН	да (опционально)
1.20	Время срабатывания ДЗТ при переходе внешнего КЗ во внутреннее в условиях наличия насыщения ТТ не более, мс	60
2	**ГЗ Т, АТ; ГЗ РПН**	
2.1	Устройство должно обеспечивать прием сигналов от сигнальной и отключающей ступеней ГЗ	Да
2.2	Должна предусматриваться возможность перевода ГЗ на сигнал	Да
2.3	Количество ступеней ГЗ АТ (количество дискретных входов для сигналов от газового реле)	2
2.4	Количество ступеней ГЗ РПН АТ (количество дискретных входов для сигналов от струйного реле)	1
3	**ДЗ АТ**	
3.1	Количество ступеней, не менее	6
3.2	Направленность ступеней:	
3.2.1	В шины ПС, не менее	4
3.2.2	В АТ, не менее	2
3.3	Количество выдержек времени для каждой ступени не менее	3 (деление, отключение ввода своего

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
		напряжения, отключение АТ)
3.4	Форма характеристики срабатывания ДЗ	Многоугольная
3.5	Обеспечивается диапазон регулирования сопротивлений срабатывания ступеней, Ом	(1,0 – 500)/$I_{ном}$
3.6	Обеспечивается следующий диапазон регулирования выдержек времени, с	0,05 -15
3.7	Ток точной работы измерительного органа ДЗ соответствует значению, А	0,1·$I_{ном}$
3.8	Реализована БК	Да
3.9	Обеспечивается блокирование защиты на заданное (устанавливаемое пользователем) время при выявлении качаний и их развитии	Да
3.10	Обеспечивается БНН	Да
3.11	Должна быть обеспечена возможность оперативного и автоматического ускорения с диапазоном уставок по времени, с	0 – 5
3.12	Пуск элементов выдержки времени каждой ступени должен происходить от собственных ИО	Да
3.13	Возможность выполнения дополнительного оперативного ускорения без выдержки времени с действием на отключение Т, АТ	Да
Прочие требования к дистанционной защите трансформаторов (автотрансформаторов) представлены в разделе по дистанционной защите линий.		
4	**ТНЗНП АТ**	
4.1	Количество степеней, не менее	6
4.2	Направленность ступеней:	
4.2.1	В шины ПС, не менее	4
4.2.2	В АТ, не менее	2
4.3	Количество выдержек времени у каждой ступени – не менее	3 (деление, отключение ввода своего напряжения, отключение АТ)
4.4	Возможность оперативного вывода чувствительных ступеней ТНЗНП (состав которых задается программно или ТНЗНП в целом)	Да
4.5	Обеспечивается отстройка от апериодического и периодического броска тока намагничивания	Да
4.6	Обеспечивается диапазон регулирования тока срабатывания ступеней, А	(0,05 – 30) ·$I_{ном}$
4.7	Обеспечивается диапазон регулирования выдержек времени, с	0 – 15

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
4.8	Логика ТНЗНП должна содержать два реле направления мощности нулевой последовательности (РНМНП), прямой и обратной направленности	Да
4.8.1	Обеспечивается диапазон регулирования уставки РНМНП по току, А	$(0,04 – 0,5)\cdot I_{ном}$
4.8.2	Обеспечивается диапазон регулирования уставки РНМНП по напряжению во вторичных величинах, В	0,5 – 5
4.9	Обеспечивается отстройка РНМНП от апериодических бросков намагничивающего тока при включении силового АТ с амплитудой, равной шестикратному значению амплитуды номинального тока, и основанием волны тока до 240°	Да
4.10	Обеспечивается отстройка ИО РНМНП от периодических бросков намагничивающего тока с амплитудой, равной двукратному значению амплитуды номинального тока	Да
4.11	Обеспечивается угол максимальной чувствительности РНМНП прямой направленности	250°
4.12	Обеспечивается угол максимальной чувствительности РНМНП обратной направленности	70°
4.13	Обеспечивается минимальная угловая ширина зоны срабатывания РНМНП прямой и обратной направленности не менее	160°
4.14	Пуск элементов времени каждой ступени должно обеспечиваться от собственных ИО и органа направления мощности	Да
4.15	Должна быть обеспечена возможность оперативного и автоматического ускорения с диапазоном уставок по времени, с	0 – 5
4.16	Обеспечивается БНН	Да
4.17	Возможность выполнения дополнительного оперативного ускорения без выдержки времени с действием на отключение Т, АТ	Да
4.18	Время срабатывания ДЗШ при переходе внешнего КЗ во внутреннее в условиях наличия насыщения ТТ не более, мс	60
5	**МТЗ ВН Т с комбинированным пуском по напряжению**	
5.1	Должен обеспечиваться следующий диапазон регулирования уставок по току срабатывания реле во вторичных величинах максимального тока для каждой из ступеней МТЗ, А	0,1-100
5.2	Максимальная токовая защита на всех сторонах трансформатора должна выполняться с комбинированным пуском или без пуска по напряжению	Да
5.3	Реле минимального линейного напряжения во вторичных величинах должно иметь уставки по напряжению, регулируемые в диапазоне, В	10 - 100

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
5.4	Реле максимального напряжения обратной последовательности во вторичных величинах должно иметь уставки по напряжению, регулируемые в диапазоне, В	6 - 24
5.5	Уставка РНМ по углу максимальной чувствительности должна регулироваться в пределах, °	30-85
5.6	Выдержки времени срабатывания МТЗ ВН должны регулироваться в пределах, с	0,0-15
5.7	Для увеличения чувствительности ступеней МТЗ должен обеспечиваться пуск МТЗ от реле тока обратной последовательности	Да
6	**МТЗ защита на стороне НН АТ**	
6.1	Количество ступеней	2
6.2	Количество выдержек времени для каждой ступени	2
6.3	Обеспечивается следующий диапазон регулирования уставок реле максимального тока МТЗ во вторичных величинах, А	0,1-100
6.4	Максимальная токовая защита на всех сторонах трансформатора должна выполняться с комбинированным пуском или без пуска по напряжению	Да
6.5	Реле минимального линейного напряжения во вторичных величинах должно иметь уставки по напряжению, регулируемые в диапазоне, В	10-100
6.6	Реле максимального напряжения обратной последовательности во вторичных величинах должно иметь уставки по напряжению, регулируемые в диапазоне, В	6-24
6.7	Выдержки времени срабатывания МТЗ НН должны регулироваться в пределах, с	0,0-15
6.8	Для увеличения чувствительности ступеней МТЗ должен обеспечиваться пуск МТЗ от реле тока обратной последовательности	Да
7	**ЗП Т (АТ)**	
7.1	Уставки реле максимального тока ЗП во вторичных величинах должны изменяться в диапазоне, А	0,1 – 100
7.2	Время срабатывания ЗП должно регулироваться в диапазоне, с	0,05 – 27
8	**ЗПО Т (АТ)**	
8.1	Уставки реле тока автоматики охлаждения во вторичных величинах должны регулироваться в пределах, А	0,1 – 100
8.2	Время срабатывания АО должно изменяться в диапазоне, с	0,05 – 27
9	**КИВ АТ 220 кВ**	
9.1	Номинальный входной ток КИВ должен быть, А	0,5
9.2	Логика КИВ по входу на сигнал должна иметь уставку по приращению емкостного тока любого из вводов, регулируемую в диапазоне от 5 до 15 %, соответствующую	Да

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
	увеличению тока ($\Delta I_{СР.}$) по отношению к величине тока неповрежденного ввода при номинальной величине напряжения переменного тока на вводе	
9.3	Логика КИВ по входу на отключение должна иметь уставку по приращению емкостного тока любого из вводов, регулируемую в диапазоне от 5 до 45 %, соответствующую увеличению тока ($\Delta I_{СР.}$) по отношению к величине тока неповрежденного ввода при номинальной величине напряжения переменного тока на вводе.	Да
9.4	КИВ должна иметь возможность компенсации различия емкостей вводов разных фаз в пределах ± 10% от их номинальной величины	Да
9.5	Принцип действия КИВ должен допускать одновременное изменение емкостей всех трех вводов (например, под влиянием температуры окружающего воздуха) на 10% в одинаковой кратности к величинам емкостей вводов при температуре настройки КИВ без изменения чувствительности по приращению тока	Да
9.6	Действие КИВ на сигнализацию должно производится с выдержкой времени, регулируемой в пределах, с	0,05-27
9.7	Действие КИВ на отключение должно производиться с выдержкой времени, регулируемой в пределах, с	0,05-27
9.8	При исправных цепях напряжения 3U0 КИВ не должна реагировать на изменение емкостных токов вводов при замыканиях на землю в сети ВН и при неполнофазных режимах	Да
9.9	КИВ должна иметь вход для загрубления КИВ по уставке при неисправности цепей напряжения КИВ	Да
9.10	КИВ не должна срабатывать ложно при обрыве цепи тока ввода одной из фаз	Да
9.11	КИВ должна быть отстроена от высших гармонических составляющих в емкостном токе вводов	Да
10	**Прочие функции**	
9.1	Возможность приёма сигналов технологических защит	Да
9.2	Контроль отсутствия напряжения на АТ	Да
9.3	Контроль исправности вторичных цепей напряжения НН	Да
9.4	Возможность выполнения «защиты холостого хода» в резервных защитах стороны ВН (СН) АТ(Т) (вводимой автоматически или оперативно при отключенных выключателях соответствующей стороны АТ(Т) или линейном разъединителе (АТ(Т) в работе сторонами СН(ВН)/НН)	Да

Таблица 13 – Требования к функциям защит ДЗО и ДЗШ 110 (220) кВ

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
1	**ДЗШ 110 (220) кВ**	

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
1.1	Выполняется пофазной	Да
1.2	Программное выравнивание токов входов без ограничений	Да
1.3	Погрешность выравнивания не более (% от наибольшего из $I_{ном}$ присоединений)	±2
1.4	Диапазон регулирования минимального тока срабатывания защиты ($I_{с.з\ min}$)	(0,40 – 2,0) $\cdot I_{ном}$
1.5	Диапазон регулирования коэффициента торможения ($К_{торм}$)	0,2 – 1,2
1.6	Время срабатывания ДЗШ при токе $\geq 2I_{с.з\ min}$ не более, с	0,035
1.7	Правильное функционирование ДЗШ при всех видах КЗ должно обеспечиваться:	
1.7.1	В зоне действия при токе КЗ, содержащем периодическую составляющую до $20I_{ном}$ и апериодическую составляющую с постоянной времени 0,3 с, если токовая погрешность ТТ не превышает 30% при их работе на активную нагрузку в установившемся режиме	Да
1.7.2	Вне зоны действия при токе КЗ, содержащем периодическую составляющую до $20I_{ном}$ и апериодическую составляющую с постоянной времени 0,3 с, если токовая погрешность ТТ не превышает 10% при их работе на активную нагрузку в установившемся режиме	Да
1.8	Должна обеспечиваться возможность оперативного (от ключа) и автоматического (после отключения КЗ на шинах) опробования системы шин несколькими присоединениями с контролем отсутствия напряжения на шинах с обеспечением требуемой чувствительности ДЗШ	Да
1.9	Отсутствие излишних срабатываний ДЗШ при бросках тока намагничивания трансформатора (включение со стороны шин «с открытым плечом»)	Да
1.10	Время срабатывания ДЗШ при переходе внешнего КЗ во внутреннее в условиях наличия насыщения ТТ не более, мс	60
1.11	Определение поврежденной системы шин	Да
1.12	Должно быть предусмотрено процентное торможение по величине тока. Допускается как кусочно-линейная аппроксимация характеристики торможения, так и аппроксимация непрерывной функцией	Да
1.13	Число присоединений на шинах кВ и выше, не менее	12
1.14	Автоматический и оперативный ввод очувствления защиты	Да
1.15	Запрет АПВ секции шин при работе УРОВ или ДЗШ	Да
1.16	Избирательный запрет АПВ присоединений при срабатывании ДЗШ	Да
1.17	Замедление ДЗШ при включении обходного и шиносоединительного выключателя	Да
1.18	Возможность изменения фиксации токовых и оперативных цепей при переводе присоединений с одной системы шин на другую, если ДЗШ выполняется одним устройством на две СШ (секции)	Да
2	**ДЗО**	

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
2.1	Количество подключаемы плеч, не менее	3
2.2	Выполняется пофазной	Да
2.3	Должно быть предусмотрено процентное торможение. Допускается как кусочно-линейная аппроксимация характеристики торможения, так и аппроксимация непрерывной функцией	Да
2.4	Обеспечивается торможение от арифметической суммы входных токов ТТ (при токах внешних КЗ до 20Iном)	Да
2.5	Обеспечивается аппаратно-программное выравнивание входных токов	Да
2.6	Погрешность выравнивания не более, %	±2
2.7	Обеспечивается диапазон регулирования минимального тока срабатывания (Iс.з min), в долях от Iном	0,40-1,2
2.8	Обеспечивается диапазон регулирования коэффициента торможения (Кторм)	0,2-1,2
2.9	Обеспечивается диапазон регулирования тока «начала торможения», в долях от Iном	1,00-2,0
2.10	Обеспечивается время срабатывания при токе ≥ 2Iс.з min не более, с	0,035
2.11	Время срабатывания ДЗШ при переходе внешнего КЗ во внутреннее в условиях наличия насыщения ТТ не более, мс	60
3	**Реле контроля исправности цепей переменного тока**	
3.1	В устройстве должны быть предусмотрены пофазные реле контроля исправности цепей переменного тока, контролирующие дифференциальные токи фаз	Да
3.2	Ток срабатывания реле контроля цепей переменного тока должен регулироваться в пределах	(0,04-0,2) ·$I_{ном}$
3.3	Реле контроля с выдержкой времени, должен действовать на сигнал и на блокировку ДЗШ и ДЗО с самоудерживанием и ручным возвратом.	Да
3.4	Выдержка времени реле контроля цепей тока должна регулироваться в диапазоне, с	0,05-27
3.5	Возможность оперативного вывода блокирующего действия реле контроля	Да

Таблица 14 – Требования к функциям защит РУ 6-10-35 кВ

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
1	**ДЗО НН**	
1.1	Должна выполняется пофазной	Да
1.2	Иметь следующее количество аналоговых проходных входов для подключения трехфазных групп ТТ, не менее	3
1.3	Обеспечивать аппаратно-программное выравнивание входных токов	Да
1.4	Погрешность выравнивания от $I_{ном}$, должна быть, не более	±2%
1.5	ДЗО НН должна выполнятся в виде двухканальной ДТЗ, содержащей чувствительное реле и отсечку	Да

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
1.6	Чувствительное реле ДЗО должно иметь токозависимую характеристику с уставкой по начальному току срабатывания, изменяемой в диапазоне	(0,20 – 1,0) $\cdot I_{ном}$
1.7	Ток срабатывания отсечки должен изменяться в диапазоне	(2,0– 12,0) $\cdot I_{ном}$
1.8	Уставка по коэффициенту торможения ДЗО НН должна изменяется в диапазоне	0,2 – 0,7
1.9	Ток начала торможения должен изменяться в диапазоне	(0,60 – 1,0) $\cdot I_{ном}$
1.10	Время срабатывания ДЗО НН при двукратном и более по отношению к току срабатывания должно быть не более, с	0,03
1.11	Диапазон выравнивания различий по коэффициентам трансформации должен содержаться в пределах, А	0,25-16
1.12	ДЗО НН должна правильно функционировать при КЗ в зоне действия при токе повреждения более начального тока срабатывания чувствительного реле до 40 $I_{ном}$ при значении токовой погрешности высоковольтных ТТ в установившемся режиме, вызванной их насыщением при работе на активную нагрузку, до 50 %.	Да
1.13	ДЗО НН должна быть отстроена от тока внешнего КЗ при максимальной кратности входного тока не более 40 $I_{ном}$ при значении полной погрешности высоковольтных ТТ в установившемся режиме, вызванной их насыщением при работе на активную нагрузку, до 10 %.	Да
1.14	Время срабатывания ДЗТ при переходе внешнего КЗ во внутреннее в условиях наличия насыщения ТТ не более, мс	60
2	**ДЗ**	
2.1	Количество ступеней о междуфазных КЗ, не менее	3
2.2	Количество ступеней от двойных замыканий на землю, не менее	2
2.3	Должна быть реализована БК (пуск по току (и напряжению) либо по изменению величины токов прямой или обратной последовательности)	Да
2.4	Должна быть реализована функция БНН	Да
2.5	Орган выявления вида КЗ (междуфазное или «двойное на землю»)	Да
2.2	Форма характеристики срабатывания ДЗ	Многоугольная
2.3	Должен обеспечиваться диапазон регулирования сопротивления срабатывания каждой ступени, не менее, Ом	(1,0 – 500)/$I_{ном}$
2.4	Ток десятипроцентной точности работы Iтр для всех РС при работе на угле линии электропередачи не должен превышать, А	0,1·Iном
2.5	Минимальное междуфазное напряжение, при котором обеспечиваются точностные параметры РС во вторичных величинах должно составлять не более, В	0,5

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
2.6	При работе РС «по памяти» при трехфазных КЗ в месте установки защиты должна обеспечивается длительность сигнала срабатывания на выходе РС не менее 0,06 с в диапазоне токов от 2Iтр до 30Iном.	Да
2.7	Пуск БК должен выполняться от ПО, контролирующих скорость изменения во времени векторов токов обратной и прямой последовательностей.	Да
2.8	Должна быть предусмотрена возможность ускоренного возврата БК при отключении выключателя.	Да
2.9	БК должна быть отстроена от небаланса по току обратной последовательности при номинальном токе с учетом возможного отклонения частоты и статического небаланса по току обратной последовательности	Да
2.10	Устройство блокировки при неисправностях в цепях напряжения (БНН), должно реагировать на обрыв одной, двух и трех фаз напряжений «звезды». Должен обеспечиваться возврат устройства БНН в исходное состояние при устранении неисправностей.	Да
2.11	Должна быть предусмотрена возможность действия БНН без выдержки времени на блокировку работы всех ступеней ДЗ и с выдержкой времени 5,0 с на сигнал.	Да
2.12	Для выявления одновременного исчезновении всех напряжений «звезды» должны быть предусмотрены три реле минимального напряжения, включенные по схеме «И».	Да
2.13	Должно быть предусмотрено действие реле с выдержкой времени 5 с на сигнал и без выдержки времени на блокировку работы ступеней ДЗ при отсутствии аварийного тока в линии.	Да
2.14	Должно обеспечиваться действие ступеней ДЗ со следующими выдержками времени:	
2.14.1	Для первой ступени, с	0,00-5,00
2.14.2	Для второй ступени, с	0,05-15,00
2.14.3	Для третьей ступени, с	0,05-15,00
2.15	Должна быть предусмотрена возможность ускорения действия II или III ступени ДЗ при включении выключателя, при этом возможен контроль отсутствия напряжения на линии	Да
2.16	Должно обеспечиваться действие защиты в цепи отключения с выдержкой времени в диапазоне, с	0,00-1,00
2.17	Должна быть предусмотрена возможность оперативного ускорения II или III ступеней ДЗ с временем действия в диапазоне, с	0,05-1,00
2.18	Должна быть предусмотрена возможность выдачи сигнала запрета АПВ при действии на отключение от II либо III ступени ДЗ.	Да
3	**МТЗ**	

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
3.1	Должны обеспечиваться следующие диапазоны регулирования тока срабатывания	
3.1.1	Для первой ступени МТЗ (токовая отсечка), А	$(0,4\text{-}40)\cdot I_{ном}$
3.1.2	Для второй ступени МТЗ, А	$(0,2\text{-}40)\cdot I_{ном}$
3.1.3	Для третьей ступени МТЗ, А	$(0,08\text{-}20)\cdot I_{ном}$
3.2	Должны обеспечиваться следующие диапазоны регулирования выдержки времени	
3.2.1	Для первой ступени МТЗ (токовая отсечка), с	0-10
3.2.2	Для второй ступени МТЗ, с	0,1-20
3.2.3	Для третьей ступени МТЗ, с	0,2-100
3.3	Для ступеней с зависимой выдержкой времени должно быть предусмотрено не менее 4 предопределенных времятоковых характеристик	Да
3.4	Должна быть предусмотрена возможность задания характеристики, определяемой пользователем	Да
3.5	Должна предусматриваться возможность автоматического ускорения МТЗ при включении выключателя	Да
3.6	Должен обеспечиваться диапазон регулирования уставок по выдержки времени ускорения, с	0-2
3.7	В режиме ускорения должна предусматриваться возможность загрубления уставки по току для первой ступени МТЗ	Да
3.8	Для определения направления мощности МТЗ подключается по 90° схеме	Да
3.9	Угол максимальной чувствительности должен регулироваться в диапазоне,°	0-180
3.10	Время срабатывания токовых органов МТЗ должно быть не более, с	0,04
3.11	Время возврата токовых органов МТЗ должно быть не более, с	0,05
3.12	Должен обеспечиваться диапазон уставок по минимальному напряжению, для пуска МТЗ по напряжению во вторичных величинах, В	5-100
3.13	Должен обеспечиваться диапазон уставок по максимальному напряжению обратной последовательности, для комбинированного пуска МТЗ по напряжению во вторичных величинах, В	6-50
3.14	При неисправности ТН МТЗ должна переводиться в ненаправленный режим	Да
4	**ЗОЗЗ ОЛ**	
4.1	ЗОЗЗ должна выполняться двухступенчатой	Да
4.1.1	Первая ступень должна выполняться с независимой времятоковой характеристикой,	Да
4.1.2	Вторая ступень должна выполняться с зависимой и независимой времятоковой характеристикой	Да
4.2	Должны обеспечиваться следующие диапазоны регулирования уставок ЗОЗЗ по току :	

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
4.2.1	Первая ступень ЗОЗЗ	$(0,1\text{-}10)\cdot I_{ном}$
4.2.2	Вторая ступень ЗОЗЗ	$(0,05\text{-}2,5)\cdot I_{ном}$
4.3	Для ступеней с зависимой выдержкой времени должно быть предусмотрено не менее 4 предопределенных времятоковых характеристик	Да
4.4	Должна быть предусмотрена возможность задания характеристики, определяемой пользователем	Да
4.5	Для ЗОЗЗ с независимыми выдержками характеристиками должен обеспечиваться следующий диапазон уставок по выдержке времени, с	0,2-100
4.6	Время срабатывания токовых органов ЗОЗЗ, должно быть не более, с	0,04
4.7	Время возврата токовых органов ЗОЗЗ, должно быть не более, с	0,05
5	**ЗОЗЗ секции**	
5.1	Должна реализовываться по утроенному напряжению нулевой последовательности	Да
5.2	Должен обеспечиваться следующие диапазон уставок ИО по напряжению ЗОЗЗво вторичных величинах, В	1-100
5.3	Должен обеспечиваться следующие диапазон уставок ИО по выдержке времени, с	0,2-100,0
6	**ДЗШ**	
6.1	Количество контролируемых по току присоединений, не менее	5
6.2	Для блокировки при КЗ на ОЛ должны контролироваться пуски МТЗ присоединений	Да
6.3	ДЗШ должна быть отстроена от КЗ на ОЛ	
6.4	Должна быть реализована защита «мертвой зоны», которая возникает при отключенном положении СВ и располагается между ТТ и выключателем СВ	
6.5	Должна быть предусмотрена возможность опробования	Да
6.6	Для резервирования ДЗШ и для защиты мертвой зоны должна быть предусмотрена МТЗ с независимой водержкой времени на срабатывание	Да
6.7	Должна содержать:	
6.7.1	Дифференциальную токовую отсечку	Да
6.7.1.1	Ток срабатывания дифференциальной токовой отсечки, о.е	$(6\text{-}12)\cdot I_{баз}$
6.7.1.2	Время срабатывания при двукратном дифференциальном токе относительно уставки, не более, мс	20
6.7.2	Дифференциальный измерительный орган с торможением	Да
6.7.2.1	Начальный ток срабатывания должен находиться в диапазоне, о.е.	$(0,40\text{-}2)\cdot I_{баз}$
6.7.2.2	Время срабатывания при двукратном дифференциальном токе относительно уставки, не более, мс	30
6.7.3	Чувствительный токовый орган	Да
6.7.3.1	Ток срабатывания, о.е.	$(0,1\text{-}6)\cdot I_{баз}$

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
6.7.3.2	Время срабатывания при двукратном дифференциальном токе относительно уставки, не более, мс	20
6.7.4	Время срабатывания при переходе внешнего КЗ во внутреннее в условиях наличия насыщения ТТ не более, мс	60
7	**ЛЗШ**	
7.1	Должна принимать сигналы от ИО тока ЛЗШ	Да
7.2	Должна принимать сигналы от схемы пуска по напряжению	Да
7.3	Должна принимать разрешающие/блокирующие сигналы от пуска МТЗ с отходящих линий и СВ	Да
7.4	Должна быть предусмотрена возможность выбора из двух схем ЛЗШ – с последовательным или параллельным соединение контактов пусковых реле фидерных защит и защиты СВ, блокирующих работу ЛЗШ	Да
7.5	Должна быть предусмотрена ступень МТЗ с независимой времятоковой характеристикой для ЛЗШ	Да
7.6	Диапазон уставок по току срабатывания ИО для ЛЗШ должен находиться в диапазоне	$(0,2\text{-}40)\cdot I_{ном}$
7.7	Диапазон уставок по выдержке времени должен находиться в диапазон, с	0-10
8	**ЗМН**	
8.1	Должна реагировать на снижение линейного напряжения в фазах	Да
8.2	Должен обеспечиваться диапазон регулирования уставки по линейному напряжению во вторичных величинах, В	5-100
8.3	Должен обеспечиваться диапазон уставок по выдержке времени ЗМН	0,2-100
8.4	При неисправности цепей напряжения, при наличии сигнала неисправности ТН ЗМН должна блокироваться	Да
9	**УРОВ**	
9.1	Пуск УРОВ должен происходить от защит терминала	Да
9.2	Должен обеспечиваться диапазон регулирования уставок по выдержке времени УРОВ, с	0,1-10
10	**АПВ вводного выключателя, ШСВ**	
10.1	Должно предусматриваться однократное действие АПВ на включение выключателя	Да
10.2	Выдержки времени АПВ, должны регулироваться в диапазоне:	0,2-20
10.3	Готовность АПВ к действию должна осуществляться при наличии сигнала о включенном положении выключателя большем или равном времени готовности АПВ к действию, регулируемому в диапазоне, с	5,0-180,0
10.4	Должна предусматриваться возможность оперативного вывода АПВ из работы	Да
11	**АПВ отходящей линии**	
11.1	Должно предусматриваться двукратное действие АПВ на включение выключателя	Да

№ п/п	Функция, их характеристика	Значение параметра
11.2	Выдержки времени АПВ, должны регулироваться в диапазоне:	
11.2.1	Для первого цикла АПВ, с	0,2-20
11.2.2	Для второго цикла АПВ, с	5,0-100
11.2.3	Готовность АПВ к действию должна осуществляться при наличии сигнала о включенном положении выключателя большем или равном времени готовности АПВ к действию, регулируемому в диапазоне, с	5,0-180,0
11.4	Должна предусматриваться возможность оперативного вывода АПВ из работы	Да
12	**АУВ**	
12.1	Включение выключателя должно происходить от сигналов управления через ограничитель импульсов, обеспечивающий включающий импульс в течении 1,0 с	Да
12.2	Блокировка от многократных включений должна запрещать включение выключателя при одновременном наличии сигналов включения и отключения путем прерывания и запрета сигнала на включение. Блокировка сигнала включения должна снимаеться через 1,0 с после снятия команды на включение.	Да
12.3	Должен предусматриваться контроль целостности цепей управления	Да
12.4	Сигнал о неисправности цепей управления должен формироваться с выдержкой времени, регулируемой в диапазоне, с	2-20
13	**АВР**	
13.1	Должен обеспечиваться диапазон по выдержке времени АВР, с	0,2-100
13.2	Выходные сигналы, действующие на включение и отключение выключателей при АВР, формируются на время не более 2,0 с	Да
14	**Дуговая защита**	
14.1	Волоконно-оптические датчики должны располагаться в:	
14.1.1	Отсеке выкатного элемента	Да
14.1.2	Отсеке ввода-вывода	Да
14.1.3	Отсеке сборных шин	Да
14.2	В отсеке сборных шин с воздушной изоляцией между ячейками должен устанавливаться один ВОД на каждые, м	8
14.3	Должен обеспечиваться прием сигналов от пусковых органов МТЗ присоединений без выдержки времени	Да
14.4	Дуговая защита в отсеке ввода-вывода вводного выключателя должна осуществляться в защите трансформатора ввода	Да

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

						87-07-2015-РЗА.ТПР1.2
8						
Изм.	Кол.уч	Лист	№ док.	Подп.	Дата	

Лист

88

4 Требования к функционированию устройств РЗА

4.1 Требования к функционированию контроллера присоединений 110-500 кВ

4.1.7 Требования к функционированию АУВ 110-500 кВ

4.1.1.1 Основными функциями АУВ являются формирование команд на включение и на отключение выключателя. Команды на включение (для АУВ 330-500 кВ) и отключение от внешних устройств РЗА подаются непосредственно в цепи ЭМВ и ЭМО выключателя.

4.1.1.2 АУВ содержит следующие устройства и защиты:

– узел включения выключателя;
– узел отключения выключателя;
– узел фиксации положения выключателя;
– узел фиксации несоответствия;
– защиту электромагнитов управления от длительного протекания тока;
– узел контроля исправности цепей электромагнитов управления.

4.1.1.3 Узел включения выключателя формирует сигнал на трехфазное включение выключателя при поступлении сигналов:

– команды включения выключателя (РКВ);
– при действии устройства АПВ на повторное включение выключателя.

4.1.1.4 Должен обеспечиваться подхват цепи действия на ЭМВ на все время, пока по ЭМВ протекает ток. Разрыв цепи включения осуществляется блок-контактом выключателя.

4.1.1.5 Если при наличии команды «Включить» или действии устройства ТАПВ на повторное включение фиксируется протекание тока через ЭМО выключателя (что соответствует включению на КЗ), то выключатель должен переводиться в отключенное состояние и цепь действия на включение выключателя должна блокироваться на все время присутствия сигналов на включение выключателя

4.1.1.6 Сигнал на выходе узла отключения 330-500 кВ должен формироваться при подаче на входы сигналов:

– от УРОВ без выдержки времени на отключение той фазы выключателя, на отключение которого действовала защита поврежденного элемента, осуществляющая пуск УРОВ;
– от защит, действующих на отключение;
– с выхода схемы ЗНФ на трехфазное отключение поврежденной фазы;
– команды на отключение выключателя (РКО).

4.1.1.7 Сигнал на выходе узла отключения 110-220 кВ должен формироваться при подаче на входы сигналов:

– действия УРОВ в режиме «с автоматической проверкой исправности выключателя» (действие на себя);
– от защит, действующих на отключение;
– команды на отключение выключателя (РКО).

4.1.1.8 Действие цепей отключения должно обеспечиваться на ЭМО1 и ЭМО2.

4.1.1.9 Должен обеспечиваться подхват цепи действия на ЭМО на все время, пока по ЭМО протекает ток, разрыв цепи отключения осуществляется блок-контактом выключателя.

4.1.1.10 Должна осуществляться блокировка включения при малом заводе пружины и блокировка включения и отключения при низком давлении элегаза.

4.1.8 Требования к функционированию ТАПВ 110-500 кВ

4.1.2.1 Требования приведены в соответствии с [1], [2], [3], [15], [16].

4.1.2.2 Основными входными сигналами для узла ТАПВ являются сигналы разрешения подготовки и пуска. Пуск АПВ должен выполняться по цепи «несоответствия». Допускается также пуск устройства АПВ от защит.

4.1.2.3 Устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы была исключена возможностью многократного включения на КЗ при любой неисправности в схеме устройства.

4.1.2.4 При выполнении АПВ воздушных линий электропередачи и сборных шин (ошиновок) должны быть реализованы:

– однократность действия на ВЛ 330-500 кВ;

– возможность однократного или двукратного действия на ВЛ 110-220 кВ;

– действие на включение выключателя по факту наличия готовности выключателя линии и устройства АПВ, с установленной выдержкой времени;

– запрет действия АПВ при отключении выключателя оперативным персоналом;

– возможность запрета ТАПВ от внешних устройств (УРОВ, ЗНР, ПАА, ДЗШ, защиты АТ и т.п.);

– возможность запрета ТАПВ при неуспешном автоматическом включении одной фазы (неуспешное ОАПВ) (для 330-500 кВ);

– возможность запрета ТАПВ от оперативного переключателя АПВ1 и АПВ2 (для 110-220 кВ);

– возможность реализации ТАПВ выключателя с увеличенной выдержкой времени после неуспешного ОАПВ (для 330-500 кВ);

– взаимный запрет ТАПВ выключателей при неуспешном ТАПВ выключателя, включаемого первым (при наличии двух выключателей на линии). Может быть реализована на программируемой логике;

– сохранение функции ТАПВ при отключении одной фазы и возникновении на других фазах КЗ в цикле ОАПВ (для 330-500 кВ);

– возможность изменения алгоритма контроля ТАПВ;

– контроль погасания дуги на отключенных фазах;

– разные выдержки времени ТАПВ для линии и шин (при использовании автоматического опробования систем шин). Данная функция может быть реализована на выходных реле.

4.1.2.5 При применении АПВ должно предусматриваться ускорение действия релейной защиты на случай неуспешного АПВ.

Сигнал ускорения РЗА должен формироваться при опробовании оборудования ведущим выключателем (при включении оборудования через два выключателя). Не следует ускорять защиты после включения выключателя, когда линия уже включена под напряжение ведущим своим выключателем или подано напряжение на ВЛ с противоположенной стороны.

4.1.2.6 Необходимо наличие возможностей реализации следующих алгоритмов АПВ:

– ТАПВ-КС с контролем наличия симметричных напряжений на Э1 и Э2 при отсутствии обратной или нулевой последовательности (при установке на оборудовании ТН), а также наличия синхронизма между этими напряжениями. При контроле синхронизма одновременно с наличием симметричных напряжений на энергообъектах контролируются разности модулей векторов линейных напряжений на энергообъектах, углов между векторами этих напряжений и частот напряжений;

– ТАПВ-УС с контролем наличия симметричных напряжений на Э1 и Э2 при отсутствии обратной или нулевой последовательности (при установке на оборудовании ТН) и с

улавливанием синхронизма между этими напряжениями. При улавливании синхронизма одновременно с наличием симметричных напряжений на Э1 и Э2 контролируются разность модулей векторов напряжений на энергообъектах, разность частот напряжений и предельная разность частот напряжений;

– ТАПВ-ОН по факту отсутствия напряжения на Э1 и наличии симметричного напряжения на Э2 (ТАПВ-ОН Э1) при отсутствии обратной или нулевой последовательности (при установке на оборудовании ТН); или по факту отсутствия напряжения на Э2 и наличии симметричного напряжения на Э1 (ТАПВ-ОН Э2) при отсутствии обратной или нулевой последовательности (при установке на оборудовании ТН);

– УТАПВ для тех случаев, когда это эффективно для снижения объема управляющих воздействий ПА. Пуск УТАПВ производится только при фиксации первого срабатывания ДЗЛ (ДФЗ, телеускорения резервных защит).

Для УТАПВ обеспечивается контроль наличия симметричного напряжения на одном энергообъекте при отсутствии напряжения обратной или нулевой последовательности (при установке на оборудовании ТН) и контроль на другом энергообъекте напряжения следующих видов:

1) отсутствия симметричного напряжения;
2) отсутствия напряжения;
3) без контроля напряжения.

4.1.2.7 АПВ сборных шин должно выполняться автоматическим опробованием от АПВ одного из питающих элементов (должна быть предусмотрена возможность выбора присоединения).

4.1.2.8 Должен быть предусмотрен электронный ключ для вывода функции.

4.1.9 Требования к функционированию УРОВ 110-500 кВ

4.1.3.1 Требования к УРОВ приводятся в соответствии с [1], [2], [3], [15], [16].

4.1.3.2 Пуск УРОВ должен осуществляться от защит, действующих на отключение с контролем наличия тока в цепи резервируемого выключателя. Также должна быть предусмотрена возможность пуска схемы УРОВ при срабатывании отдельных защит без контроля по току через повреждённый выключатель.

4.1.3.3 Должно обеспечиваться двухступенчатое действие УРОВ:

– без выдержки времени на отключение резервируемого выключателя (действие «на себя»);

– с выдержкой времени на отключение смежных выключателей, обеспечивающих питание места повреждения, с запретом АПВ отказавшего и смежных выключателей (через соответствующие защиты).

4.1.3.4 УРОВ без выдержки времени должно формировать сигнал на отключение резервируемого выключателя при появлении любого из сигналов:

– действие внешних устройств РЗА (внешний сигнал);
– действие ЗНР (внутренний сигнал) – для 330-500 кВ.

4.1.3.5 Логические цепи УРОВ с выдержкой времени должны формировать следующие сигналы:

– в ДЗШ на отключение системы шин, или/и в защиту АТ с отключением смежного выключателя через защиту АТ, или/и на останов ВЧ передатчика с отключением смежного выключателя через основную защиту линии;

– на запрет ТАПВ шин, или на запрет ТАПВ резервируемого выключателя или смежного выключателя;

– ВЧТО №1 на отключение выключателя противоположного конца линии с запретом ТАПВ.

4.1.3.6 Должна быть предусмотрена возможность приема сигнала для действия УРОВ при КЗ за реактированным ответвлением стороны НН АТ в случае срабатывания его устройств РЗА и отказе данного выключателя

4.1.3.7 На линиях с ОАПВ должен осуществляться пофазный пуск УРОВ и пофазный контроль тока.

4.1.3.8 Если защиты присоединены к выносным ТТ, то УРОВ должно действовать и при КЗ в зоне между этими ТТ и выключателем, тем самым обеспечивая ликвидацию повреждения в «мертвой зоне».

4.1.3.9 Должен быть предусмотрен электронный ключ для вывода функции.

4.1.3.10 Должно быть предусмотрено наличие подхвата срабатывания защит от реле тока УРОВ.

4.1.10 Требования к функционированию ЗНФ 110-500 кВ

4.1.4.1 ЗНФ по сигналу о неполнофазном включении/отключении выключателя от сборки блок-контактов выключателя должна производить автоматическое отключение включившихся/неотключившихся фаз с выдержкой времени и запретом АПВ, отстроенной от разновременности действия фаз выключателя.

4.1.4.2 В цикле ОАПВ (для 330-500 кВ) должна быть предусмотрена блокировка защиты через дискретный вход ФЦО.

4.1.11 Требования к функционированию ЗНР 330-500 кВ

4.1.5.1 ЗНР должна действовать на отключение 3-х фаз с запретом АПВ, пуском УРОВ.

При этом дополнительно должны контролироваться отключенное состояние смежного выключателя, общего для Э1, и отключенное состояние смежного выключателя, общего для Э2. Прием двух сигналов об отключенном положении выключателей обеспечивает избирательность действия защиты от неполнофазного режима для «среднего» выключателя «полуторных» схем.

4.1.12 Требования к функционированию устройства контроля ресурса выключателя

4.1.6.1 Устройство контроля ресурса выключателя должно позволять приблизительно оценивать остаточный механический и коммутационный ресурс для каждой фазы выключателя в отдельности.

4.1.6.2 При каждом пуске расчёта ресурса должно происходить увеличение счётчика количества коммутаций.

4.1.6.3 При достижении аварийного порога сигнализации количества коммутаций должен формироваться логический сигнал аварийного порога ресурса выключателя.

4.1.6.4 Контроль коммутационного ресурса должен быть выполнен по двум алгоритмам:

- по допустимому количеству коммутаций в зависимости от действующего значения тока отключения (RMS);

- по суммарной энергии, выделенной на контактах при отключении выключателя (I^2t).

4.1.6.5 Должна быть предусмотрена программная накладка для вывода функции.

4.1.7 Требования к функционированию полуавтоматического включения

4.1.7.1 Должна быть обеспечена возможность полуавтоматического оперативного включения выключателя с контролем синхронизма или с улавливанием синхронизма.

4.1.7.2 Контроль осуществляется с использованием собственных измерительных органов, при наличии или с использованием существующих измерительных органов схемы и ТАПВ.

4.2 Требования к функционированию защит линий 110-500 кВ

4.2.1 Требования к функционированию продольной ДЗЛ 110-500 кВ

4.2.1.1 Продольная ДЗЛ состоит из полукомплектов, установленных на разных концах защищаемой ВЛ и соединенных цифровыми КС. В терминалах, установленных на разных концах ВЛ, осуществляется синхронизация моментов взятия цифровых отсчетов аналоговых сигналов (прежде всего фазных токов) и синхронизация цифровой обработки сигналов. В результате терминалы разных полукомплектов при наличии КС представляют собой одно устройство с единой системой векторов сигналов. Точность синхронизации положения векторов в ДЗЛ на разных концах линии определяется разностью времени передачи данных по КС в прямом и обратном направлениях.

4.2.1.2 Принцип действия ДЗЛ двухконцевой линии основан на пофазном сравнении модуля суммы векторов токов по концам защищаемой линии.

4.2.1.3 ДЗЛ должно действовать на отключение выключателей линии при всех видах КЗ, а также осуществляться соответствующие пуски УРОВ и АПВ.

4.2.1.4 Должно осуществляться трехфазное отключение с запретом АПВ при всех видах КЗ на линии, возникающих с момента подачи команды на включение до момента готовности устройства АПВ к повторному действию.

4.2.1.5 Должна обеспечиваться правильная работа на ЛЭП 110-220 кВ с ответвлениями и ЛЭП с тяговой нагрузкой.

4.2.1.6 Должна обеспечиваться правильная работа на трехконцевых ЛЭП 330-500 кВ.

4.2.1.7 Должен быть предусмотрен электронный ключ для вывода функции.

4.2.2 Требования к функционированию ДФЗ линии 110-500 кВ

4.2.2.1 ДФЗ одного участка ВЛ состоит из полукомплектов, установленных по обоим концам защищаемого участка линии. Каждый из полукомплектов содержит микропроцессорный терминал релейной части защиты и ВЧ приемопередатчик

4.2.2.2 Принцип действия защиты основан на сравнении фаз токов по обоим концам защищаемой линии, получаемых от комбинированных фильтров токов I_1+kI_2. Фаза токов передается по защищаемой линии с одного ее конца на другой посредством токов высокой частоты.

4.2.2.3 Орган манипуляции ВЧ передатчиком обеспечивает работу последнего с интервалами, приблизительно равными половине периода промышленной частоты. Поэтому

передатчик генерирует токи высокой частоты пакетами, длительность которых примерно равна интервалу между ними. Фаза ВЧ пакетов соответствует фазе сигнала на выходе комбинированного фильтра токов I_1+kI_2.

4.2.2.4 Орган сравнения фаз токов определяет, где находится повреждение: в зоне действия защиты или вне ее. Определение осуществляется по сдвигу ВЧ пакетов, посылаемых передатчиками обоих концов линии, т.е. в конечном счете – по углу сдвига фаз между векторами токов I_1+kI_2 по концам защищаемой линии. При КЗ на защищаемой линии этот угол равен или близок к нулю. При внешних КЗ он составляет величину порядка 180°. Вследствие этого, при КЗ вне зоны действия защиты, передатчики, установленные на обоих концах линии, работают неодновременно; высокочастотные пакеты, генерируемые ими, сдвинуты по фазе примерно на полпериода промышленной частоты, в ВЧ канале имеется практически сплошной ВЧ сигнал, и защита блокируется.

При повреждении в защищаемой зоне передатчики работают одновременно, и посылаемые ими пакеты примерно совпадают по фазе, образуя паузы в ВЧ сигнале. При превышении длительности паузы заданной величины, определяемой углом блокировки, происходит действие на отключение выключателя.

4.2.2.5 Защита должна действовать при всех видах КЗ в защищаемой зоне и не срабатывать при внешних КЗ, качаниях, неполнофазных режимах, реверсе мощности, асинхронном режиме работы ВЛ, несинхронных включениях и режимах одностороннего включения без КЗ. Повторный пуск защиты по цепи отключения трехфазных КЗ при отключении трехфазных КЗ на смежных элементах отсутствует (селективность при трехфазных КЗ). При нарушении цепей напряжения излишние и ложные срабатывания защиты отсутствуют.

4.2.2.6 Для передачи ВЧ пакетов должен использоваться ВЧ канал связи по фазу ВЛ (ВЧКС).

4.2.2.7 Должна обеспечиваться правильная работа на ЛЭП 110-220 кВ с ответвлениями и ЛЭП с тяговой нагрузкой.

4.2.2.8 Должна обеспечиваться правильная работа на трехконцевых ЛЭП 330-500 кВ.

4.2.2.9 Должен быть предусмотрен электронный ключ для вывода функции.

4.2.3 Требования к функционированию НВЧЗ линии 110-220 кВ

4.2.3.1 НВЧЗ состоит из двух полукомплектов, устанавливаемых по концам защищаемой линии. Каждый полукомплект содержит релейную и высокочастотную части.

4.2.3.2 Принцип действия защиты основан на косвенном сравнении направления мощности по концам защищаемой линии посредством ВЧ сигналов, передаваемых по каналу связи, в качестве которого используется одна из фаз защищаемой линии. Известно, что при несимметричных повреждениях на линии мощность обратной последовательности направлена от места повреждения в сторону ее концов (шин), а при симметричных – мощность прямой последовательности направлена от шин к месту повреждения.

4.2.3.3 При возникновении КЗ в каждом из полукомплектов защиты срабатывает реле направления мощности обратной последовательности блокирующее или отключающее, в зависимости от места повреждения. Блокирующее реле действует в цепи пуска ВЧ передатчика, а отключающее - в цепи отключения. В случае несимметричного КЗ реле срабатывает и действует постоянно, до момента исчезновения несимметрии. При симметричных КЗ реле кратковременно срабатывает в первый момент несимметрии и вводит в работу контроли от реле сопротивления (блокирующего или отключающего соответственно) При срабатывании соответствующих ПО и ИО в этом же полукомплекте защиты выполняется пуск на отключение. В случае повреждения на защищаемой линии (точка К2, рисунок 1) блокирующие ВЧ сигналы от каждого из полукомплектов (п/к А и п/к Б) отсутствуют и защита

действует на отключение выключателей концов линии. При КЗ вне защищаемой зоны (точка К1) ВЧ передатчик п/к А остается запущенным, блокируя тем самым возможное действие на отключение от п/к Б.

4.2.3.4 НВЧЗ должна действовать при всех видах повреждений на защищаемой линии:

– при несимметричных КЗ - как направленная защита обратной последовательности с ВЧ блокировкой;

– при трехфазных КЗ – как направленная дистанционная защита с ВЧ блокировкой.

4.2.3.5 Защита 110-220 кВ не должна срабатывать при внешних КЗ, реверсе мощности при каскадных отключениях КЗ на параллельной линии, несинхронных включениях и режимах одностороннего включения без КЗ.

4.2.3.6 Должна обеспечиваться правильная работа на ЛЭП 110-220 кВ с ответвлениями и ЛЭП с тяговой нагрузкой.

4.2.3.7 При нарушении в цепях напряжения излишние и ложные срабатывания защиты должны отсутствовать.

4.2.3.8 Должна быть предусмотрена возможность самостоятельного действия НВЧЗ на отключение (независимо от блокирующего ВЧ сигнала) при включении выключателя по цепи ускорения с контролем цепи включения выключателя (РПО) и возможностью контроля напряжения на линии.

4.2.3.9 Перевод устройства в режим работы ДФЗ должен осуществляться автоматически при неисправности цепей напряжения в любом из полукомплектов защит и пуском ВЧ от пусковых органов.

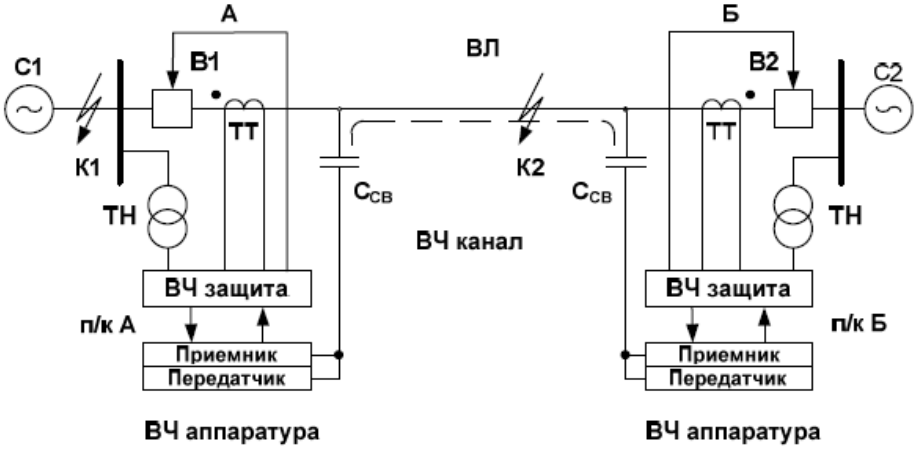

Рисунок 2 – Блок-схема взаимодействия полукомплектов ВЧ защиты

4.2.3.10 Должен быть предусмотрен электронный ключ для вывода функции.

4.2.4 Требования к функционированию ВЧБ линии 110-220 кВ

4.2.4.1 Защита линии электропередачи состоит из двух полукомплектов ВЧБ, расположенных по обоим концам линии (рисунок 1) и взаимодействующих между собой посредством блокирующих ВЧ сигналов, передаваемых по каналу связи.

4.2.4.2 Высокочастотная блокировка дистанционной и токовой защит является разновидностью направленной ВЧ защиты. Излишние срабатывания ее при внешнем КЗ предотвращаются посылкой блокирующего ВЧ сигнала передатчиком полукомплекта защиты

того конца линии, на котором мощность нулевой последовательности направлена от шин в линию.

4.2.4.3 Если КЗ происходит на защищаемой линии (точка К2, рисунок 1), то блокирующие ВЧ сигналы снимаются и каждому из полукомплектов защиты (п/к А и п/к Б) разрешается действовать на отключение выключателя. При КЗ вне защищаемой зоны (точка К1) ВЧ передатчик п/к А остается запущенным и блокирует действие на отключение как своей релейной части, так и п/к Б. Действие по цепи отключения задерживается на заданную выдержку времени, достаточную для срабатывания органов, действующих на отключение.

4.2.4.4 Защита должна действовать при всех видах КЗ:

– при КЗ на землю – как ТНЗНП с ВЧ блокировкой;
– при несимметричных и симметричных КЗ без земли – как ДЗ с ВЧ блокировкой.

4.2.4.5 В нормальном режиме работы линии электропередачи все ПО и ИО обоих полукомплектов, установленных по концам линии, должны находиться в несработанном состоянии, так как их уставки отстраиваются от нагрузочного режима с учетом допустимых небалансов. Выходные цепи защит находятся в несработанном состоянии и ВЧ передатчики полукомплектов не запущены.

4.2.4.6 При нарушении в цепях напряжения излишние и ложные срабатывания защиты должны отсутствовать.

4.2.4.7 Должна обеспечиваться правильная работа на ЛЭП 110-220 кВ с ответвлениями и ЛЭП с тяговой нагрузкой.

4.2.4.8 Должен быть предусмотрен электронный ключ для вывода функции.

4.2.5 Требования к функционированию ДЗ линии, ОВ 110-500 кВ

4.2.5.1 ДЗ должна защищать линию и смежные резервируемые элементы от междуфазных замыканий, выполнять функцию ближнего и дальнего резервирования, не срабатывать в неполнофазных режимах, при синхронных качаниях, правильно функционировать в режиме опробования.

4.2.5.2 I ступень ДЗ должна защищать не менее 85% линии.

4.2.5.3 II ступень ДЗ должна охватывать всю длину ВЛ, а также выполнять функцию ближнего резервирования в отношении основной защиты ВЛ.

4.2.5.4 III ступень выполняет функцию дальнего резервирования и предназначена для защиты смежного участка линии и присоединений (ЛЭП и Т, АТ), отходящих от шин противоположной подстанции.

4.2.5.5 IV ступень предназначена для дальнего резервирования защиты смежного участка.

4.2.5.6 V ступень и последующие – резервные. Их назначение чаще всего определяется на этапе проектирования защиты линии. Возможны следующие варианты ее использования:

– для логики схем связи;
– для логики ускорения (автоматическое и оперативное);
– для дальнего резервирования.

4.2.5.7 Должен быть предусмотрен электронный ключ для вывода функции.

4.2.5.8 Должен быть предусмотрен электронный ключ оперативного ускорения II, III ступеней защиты.

4.2.5.9 Должно быть предусмотрено автоматическое ускорение II, III ступеней защиты при оперативном опробовании ВЛ и АПВ (при отсутствии симметричного напряжения на ВЛ

для 330 – 500 кВ, отсутствия напряжения на ВЛ для 110-220 кВ при использовании однофазного ТН или ШОН).

4.2.5.10 Должна предусматриваться возможность блокировки ступеней ДЗ при качаниях, предназначенная для исключения срабатывания защиты в режимах качаний.

4.2.5.11 Должна осуществляться блокировка действия защиты при возникновении неисправностей в цепях переменного напряжения.

4.2.5.12 При неисправности цепей напряжения должен осуществляться автоматический ввод резервной фазной МТЗ.

4.2.5.13 Должна быть предусмотрена возможность выдачи сигнала запрета АПВ при оперативном ускорении защиты.

4.2.5.14 Должна быть предусмотрена возможность выдачи сигнала запрета АПВ при ускорении защиты при включении выключателя.

4.2.5.15 Должна быть реализована логика телеускорения защиты с передачей и приемом разрешающих сигналов с использованием ВЧКС и ВОЛС.

4.2.6 Требования к функционированию ТНЗНП линии 110-500 кВ, ТНЗНП ОВ 110-220 кВ, ТЗНП ШСВ и СВ 110-500 кВ

4.2.6.1 Защита предназначена для отключения земляных замыканий, должна селективно срабатывать при всех видах замыканий на землю в защищаемом объекте и резервировать действие защит смежных участков при внешних замыканиях.

4.2.6.2 В защите должны быть предусмотрены пусковые органы тока нулевой последовательности шести ступеней, а также органы направления мощности.

4.2.6.3 Должна быть предусмотрена возможность вывода направленности ступеней.

4.2.6.4 Должна быть предусмотрена возможность автоматического вывода направленности ступеней ТНЗНП:

- при срабатывании ТНЗНП;
- в режиме ускорения при включении выключателя.

4.2.6.5 Ступени защиты должны быть отстроены от броска тока намагничивания.

4.2.6.6 Должен быть предусмотрен электронный ключ для вывода функции.

4.2.6.7 Должно быть предусмотрено автоматическое ускорение II, III ступеней при включении выключателя.

4.2.6.8 Должен быть предусмотрен электронный ключ оперативного ускорения II, III, IV ступеней защиты.

4.2.6.9

4.2.6.10 Должен быть предусмотрен электронный ключ ускорения от защит параллельной линии.

4.2.6.11 Должна быть реализована логика телеускорения защиты с передачей и приемом разрешающих сигналов с использованием ВЧКС и ВОЛС.

4.2.7 Требования к функционированию ступенчатой токовой защиты СВ и ШСВ 110-500 кВ

4.2.7.1 МТЗ выполняется двухступенчатой: I ступень – ТО, II ступень – МТЗ.

4.2.7.2 МТЗ предназначена для резервирования работы основных защит и действия на отключение при многофазных КЗ.

4.2.7.3 Может осуществляться с пуском по напряжению.

4.2.7.4 МТЗ обеспечивает отключение от I и II ступеней на отключение выключателя.

4.2.7.5 Должен быть предусмотрен электронный ключ для вывода функции.

4.2.8 Требования к функционированию МФТО линии 110-500 кВ

4.2.8.1 Токовая отсечка предназначена для отключения близких междуфазных металлических КЗ. По условиям селективности с защитами остальной сети отсечка без выдержки времени не должна работать за пределами защищаемой линии.

4.2.8.2 Должен быть предусмотрен электронный ключ для вывода функции.

4.2.8.3 ТО может быть введена постоянно или вводиться при опробовании ВЛ.

4.2.9 Требования к функционированию ОАПВ 330-500 кВ

4.2.9.1 Последовательность действия устройства ОАПВ включает в себя:

– пуск устройства при срабатывании основных защит или быстродействующих ступеней комплекта ступенчатых защит, в том числе при приеме команд телеускорения (БЗЛ);

– выбор поврежденной фазы избирательными органами на токовом или дистанционном принципе и отключение поврежденной фазы в случае однофазного КЗ или отключение трех фаз выключателя при многофазных КЗ;

– автоматическое повторное включение отключенной фазы через заданную выдержку времени для ОАПВ с расчетной паузой или с адаптивной паузой от ОКПД (ОВУВ) для первого (второго) конца ВЛ. В случае неуспешного включения или устойчивого КЗ производится отключение трех фаз выключателей линии с обоих концов.

4.2.9.2 Пуск ОАПВ и фиксация пуска должны осуществляться логической схемой в результате срабатывания БЗЛ при одновременном срабатывании любого ИО, контролирующего пуск ОАПВ.

Возврат устройства в исходное состояние (сброс фиксации пуска) происходит по фактам: либо включения выключателя и отсутствия несимметрии, либо отключения трех фаз, либо принужденно с выдержкой времени.

4.2.9.3 Устройство ОАПВ совместно с устройствами релейной защиты должно обеспечивать:

– при неустойчивых однофазных КЗ – отключение только поврежденной фазы и ее автоматическое повторное включение с заранее заданным порядком по концам линии;

– при устойчивых однофазных КЗ – отключение первоначально поврежденной фазы и с задержкой – отключение неповрежденных фаз;

– при всех видах многофазных КЗ, в том числе при переходе однофазных КЗ в междуфазные КЗ с «землей» или возникновении повреждений на неотключенных фазах линии – отключение трех фаз;

– при неуспешном ОАПВ, возникновении однофазного КЗ на той же фазе после успешного ОАПВ в течение времени набора готовности выключателя – отключение трех фаз с возможностью запрета ТАПВ;

– при возникновении КЗ на другой фазе после успешного ОАПВ в течение времени набора готовности выключателя – разрешение ОАПВ.

4.2.9.4 Пуск ВЧ сигнала БЗЛ (пуск ОАПВ противоположного конца линии) должен обеспечиваться при срабатывании БЗЛ или первых ступеней дистанционной и токовой защит линии, при приеме сигнала внешнего пуска ОАПВ с контролем измерительными органами.

4.2.9.5 Должен быть предусмотрен электронный ключ для вывода функции.

4.2.10 Требования к функционированию аварийной МТЗ 110-220 кВ

4.2.10.1 МТЗ вводится при срабатывании БНН.

4.2.10.2 Может осуществляться с пуском по напряжению.

4.2.10.3 МТЗ должна действовать на отключение выключателя.

4.2.10.4 Должен быть предусмотрен электронный ключ для вывода функции.

4.2.10.5 Предусматривается возможность использования измерительных органов, включенных на фазные токи и на ток нулевой последовательности.

4.3 Требования к функционированию защит автотрансформаторов 220-500 кВ, трансформаторов 110-220 кВ, шунтирующих реакторов 330-500 кВ

4.3.1 Требования к функционированию КИВ АТ, ШР

4.3.1.1 КИВ должен быть выполнен двумя ступенями с действием на сигнал при частичном пробое изоляции вводов, не требующем немедленного отключения, и на отключение с запретом АПВ при повреждении изоляции ввода (до того, как произойдет полный пробой изоляции).

4.3.1.2 Срабатывание сигнальной ступени указывает на начавшееся прогрессирующее повреждение изоляции высоковольтного ввода. При дальнейшем развитии аварии и при достижении величины емкостного тока, достаточного для срабатывания отключающей ступени, срабатывает отключающий орган.

4.3.1.3 Для исключения ложных срабатываний при обрыве одной из цепей емкостного тока, должно быть предусмотрено устройство блокировки.

4.3.1.4 Должно быть обеспечено предотвращение ложного срабатывания устройства КИВ при коротких замыканиях «на землю» или неполнофазных режимах.

4.3.1.5 Должен быть предусмотрен электронный ключ для вывода функции.

4.3.2 Требования к функционированию ГЗ Т, АТ, ГЗ РПН АТ, ГЗ ШР

4.3.2.1 ГЗ используется как чувствительная защита от внутренних повреждений.

4.3.2.2 ГЗ должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

4.3.2.3 Должен обеспечиваться прием сигналов от сигнальной и отключающей ступеней газовой защиты АТ, ШР, от газовой защиты РПН АТ (в пофазном исполнении – для АТ и ШР 330-500 кВ).

4.3.2.4 При срабатывании ГЗ Т, АТ, ГЗ РПН должен обеспечиваться пуск пожаротушения (в соответствии с п. 2.4), и закрытие отсечного клапана, при наличии в его конструкции электромагнита.

4.3.2.5 Газовые (струйные) реле должны действовать через оба комплекта РЗА (необходимо оснащение АТ(Т), ШР реле с двумя отключающими и двумя сигнальными ступенями).

4.3.2.6 Должна быть предусмотрен оперативный ключ для возможности перевода действия отключающего элемента ГЗ АТ(Т), ШР на сигнал и выполнения раздельной

сигнализации от сигнального и отключающих элементов газового реле (различающейся характером сигнала).

4.3.2.7 Цепи оперативного тока газовой защиты, действующие на отключение должны иметь устройство контроля изоляции цепей оперативного тока, действующее в случае неисправности цепей на сигнал

4.3.2.8 Газовое реле защиты и струйное реле (для устройства РПН Т, АТ) должны иметь по два контакта, для каждого устройства, реализующего логику отключения газовой защиты, причем у газового реле для каждой ступени (отключение и сигнализация).

4.3.3 Требования к функционированию ДЗТ 110-220 кВ (ДЗАТ 220-500 кВ)

4.3.3.1 ДЗТ предназначена для защиты от всех видов замыканий в обмотках и на выводах при включении на выносные ТТ, а также для частичной защиты от витковых замыканий всех обмоток.

4.3.3.2 Продольная дифференциальная защита должна быть выполнена так, чтобы в зону ее действия входили соединения трансформатора со сборными шинами.

Допускается использование для дифференциальной защиты трансформаторов тока, встроенных в трансформатор, при наличии защиты, обеспечивающей отключение (с требуемым быстродействием) КЗ на ошиновках, соединяющих трансформатор со сборными шинами.

4.3.3.3 При срабатывании ДЗТ должен обеспечиваться пуск пожаротушения (в соответствии с п. 2.4), и закрытие отсечного клапана, при наличии в его конструкции электромагнита.

4.3.3.4 ДЗТ должна быть отстроена от бросков тока намагничивания, переходных и установившихся токов небаланса.

4.3.3.5 Должен быть предусмотрен электронный ключ для вывода функции.

4.3.4 Требования к функционированию ЗП АТ 220-500 кВ

4.3.4.1 ЗП должна защищать АТ от симметричной перегрузки.

4.3.4.2 ЗП содержит три трехфазных реле максимального тока, включенных на ток сторон ВН, НН и выводов общей обмотки (нейтрали) АТ.

4.3.4.3 Для реле максимального тока общей обмотки (нейтрали) используется расчетное значение тока общей обмотки АТ.

4.3.4.4 ЗП должна действовать на сигнал.

4.3.5 Требования к функционированию ЗП трансформатора 110-220 кВ

4.3.5.1 ЗП должна защищать Т от симметричной перегрузки.

4.3.5.2 ЗП содержит 4 трехфазных реле максимального тока, включенных на ток сторон ВН, СН и НН1, НН2.

4.3.5.3 ЗП должна действовать на сигнал.

4.3.6 Требования к функционированию технологических защит и автоматики

4.3.8.1 Для АТ, Т, ШР при проектировании должны предусматриваться следующие технологические защиты и автоматика:

Наименование	Выходное действие

1. Автоматика охлаждения	
1.1. Автоматика регулирования температуры масла, охлаждающей жидкости среды	Управление охладителями
1.2. Автоматика контроля включенного состояния Т (АТ, ШР)	Пуск охлаждения
1.3. Сигнализация неисправностей в системе охлаждения ▪ отключение рабочего ввода питания ▪ отключение резервного ввода питания ▪ перевод на резервный ввод (срабатывание АВР в схеме питания охладителей) ▪ отключении автоматических выключателей в схемах питания двигателей вентиляторов или насосов ▪ прекращение циркуляции охлаждающей жидкости для систем охлаждения Ц, ДЦ (отключении питания основного и резервного вводов питания охлаждения или отсутствие тока при наличии требования к работе двигателей) ▪ прекращение работы обдува для систем охлаждения Д, ДЦ (отключении питания основного и резервного вводов питания системы охлаждения или отсутствие тока при наличии требования к работе двигателей).	На сигнал
1.4. Защита при потере охлаждения (ЗПО)	На отключение
1.5. Прочие алгоритмы управления и сигнализации по требованию завода изготовителя	По указанию завода-изготовителя
2. Сигнализация при понижении уровня масла	
3. Сигнализация при повышении уровня масла	На сигнал
4. Сигнализация при срабатывании клапанов сброса давления (предохранительных клапанов)	На сигнал
5. Сигнализация при закрытии отсечного клапана	На сигнал
6. Защита от перегрева по температуре масла	
▪ 1 ступень	На сигнал
▪ 2 ступень	На отключение
7. Защита от перегрева по температуре обмотки	
▪ 1 ступень	На сигнал
▪ 2 ступень	На отключение
8. Прочие виды технологических защит и автоматики по указанию завода-изготовителя	По указанию завода-изготовителя

4.3.8.2 Реализация прочих сигналов, не указанных выше, или исключение указанных должно быть выполнено по указанию завода-изготовителя. Принципиальные схемы технологических защит и автоматики должны быть указаны в рабочей документации. Решение о выполнении алгоритмов, прочих сигналов, не указанных выше, с действием на отключение допускается в исключительных случаях по алгоритму, согласованному с эксплуатирующей организацией.

4.3.8.3 Источники дискретных сигналов технологических защит (датчики, контактные измерительные преобразователи и т.п.) с действием на отключение,

установленные на оборудовании должны иметь раздельные, гальванически не связанные контакты для действия в различные устройства РЗА, при их наличии. Разделение при помощи промежуточных реле не допускается. В случае если при проектировании предусматривается установка двух устройств РЗА, требующих подключения сигналов, то в проектных решениях должны быть учтены мероприятия по замене источников сигналов, их модернизации или установке дублирующих экземпляров.

4.3.8.4 Для оборудования с пофазным исполнением прием сигналов от технологических защит и автоматики, сигнализация их срабатывания должна быть выполнена пофазно.

4.3.8.5 Цепи технологических защит, действующих на отключение должны иметь устройство контроля изоляции цепей оперативного тока, действующее в случае неисправности цепей на сигнал.

4.3.8.6 Для защит от перегрева, действующих на отключение при повышении температуры масла или обмотки до недопустимой величины должны быть выполнены выдержки времени на срабатывание не менее 5 секунд (рекомендуемое время 10-20 секунд).

4.3.8.7 Не допускается аппаратное совмещение технологических защит или автоматики с системами мониторинга оборудования.

4.3.8.8 Защита при потере охлаждения (ЗПО) должна действовать на отключение при условии потери охлаждения одной или более фаз оборудования. Алгоритм функционирования защиты должен учитывать указания завода-изготовителя оборудования и подлежит согласованию с эксплуатирующей организацией в виде принципиальных схемы (электрических и логических (для микропроцессорных устройств) в составе рабочей документации. Защита должна осуществлять контроль нагрузки и температуры для автоматического выбора времени срабатывания. Для автотрансформаторов контроль нагрузки должен осуществляться по второнам ВН, НН и общей обмотке. Контроль нагрузки должен осуществляться устройством(ами) РЗА, реализующим(и) функцию дифференциальной защиты с последующей передачей, при необходимости в устройство, реализующее дальнейший алгоритм функционирования защиты. При выполнении логической части ЗПО в шкафах автоматики охлаждения (ШАОТ), устанавливаемых в непосредственной близости от оборудования, их действие на отключение должно выполняться через устройство(а) РЗА, реализующее(ие) функцию дифференциальной защиты. Контроль тока общей обмотки АТ должен осуществляться по расчетному значению.

4.3.8.9 Для АТ, Т, ШР устройствами РЗА, выполняющими функцию основной защиты, выполняется прием следующих цепей технологических защит и автоматики:

- цепи клапанов сброса давления (предохранительных клапанов);
- цепи от отсечного клапана;
- цепи минимального уровня масла;
- цепи максимального уровня масла;
- цепи температуры масла сигнальной, отключающей ступени;
- цепи температуры обмотки сигнальной, отключающей ступени;
- сигнал отключенного состояния всех маслоохладителей от ШАОТ;
- сигнал отключения от внешней защиты при потере охлаждения.

4.3.7 Требования к функционированию ДЗ АТ 220-500 кВ

4.3.7.1 В ДЗ АТ должно предусматриваться автоматическое и оперативное ускорение отдельных ступеней.

4.3.7.2 Дистанционная защита комплекта обеспечивает действие на деление сети, отключение ввода своего напряжения, отключение АТ.

4.3.7.3 Должен быть предусмотрен электронный ключ для вывода функции.

4.3.8 Требования к функционированию ТНЗНП АТ 220-500 кВ

4.3.8.1 В ТНЗНП АТ должно предусматриваться автоматическое и оперативное ускорение отдельных ступеней.

4.3.8.2 Токовая направленная защита нулевой последовательности комплекта обеспечивает действие на деление сети, отключение ввода своего напряжения, отключение АТ.

4.3.8.3 Должен быть предусмотрен электронный ключ для вывода функции.

4.3.9 Требования к функционированию МТЗ ВН АТ 220-500 кВ

4.3.9.1 Максимальная токовая защита предназначена для резервирования работы основных защит АТ и действия на отключение при внешних многофазных КЗ.

4.3.9.2 Максимальная токовая защита на всех сторонах АТ выполняется с пуском или без пуска по напряжению. Пуск по напряжению осуществляется с помощью реле минимального напряжения.

4.3.9.3 Максимальная токовая защита каждого комплекта обеспечивает действие:

– от схемы МТЗ комплекта и от МТЗ смежной стороны на отключение ШСВ(СВ) смежной стороны и на отключение ведущего выключателя Q2 смежной стороны, затем с выдержкой времени на отключение ведомого выключателя Q1 смежной стороны и далее с выдержкой времени на отключение АТ со всех сторон;

– в защиту смежной стороны.

4.3.9.4 Должен быть предусмотрен электронный ключ для вывода функции.

4.3.10 Требования к функционированию МТЗ трансформатора 110-220 кВ

4.3.13.1 Максимальная токовая защита предназначена для резервирования работы основных защит и действия на отключение при внешних многофазных КЗ.

4.3.13.2 Максимальная токовая защита на всех сторонах Т выполняется с пуском или без пуска по напряжению. Пуск по напряжению осуществляется с помощью реле минимального напряжения.

4.3.13.3 МТЗ СН, НН может выполняться с контролем направленности и без контроля. Для обеспечения направленности используется реле направления мощности, которое работает по направлению мощности прямой последовательности.

4.3.13.4 Должен быть предусмотрен электронный ключ для вывода функции.

4.3.11 Требования к функционированию продольной дифференциальной защиты реактора 330-500 кВ

4.3.13.1 Продольная ДТЗ через промежуточные ТТ должна подключаться к основным ТТ всех сторон ШР.

4.3.13.2 При срабатывании продольной ДТЗ должен обеспечиваться пуск пожаротушения (в соответствии с п. 2.4), и закрытие отсечного клапана, при наличии в его конструкции электромагнита.

4.3.13.3 Должен быть предусмотрен электронный ключ для вывода функции.

4.3.12 Требования к функционированию поперечной дифференциальной защиты реактора 330-500 кВ

4.3.12.1 Поперечная ДТЗ предназначена для защиты ШР от витковых КЗ. Поперечная ДТЗ через промежуточные ТТ должна подключаться к основным ТТ всех сторон ШР.

4.3.12.2 При срабатывании поперечной ДТЗ должен обеспечиваться пуск пожаротушения (в соответствии с п. 2.4), и закрытие отсечного клапана, при наличии в его конструкции электромагнита.

4.3.12.3 Должен быть предусмотрен электронный ключ для вывода функции.

4.4 Требования к функционированию защит шин, ошиновки 110-500 кВ

4.4.1 Требования к функционированию ДЗШ 110-500 кВ

4.4.1.1 Защита должна действовать при всех видах КЗ на шинах.

4.4.1.2 В защите должны быть ИО первой и второй систем шин, определяющие поврежденную систему шин в случае выполнения ДЗШ обеих систем (секций) шин в одном устройстве. При этом в ДЗШ должна предусматриваться возможность изменения фиксации токовых и оперативных цепей при переводе присоединений с одной системы шин на другую.

4.4.1.3 Должно обеспечиваться действие ДЗШ без выдержки времени:

– на отключение поврежденной системы шин (с воздействием на два ЭМО выключателей присоединений);

– на пуск УРОВ выключателей присоединений;

– на запрет АПВ выключателей присоединений (если требуется).

4.4.1.4 Для действия на отключение при неуспешном АПВ шин или в режиме опробования с контролем отсутствия напряжения в защите должно использоваться «очувствление» реле ДЗШ путем уменьшения тока срабатывания и увеличения длины начального участка тормозной характеристики. Это вызвано тем, что в данных режимах токи КЗ могут быть значительно меньше расчетных для нормального эксплуатационного режима. «Очувствление» ДЗШ производится в следующих режимах:

– при срабатывании ДЗШ;

– при опробовании шин от присоединения с контролем отсутствия напряжения;

– оперативно от ключа.

4.4.1.5 Предусмотрено действие на запрет АПВ:

– при неуспешном АПВ шин;

– при неполнофазном отказе выключателя одного из питающих присоединений;

– при отключении от УРОВ выключателя любого присоединения;

– при срабатывании ДЗШ (оперативный запрет).

4.4.1.6 При использовании КРУЭ ДЗШ должна действовать с запретом АПВ.

4.4.1.7 Должна обеспечиваться возможность оперативного (от ключа) и автоматического (после отключения КЗ на шинах) опробования системы шин несколькими присоединениями с контролем отсутствия напряжения на шинах с обеспечением требуемой чувствительности ДЗШ.

4.4.2 Требования к функционированию ДЗО 110-500 кВ

4.4.2.1 Защита должна действовать при всех видах КЗ.

4.4.2.2 Должно обеспечиваться действие ДЗО без выдержки времени:

– на пуск УРОВ и запрет АПВ (при пуске от «несоответствия»);
– на отключение выключателя (через два ЭМО);
– на отключение выключателей генераторов (через два ЭМО);
– на пуск УРОВ выключателей генераторов;
– на гашение возбуждения генераторов (в случае отсутствия генераторных выключателей).

4.4.2.3 Для повышения чувствительности ДЗО в следующих режимах должно производиться «очувствление» ДЗО:
– при работе АТ с отключенными выключателями стороны ВН;
– при срабатывании ДЗО;
– при опробовании ошиновки от присоединения с контролем отсутствия напряжения.

4.5 Требования к функционированию релейных защит и сетевой автоматики сети 6-35 кВ

4.5.1 Требования к функционированию АУВ 6-35 кВ

4.5.1.1 Основными функциями АУВ являются формирование команд на включение и отключение выключателя.

4.5.1.2 Сигнал на выходе узла отключения формируется при подаче сигналов:
– от защит, действующих на отключение;
– от УРОВ при действии на «себя» поврежденной фазы;
– команды «Отключить».

4.5.1.3 Сигнал на выходе узла включения формируется при возникновении следующих ситуаций:
– появление команды «Включение»;
– при действии АПВ или ЧАПВ.

4.5.1.4 Должен предусматриваться контроль исправности цепей управления выключателя.

Контроль исправности цепей включения и отключения производится по наличию сигналов от реле РПВ и РПО. Если оба реле находятся в одинаковом положении, то через время формируется сигнал о неисправности цепей управления выключателя.

При командном включении выключателя и срабатывании РПВ обеспечивается фиксация факта его включения, сброс обеспечивается по сигналу от командного отключения.

Сигнал аварийного отключения формируется при возникновении несоответствия между последней поданной командой и реле положения контактов выключателя.

4.5.2 Требования к функционированию АВР

4.5.2.1 Пуск АВР производится при снижении междуфазных напряжений ниже уставки функции контроля отсутствия напряжения по факту аварийного отключения выключателя ввода.

4.5.2.2 При работе АВР подается команда на отключение выключателя ввода и, по факту отключения выключателя ввода, команда на включение секционного выключателя при наличии напряжения на резервном источнике.

4.5.2.3 Запрет АВР производится от сигналов внешнего отключения, а также при действии на отключение внутренних и внешних токовых защит, УРОВ, а также от внешнего сигнала блокировки.

4.5.2.4 Должна обеспечиваться однократность действия.

4.5.3 Требования к функционированию АПВ

4.5.3.1 На воздушных линиях, шинах напряжением 6-35 кВ должно применяться ТАПВ с пуском по цепи «несоответствия» между последней поданной командой на включение и отключенным положением выключателя.

4.5.3.2 При выполнении АПВ должно быть реализовано:

– действие на включение выключателя по факту наличия готовности выключателя линии и устройства АПВ с установленной выдержкой времени;

– запрет при отключении выключателя оперативным персоналом;

– запрет при отключении от внутренних защит, срабатывании УРОВ;

– возможность запрета ТАПВ от внешних устройств (токовые защиты, дуговая защита и т.п.);

– ввод/вывод ТАПВ посредством местного и (при наличии АСУ ТП) удаленного доступа.

4.5.3.3 На ВЛ с двухсторонним питанием ТАПВ должно выполняться с однократным действием, а на ВЛ с односторонним питанием – с двукратным действием.

4.5.3.4 Устройства АПВ должны быть выполнены так, чтобы была исключена возможностью многократного включения на КЗ при любой неисправности в схеме устройства.

4.5.3.5 При применении АПВ должно, как правило, предусматриваться ускорение действия релейной защиты на случай неуспешного АПВ. Должны быть разработаны специальные мероприятия против возможного ложного отключения выключателя защитой вследствие несимметрии тока из-за неодновременного включения фаз выключателя.

4.5.4 Требования к функционированию УРОВ

4.5.4.1 УРОВ присоединений должно быть реализовано со ступенчатым действием:

– первая ступень – действие без выдержки времени и с возможностью контроля тока на отключение своего выключателя;

– вторая ступень – действие с выдержкой времени и с контролем тока на отключение выключателей смежных присоединений, обеспечивающих питание места повреждения, с запретом АПВ.

4.5.4.2 Должен быть предусмотрен электронный ключ для вывода функции.

4.5.5 Требования к функционированию ДЗО НН

4.5.5.1 ДЗО НН должна обеспечивать быстрое отключение защищаемого присоединения при внутренних КЗ.

4.5.5.2 Уставка срабатывания дифференциальной отсечки должна быть отстроена по величине от броска намагничивающего тока.

4.5.5.3 Должен быть предусмотрен электронный ключ для вывода функции.

4.5.6 Требования к функционированию МТЗ ввода НН

4.5.6.1 МТЗ должна иметь три ступени: первая (ТО НН) и вторая – с независимой выдержкой времени; третья – с зависимой или независимой времятоковой характеристикой.

4.5.6.2 Ступени должны выполняться направленными или иметь пуск по минимальному напряжению, либо комбинированный пуск по напряжению.

4.5.6.3 Реле тока включается на расчетный линейный ток, когда схема стороны «звезда» или на линейный ток, когда схема соединения стороны «треугольник».

4.5.6.4 Выполняется с контролем направленности и без контроля направленности.

4.5.6.5 Выполняется с пуском и без пуска по напряжению. Пуск по напряжению осуществляется с помощью реле минимального напряжения, реагирующего на уменьшение междуфазного напряжения, и реле максимального напряжения, реагирующего на увеличение напряжения обратной последовательности.

4.5.6.6 Должен быть предусмотрен электронный ключ для вывода функции.

4.5.7 Требования к функционированию ЛЗШ секций шин НН

4.5.7.1 ЛЗШ работает с регулируемой выдержкой времени при срабатывании МТЗ соответствующей секции шин и при отсутствии срабатывания токовых реле на присоединениях, отходящих от этой секции шин.

4.5.7.2 Предусмотрена возможность действия ЛЗШ на отключение выключателей вводов на секции как с пуском, так и без пуска АПВ.

4.5.7.3 Обеспечена возможность действия с дополнительной выдержкой времени на отключение АТ со всех сторон при срабатывании ЛЗШ и отказе выключателя ввода.

4.5.7.4 Должен быть предусмотрен электронный ключ для вывода функции.

4.5.8 Требования к функционированию ДЗ

4.5.8.1 ДЗ предназначена для селективного отключения токов междуфазных КЗ в защищаемой линии электропередач.

4.5.8.2 I ступень ДЗ защищает около 85% линии.

4.5.8.3 II ступень ДЗ охватывает всю длину ВЛ, а также выполняет функцию ближнего резервирования в отношении основной защиты ВЛ.

4.5.8.4 III ступень выполняет функцию дальнего резервирования и предназначена для защиты смежного участка линии и присоединений (ЛЭП и Т), отходящих от шин противоположной подстанции.

4.5.8.5 Должен быть предусмотрен электронный ключ для вывода функции.

4.5.9 Требования к функционированию МТЗ отходящих линий, СВ

4.5.9.1 МТЗ выполняется трехступенчатой.

4.5.9.2 Ступени МТЗ могут быть выполнены направленными и иметь комбинированный пуск по напряжению.

4.5.9.3 Первая ступень (ТО) имеет возможность автоматического загрубления уставки на момент включения выключателя.

4.5.9.4 Ускорение второй и третьей ступеней вводится автоматически при любых включениях выключателя.

4.5.9.5 Должен быть предусмотрен электронный ключ для вывода функции.

4.5.10 Требования к функционированию ЗОЗЗ ОЛ

4.5.10.1 ЗОЗЗ должна быть выполнена одним из следующих способов:

– по току нулевой последовательности основной частоты (с зависимой или независимой времятоковой характеристикой);

– по напряжению нулевой последовательности;

– по току и напряжению нулевой последовательности и направлению мощности нулевой последовательности. Защита от замыканий на землю имеет возможность выбора действия на сигнал или на отключение.

4.5.10.2 Должен быть предусмотрен электронный ключ для вывода функции.

4.5.11 Требования к функционированию ЗМН

4.5.11.1 ЗМН должна иметь две ступени.

4.5.11.2 ЗМН срабатывает в случае снижения напряжения какого-либо из линейных напряжений на питающей секции ниже уставки срабатывания.

4.5.11.3 ЗМН с выдержкой времени отключает выключатели ввода НН без АПВ.

4.5.11.4 Действие ЗМН может быть как на отключение, так и на сигнал.

4.5.11.5 Для контроля напряжения от ТН соответствующей секции шин НН предусмотрены реле минимального напряжения, реагирующие на междуфазные напряжения.

4.5.11.6 При появлении напряжения обратной последовательности запрещается работа ЗМН. Контроль напряжения обратной последовательности осуществляется с помощью реле максимального напряжения обратной последовательности МТЗ НН соответствующей секции шин.

4.5.11.7 Должен быть предусмотрен электронный ключ для вывода функции.

4.5.12 Требования к функционированию сигнализации от замыканий на землю НН

4.5.12.1 Обеспечивает контроль изоляции цепей НН при замыканиях на землю в сетях с изолированной или компенсированной нейтралью.

4.5.12.2 Должен быть предусмотрен электронный ключ для вывода функции.

4.5.13 Требования к функционированию ДЗШ

4.5.13.1 Защита должна действовать при всех видах КЗ на шинах.

4.5.13.2 В защите должны быть ИО первой и второй систем шин, определяющие поврежденную систему шин в случае выполнения ДЗШ обеих систем (секций) шин в одном устройстве.

4.5.13.3 Должно обеспечиваться действие ДЗШ без выдержки времени:

– на отключение поврежденной системы шин;
– на пуск УРОВ выключателей присоединений;
– на запрет АПВ выключателей присоединений (если требуется).

4.5.13.4 Для действия на отключение при неуспешном АПВ шин или в режиме опробования с контролем отсутствия напряжения в защите должно использоваться «очувствление» реле ДЗШ путем уменьшения тока срабатывания и увеличения длины начального участка тормозной характеристики. Это вызвано тем, что в данных режимах токи КЗ могут быть значительно меньше расчетных для нормального эксплуатационного режима. «Очувствление» ДЗШ производится в следующих режимах:

– при срабатывании ДЗШ;
– при опробовании шин от присоединения с контролем отсутствия напряжения;
– оперативно от ключа.

4.5.13.5 Предусмотрено действие на запрет АПВ:

– при неуспешном АПВ шин;
– при отключении от УРОВ выключателя любого присоединения;

– при срабатывании ДЗШ (оперативный запрет).

4.5.13.6 Должна обеспечиваться возможность оперативного (от ключа) и автоматического (после отключения КЗ на шинах) опробования системы шин несколькими присоединениями с контролем отсутствия напряжения на шинах с обеспечением требуемой чувствительности ДЗШ.

5 Библиография

[1] Правила технологического функционирования электроэнергетических систем, утв. Приказом Минэнерго России от 13.08.2018 №937

[2] Требования к оснащению линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше устройствами и комплексами релейной защиты и автоматики и принципам функционирования устройств и комплексов релейной защиты и автоматики (Утв. Приказом Минэнерго РФ от 13.02.2019 №101).

[3] СТО 56947007-29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС)

[4] СТО РусГидро 01.01.78-2012. Гидроэлектростанции. Нормы технологического проектирования

[5] ГОСТ 52565 Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия (с Изменением №1)

[6] РД 34.35.310-97. Общие технические требования к микропроцессорным устройствам релейной защиты и автоматики энергосистем

[7] СТО 56947007-29.200.80.210-2015. Контроллеры присоединения. Типовые технические требования

[8] Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 05.05.2010 № 236р «Порядок организации оперативной блокировки на подстанциях нового поколения».

[9] Распоряжение ОАО «ФСК ЕЭС» от 24.06.2010 № 366р «Типовой перечень сигналов, поступающих от РЗА, ПА, АИИС КУЭ и инженерных систем подстанции в АСУ ТП»

[10] СТО 56947007-33.040.20.022-2009. Устройства РЗА присоединений 110-220 кВ. Типовые технические требования

[11] Циркуляр Ц-05-2013 «Об оснащении вводов устройствами КИВ»

[12] РД 34.15.109-91. Рекомендации по проектированию автоматических установок водяного пожаротушения масляных силовых трансформаторов

[13] СП 5.13130.2009. Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования

[14] ГОСТ 18397 Выключатели переменного тока на номинальные напряжения 6-220 кВ для частых коммутацонных операций. Общие технические условия (с Изменением №1)

[15] Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Седьмое издание, переработанное и дополненное.

[16] Приложение № 6 к Договору возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике» от 23.07.20017 № ОДУ-339 «Общие требования к релейной защите и автоматике», заключенному между ПАО «РусГидро» и ОАО «СО ЕЭС»

[17] ГОСТ Р 59372-2021 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Устройства фиксации отключения и фиксации состояния линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования. Нормы и требования

[18] «Методические указания по технологическому проектированию гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций», утв. Приказом МЭ от 16.08.2019 №857»

[19] Типовые проектные решения на создание (модернизацию, замену) установок противопожарной защиты технологического оборудования, помещений и наружных установок 87-07-2015-ИСПБ.ТПР. Приложение к приказу ПАО «РусГидро» № 392

от 19.06.2017 г. (с изменениями, принятыми приказом ПАО «РусГидро» от 04.08.2020 №602)

6 Список сокращений

АВР	Автоматический ввод резерва
АО	Автоматика охлаждения
АПВ	Автоматическое повторное включение
АСУ ТП	Автоматизированная система управления технологическим процессом
АТ	Автотрансформатор
АУ	Автоматическое ускорение
АУПТ	Автоматическая установка пожаротушения
АУВ	Автоматика управления выключателем
БК	Блокировка при качаниях
БНН	Блокировка при неисправности цепей напряжения
ВЛ	Воздушная линия электропередачи
ВН	Высшее напряжение
ВЧ	Высокочастотный
ВЧЗ	Высокочастотная защита
ВЧБ	Направленная ВЧ защита нулевой последовательности
ВЧС	Высокочастотный сигнал
ВЧТО	Высокочастотная аппаратура передачи команд
ГЗ	Газовая защита
ДЗ	Дистанционная защита
ДЗЛ	Дифференциальная защита линии
ДЗО	Дифференциальная защита ошиновки
ДЗТ	Дифференциальная защита трансформатора
ДЗШ	Дифференциальная защита шин
ДТЗ НП	Дифференциальная токовая защита нулевой последовательности
ДФЗ	Дифференциально-фазная защита
ЗМН	Защита минимального напряжения
ЗНР	Защита от несимметричного режима
ЗНФ	Защита от непереключения фаз
ЗНР	Защита от неполнофазного режима
ЗОЗЗ	Защита от однофазных замыканий на землю
ЗП	Защита от перегрузки
ЗПО	Защита от потери охлаждения
ИО	Измерительный орган
КЗ	Короткое замыкание
КИВ	Контроль изоляции высоковольтных вводов
КП	Контроллер присоединения
КСЗ	Комплект ступенчатых защит
ЛЗШ	Логическая защита шин
ЛЭП	Линия электропередачи
МТЗ	Максимальная токовая защита
НВЧЗ	Направленная высокочастотная защита линии
НН	Низкое напряжение
ОАПВ	Однофазное автоматическое повторное включение
ОВ	Обходной выключатель
ОВУВ	Орган выявления успешности включения
ОКПД	Орган контроля погасания дуги
ОКПДУВ	Сигнал от ОКПД или ОВУВ на включение или отключение
ОУ	Оперативное ускорение

ПО	Пусковой орган
ПС	Подстанция
ПИ	Пожарный извещатель
РКВ	Реле команды «включить»
РКО	Реле команды «отключить»
РПВ	Реле положения «включено»
РПН	Регулирование напряжения под нагрузкой
РПО	Реле положения «отключено»
РУ	Распределительное устройство
СВ	Секционный выключатель
СН	Среднее напряжение
Т	Трансформатор
ТАПВ	Трехфазное автоматическое повторное включение
ТЗНП	Токовая защита нулевой последовательности
ТНЗНП	Токовая направленная защита нулевой последовательности
ТСН	Трансформатор собственных нужд
ТТ	Трансформатор тока
УРОВ	Устройство резервирования при отказе выключателя
ЧАПВ	Частотное автоматическое повторное включение
ШР	Шунтирующий реактор
ШСВ	Шиносоединительный выключатель
Э1	Первый энергообъект
Э2	Второй энергообъект
ЭМВ	Электромагнит включения
ЭМО	Электромагнит отключения

7 Рекомендуемый перечень команд телеускорения и телеотключения ЛЭП 110 кВ и выше.

Таблица 1

Перечень команд телеускорения и телеотключения ЛЭП 330-750 кВ				
№	**Обозначение**	**Условия пуска**	**Условия приема**	**Примечание**
1	ТО	При срабатывании: - УРОВ; - ЗНР; - ПА; - от защит оборудования, подключенного к линии без выключателя (ДЗО ЛЭП, защиты реактора без выключателя).	Без контроля, с действием на отключение трех фаз с запретом АПВ и пуском УРОВ.	
2	ТУ ОТФ	При срабатывании защит линии на отключение трех фаз (в том числе в цикле ОАПВ). Не пускается при срабатывании токовой защиты ошиновки.	С контролем от пусковых органов ступеней защит (далее - Контроли) по логике «ИЛИ»: - ИПФ (при условии выполнения на дистанционном принципе); -ступени ДЗ с охватом начала координат (при наличии); - ступени ДЗ полным с охватом защищаемой ЛЭП; - 3-й ступени ДЗ; - реле тока 4-й ступени (или отдельной ступени) ТЗНП с/без контроля органа направления мощности с действием на отключение трех фаз без запрета АПВ и пуском УРОВ. Контроли выполняются без логики торможения при броске тока намагничивания и без логики реверса.	

Перечень команд телеускорения и телеотключения ЛЭП 330-750 кВ				
№	**Обозначение**	**Условия пуска**	**Условия приема**	**Примечание**
			В цикле ОАПВ – без дополнительных Контролей.	
3	ТУ пуска ОАПВ	При срабатывании основных защит линии на отключение с введенным ОАПВ.	С контролем от пусковых органов ступеней защит (по логике «ИЛИ»: - ИПФ (при условии выполнения на дистанционном принципе); - ступени ДЗ с охватом начала координат (при наличии); - ступени ДЗ полным с охватом защищаемой ЛЭП; - 3-й ступени ДЗ; - реле тока 4-й ступени (или отдельной ступени) ТЗНП с/без контроля органа направления мощности) с действием на отключение через логику ОАПВ и пуск УРОВ. Контроли выполняются без логики торможения при броске тока намагничивания и без логики реверса.	
4	ТУ ДЗ	При пуске отдельной телеускоряемой ступени ДЗ от всех видов КЗ, с логикой реверса.	С контролем от пусковых органов направленной в линию ступени ДЗ с полным охватом линии (отдельной телеускоряемой ступени, от всех видов КЗ), с логикой реверса, с действием на отключение через логику ОАПВ и пуском УРОВ.	Должна быть предусмотрен а эхо-логика, логика отключения слабого источника.
5	ТУ ТЗНП	При пуске реле тока ступени ТЗНП с полным охватом линии (3-й / отдельной ступени, при	При пуске реле тока ступени ТЗНП с полным охватом линии (3-й / отдельной ступени, при	

Перечень команд телеускорения и телеотключения ЛЭП 330-750 кВ				
№	**Обозначение**	**Условия пуска**	**Условия приема**	**Примечание**
		наличии) и органа направления мощности в линию, с логикой реверса, с блокировкой в цикле ОАПВ и при броске тока намагничивания.	наличии) и органа направления мощности в линию, с логикой реверса, с блокировкой в цикле ОАПВ и при броске тока намагничивания с действием на отключение через логику ОАПВ и пуском УРОВ.	

Примечания:

а) Логика ТО/ТУ приведена применительно к использованию 3-х ступеней ДЗ и 4 ступеней ТЗНП для защиты ЛЭП в нормальном режиме работы;

б) Под «основными защитами» линии понимаются – I ступень ДЗ, ТЗНП (без выдержки времени), ДФЗ, ДЗЛ, срабатывание ТУ ДЗ, ТУ ТЗНП;

в) под «логикой реверса» понимается алгоритм, обеспечивающий селективную работу ТУ ДЗ, ТУ ТЗНП при возникновении реверса мощности на защищаемой ЛЭП в процессе каскадного отключения внешнего КЗ;

г) под «эхо-логикой» и «логикой отключения слабого источника» понимается алгоритм ТУ ДЗ, ТУ ТЗНП, позволяющий выполнять отключение КЗ с минимальной выдержкой времени на односторонне включенной ЛЭП или ЛЭП, при КЗ на которой подпитка с одной из сторон недостаточна для работы пусковых органов ТУ ДЗ, ТУ ТЗНП с данной стороны (слабый источник);

д) При использовании блокировки при качаниях с пуском по скорости изменения токов, РС, участвующие в организации телеускорения, должны вводится в работу вместе с медленнодействующими ступенями ДЗ;

е) контроль срабатывания реле тока 4-й ступени (или отдельной ступени) ТЗНП с или без контроля органа направления мощности при приеме команд №2-3 должен задаваться при выборе параметров настройки и алгоритмов функционирования устройства.

Таблица 2

Перечень комад телеускорения ЛЭП 110-220 кВ				
№	**Обозначение**	**Условия пуска**	**Условия приема**	**Примечание**
1	ТО	При срабатывании: - УРОВ; - ЗНР; - ПА.	Без контроля, с действием на отключение трех фаз с запретом АПВ и пуском УРОВ.	
2	ТУ ОТФ	При срабатывании защит линии на отключение трех фаз.	С контролем от пусковых органов ступеней защит (далее - Контроли) по логике «ИЛИ»:	

Перечень комад телеускорения ЛЭП 110-220 кВ				
№	**Обозначение**	**Условия пуска**	**Условия приема**	**Примечание**
			-ступени ДЗ с охватом начала координат (при наличии); - ступени ДЗ полным с охватом защищаемой ЛЭП; - 3-й ступени ДЗ; - реле тока 4-й ступени (или отдельной ступени) ТЗНП с/без контроля органа направления мощности с действием на отключение трех фаз без запрета АПВ и пуском УРОВ. Контроли выполняются без логики торможения при броске тока намагничивания и без логики реверса.	
3	ТУ ДЗ	При пуске отдельной телеускоряемой ступени ДЗ от всех видов КЗ, с логикой реверса.	С контролем от пусковых органов направленной в линию ступени ДЗ с полным охватом линии (отдельной телеускоряемой ступени, от всех видов КЗ), с логикой реверса, с действием на отключение и пуском УРОВ.	Должна быть предусмотрена эхо-логика, логика отключения слабого источника.
4	ТУ ТЗНП	При пуске реле тока ступени ТЗНП с полным охватом линии (3-й / отдельной ступени, при наличии) и органа направления мощности в линию, с логикой реверса, с блокировкой при броске тока намагничивания.	При пуске реле тока ступени ТЗНП с полным охватом линии (3-й / отдельной ступени, при наличии) и органа направления мощности в линию, с логикой реверса, с блокировкой при броске тока намагничивания	

Перечень комад телеускорения ЛЭП 110-220 кВ				
№	**Обозначение**	**Условия пуска**	**Условия приема**	**Примечание**
			с действием на отключение с пуском УРОВ.	

Примечания:

а) Логика ТО/ТУ приведена применительно к использованию 3-х ступеней ДЗ и 4 ступеней ТЗНП для защиты ЛЭП в нормальном режиме работы;

б) Для команды ТО допускается возможность ввода контролей, аналогичных команде ТУ ОТФ (в случае, если данная команда не пускается от ПА);

в) под «логикой реверса» понимается алгоритм, обеспечивающий селективную работу ТУ ДЗ, ТУ ТЗНП при возникновении реверса мощности на защищаемой ЛЭП в процессе каскадного отключения внешнего КЗ;

г) под «эхо-логикой» и «логикой отключения слабого источника» понимается алгоритм ТУ ДЗ, ТУ ТЗНП позволяющий выполнять отключение КЗ с минимальной выдержкой времени на односторонне включенной ЛЭП или ЛЭП, при КЗ на которой подпитка с одной из сторон недостаточна для работы пусковых органов ТУ ДЗ, ТУ ТЗНП с данной стороны (слабый источник);

д) При использовании блокировки при качаниях с пуском по скорости изменения токов, РС, участвующие в организации телеускорения, должны вводится в работу вместе с медленнодействующими ступенями ДЗ;

е) контроль срабатывания реле тока 4-й ступени (или отдельной ступени) ТЗНП с или без контроля органа направления мощности при приеме команды №2 должен задаваться при выборе параметров настройки и алгоритмов функционирования устройства.

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в документе	Номер доку-мента	Под-пись	Дата
	изменен-ных	заменен-ных	новых	аннулиро-ванных				
4		Все			106	637-17		10.2017
5		Все			111			04. 2018
6		Все			110			12. 2019
7		Все			112			04. 2020
8		Все			119			08.2022
9		Все			119			04.2023