

**ПОДСТАНЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ
НАПРЯЖЕНИЕМ 35 кВ И ВЫШЕ**

Нормы технологического проектирования



УДК 621.311

Ключевые слова: подстанции электрические, нормы, проектирование, возведение, техническое перевооружение, реконструкция, модернизация, строительство, типовые электрические схемы, требования, задание на проектирование, проектная документация

Предисловие

Подстанции электрические напряжением 35 кВ и выше. Нормы технологического проектирования.

1 РАЗРАБОТАН РУП «Белэнергосетьпроект»

2 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ приказом государственного производственного объединения электроэнергетики «Белэнерго» от _____ г. № ____

3 ВЗАМЕН СТП 33243.01.216-16 с отменой СТП 33240.20.117-18 «Цифровые подстанции. Требования к проектированию»

© ГПО «Белэнерго», 202__

© Оформление. ОАО «Экономэнерго», 202__

Настоящий стандарт не может быть тиражирован и распространен без разрешения ГПО «Белэнерго»

Издан на русском языке

Содержание

1 Область применения	1
2 Нормативные ссылки	1
3 Термины и определения и сокращения	4
4 Общая часть	10
5 Площадка для строительства подстанции	11
6 Схемы электрические распределительных устройств.....	12
7 Выбор основного электротехнического оборудования.....	14
8 Защита от перенапряжений, заземление, электромагнитная совместимость	18
9 Собственные нужды, кабельное хозяйство, оперативный ток, освещение.....	21
10 Управление, сигнализация и оперативная блокировка	34
11 Организация измерительных каналов	36
12 Релейная защита, автоматика и противоаварийная автоматика.....	39
13 Технологическая сеть подстанции	53
14 Автоматизированная система управления технологическими процессами	65
15 Кабельное хозяйство	74
16 Проектирование и внедрение релейной защиты и автоматики и автоматизированной системы управления технологическими процессами	76
17 Средства связи	80
18 Компоновка и конструктивная часть	84
19 Ремонт, техническое и оперативное обслуживание	92
20 Охранные мероприятия и биологическая защита.....	94
21 Учет электроэнергии.....	103
22 Требования к шкафам низковольтных комплектных устройств.....	103
23 Водоснабжение, канализация. Отвод масла. Противопожарные мероприятия. Отопление и вентиляция.....	108
24 Дизайн подстанций и улучшение эстетического воздействия на человека и окружающую среду	113
25 Генеральный план и транспорт	113
26 Охрана окружающей среды.....	118
27 Информационная безопасность	119
Приложение А (рекомендуемое) Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35–750 кВ	125

Приложение Б (рекомендуемое) Требования к заданию на проектирование электрических подстанций напряжением 35 кВ и выше.....	166
Приложение В (справочное) Условные обозначения в схемах локальной вычислительной сети	173
Приложение Г (обязательное) Оценка загрузки и времени задержки в сети	176
Приложение Д (обязательное) Состав работ по защите информации при разработке ИС.....	178
Библиография.....	183

СТАНДАРТ ГПО «БЕЛЭНЕРГО»

Подстанции электрические напряжением 35 кВ и выше Нормы технологического проектирования

Дата введения _____

1 Область применения

Настоящий стандарт организации (далее – стандарт) устанавливает требования к проектированию ПС с номинальным высшим напряжением 35-750 кВ, нацеленные на повышение надежности, безопасности и снижение совокупных расходов на проектирование, строительство и эксплуатацию ПС.

Требования настоящего стандарта обязательны для применения проектными, строительно-монтажными и эксплуатационными организациями, входящими в состав ГПО «Белэнерго», а также иными организациями, выполняющими работы по проектированию, строительству, наладке объектов, принадлежащих организациям, входящим в состав ГПО «Белэнерго».

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие технические нормативные правовые акты:

ТР ТС 004/2011 О безопасности низковольтного оборудования

ТР ТС 020/2011 Электромагнитная совместимость технических средств

ТР 2025/013/ВУ О безопасности строительных материалов и изделий

ТР 2013/027/ВУ Информационные технологии. Средства защиты информации.

Информационная безопасность

СН 1.02.02-2023 Состав и содержание проектной документации

СН 2.01.02-2019 Воздействия на конструкции. Общие воздействия. Объемный вес, собственный вес, функциональные нагрузки для зданий

СН 2.01.04-2025 Воздействия на конструкции. Общие воздействия. Снеговые нагрузки

СН 2.01.05-2019 Воздействия на конструкции. Общие воздействия. Ветровые воздействия

СН 2.01.07-2020 Защита строительных конструкций от коррозии

СН 2.02.02-2019 Противопожарное водоснабжение

СН 2.02.03-2019 Пожарная автоматика зданий и сооружений

СН 2.02.05-2020 Пожарная безопасность зданий и сооружений

СН 2.04.01-2020 Защита от шума

СН 2.04.02-2020 Здания и сооружения. Энергетическая эффективность

СН 2.04.03-2020 Естественное и искусственное освещение

СН 3.02.06-2020 Обеспечение технической защищенности зданий и сооруже-

ний

СН 3.02.19-2025 Технические системы охраны

СН 3.03.04-2019 Автомобильные дороги

СН 3.03.06-2022 Улицы населенных пунктов

СН 4.01.03-2019 Системы внутреннего водоснабжения и канализации зданий

СН 4.02.03-2019 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха

СН 4.04.03-2020 Молниезащита зданий, сооружений и инженерных коммуни-

каций

СН 4.04.05-2025 Электрические сети внешнего электроснабжения

СНБ 2.04.02-2000 Строительная климатология

СП 1.02.01-2023 Состав и порядок разработки предпроектной (предынвестиционной) документации

СП 2.04.01-2020 Строительная теплотехника

СП 4.04.07-2025 Электрические сети внешнего электроснабжения

СП 5.03.01-2020 Бетонные и железобетонные конструкции

СП 5.04.01-2021 Стальные конструкции

ТКП 45-3.03-96-2008 (02250) Автомобильные дороги низших категорий. Правила проектирования

ТКП 339-2022 (33240) Электроустановки на напряжение до 750 кВ. Линии электропередачи воздушные и токопроводы, устройства распределительные и трансформаторные подстанции, установки электросиловые и аккумуляторные, электроустановки жилых и общественных зданий. Правила устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электроэнергии. Нормы приемосдаточных испытаний

ТКП 427-2022 (33240) Электроустановки. Правила по обеспечению безопасности при эксплуатации

ТКП 474-2013 (02300) Категорирование помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности

СТБ 34.101.1-2014 (ISO/IEC 15408-1:2009) Информационные технологии и безопасность. Критерии оценки безопасности информационных технологий. Часть 1. Введение и общая модель

СТБ 34.101.2-2014 (ISO/IEC 15408-2:2008) Информационные технологии и безопасность. Критерии оценки безопасности информационных технологий. Часть 2. Функциональные требования безопасности

СТБ 34.101.3-2014 (ISO/IEC 15408-3:2008) Информационные технологии и безопасность. Критерии оценки безопасности информационных технологий. Часть 3. Гарантийные требования безопасности

СТБ 2096-2023 Автоматизированные системы контроля и учета электрической энергии. Общие технические требования.

СТБ 2574-2020 Электроэнергетика. Основные термины и определения

СТБ ISO/IEC 27001-2016 Информационные технологии. Методы обеспечения безопасности. Системы менеджмента информационной безопасности. Требования

ГОСТ 2172-80 Канаты стальные авиационные. Технические условия

ГОСТ 5336-80 Сетки стальные плетеные одинарные. Технические условия

ГОСТ 9920-89 (МЭК 694-80, МЭК 815-86) Электроустановки переменного то-

ка на напряжение от 3 до 750 кВ. Длина пути утечки внешней изоляции

ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529:2013) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP)

ГОСТ 14693-90 Устройства комплектные распределительные негерметизированные в металлической оболочке на напряжение до 10 кВ. Общие технические условия

ГОСТ 14918-2020 Прокат листовой горячеоцинкованный. Технические условия

ГОСТ 15543.1-89 Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к климатическим внешним воздействующим факторам

ГОСТ 27751-88 Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения по расчету

ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

ГОСТ 34045-2023 Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования

СТП 09110.20.185-09 Правила проектирования, строительства и эксплуатации волоконно-оптических линий связи на воздушных линиях электропередачи напряжением 0,4-35 кВ

СТП 09110.20.361-04 Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрической сети 6-35 кВ

СТП 09110.47.100-03 Методические указания по расчету токов короткого замыкания и проверке коммутационных аппаратов в сети постоянного тока электростанций, тепловых и электрических сетей

СТП 09110.47.103-07 Методические указания по проектированию заземляющих устройств электрических станций и подстанций напряжением 35-750 кВ

СТП 09110.47.104-08 Методические указания по защите вторичных цепей электрических станций и подстанций напряжением 35-750 кВ от электромагнитных влияний и грозовых воздействий

СТП 09110.47.203-07 Методические указания по выполнению заземления на электрических станциях и подстанциях напряжением 35-750 кВ

СТП 09110.48.159-08 Нормы технологического проектирования диспетчерских пунктов энергосистем

СТП 33240.48.158-25 Нормы технологического проектирования систем внутриобъектной радиосвязи на энергообъектах с диспетчерским управлением

СТП 09110.48.513-08 Руководящие указания по проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах Беларуси. Сети передачи данных

СТП 09110.48.526-07 Устройства и системы телемеханики. Часть 5. Протоколы передачи. Раздел 101. Обобщающий стандарт по основным функциям телемеханики

СТП 09110.48.528-09 Оборудование и системы телеуправления. Часть 5-104. Протоколы передачи данных. Допуск к сетям, использующим стандартные профили протокола передачи данных по МЭК 60870-5-101

СТП 33240.20.171-23 Методические указания по предотвращению феррорезонанса в распределительных устройствах напряжением 6 кВ и выше

СТП 33240.20.187-24 Электрические сети 6-35 кВ. Резистивное и комбинированное заземление нейтрали. Методические указания по проектированию

СТП 33243.20.366-16 Нормы и объем испытаний электрооборудования Белорусской энергосистемы

СТП 33240.20.501-23 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. Третье издание

СТП 33240.20.522-21 Инструкция по ведению оперативных переговоров и записей в объединенной энергетической системе Республики Беларусь

СТП 33240.20.569-24 Руководящие указания по противоаварийной автоматике энергосистем

СТП 33240.47.620-22 Ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока напряжением от 0,4 до 750 кВ. Требования к применению

СТП 33240.35.133-21 Системы оперативного постоянного тока подстанций 35 кВ и выше. Технические требования и типовые технические решения

СТП 33240.35.134-21 Подстанции электрические. Функционально-логические схемы РЗА/ПА. Требования к выполнению

СТП 33240.35.512-23 Требования к организации и эксплуатации оперативных блокировок в распределительных устройствах высокого напряжения

СТП 33240.48.151-22 Нормы технологического проектирования узлов средств диспетчерского и технологического управления энергосистем

СТП 33240.48.152-22 Руководящие указания по проектированию электропитания средств диспетчерского и технологического управления в энергосистеме

СТП 33240.49.101-18 Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий

Примечание – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие включенных в перечень ТНПА.

Если ссылочные ТНПА заменены (изменены), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененными (измененными) ТНПА. Если ссылочные ТНПА отменены без замены, то положение, в котором дана ссылка на них, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения и сокращения

3.1 Термины и определения

В настоящем стандарте применяют термины, установленные в СТБ 2574, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 абонент: Потребитель, непосредственно присоединённый к сетям энергоснабжающей организации, имеющий с ней границу балансовой принадлежности электрических сетей, право и условия пользования электрической энергией которого обусловлены договором энергоснабжающей организации с потребителем или его вышестоящей организацией.

3.1.2 защитная ограждающая конструкция; ЗОК: Конструктивная система,

позволяющая минимизировать воздействие опасных факторов при атаке беспилотного летательного аппарата (удар БПЛА, воздействие воздушной ударной волны и осколков) на здания, строения и сооружения.

3.1.3 изготовитель: Юридическое лицо либо индивидуальный предприниматель, осуществляющие от своего имени производство или производство и реализацию продукции и ответственные за ее соответствие обязательным для соблюдения техническим требованиям.

3.1.4 интеллектуальное электронное устройство; ИЕД: Устройство, содержащее процессор(ы), способное получать или передавать данные или управляющие воздействия от внешнего источника или на внешний источник, выполняющее работу заданных логических узлов в конкретном контексте и разграниченное своими интерфейсами.

Примечание – В настоящем стандарте применяется как общее обозначение для микропроцессорных устройств РЗА, АСУТП, УЩ, УСО.

3.1.5 информационная безопасность: Сохранение конфиденциальности, целостности и доступности информации, а также другие свойства, такие как аутентичность, подотчетность, неопровержимость и безотказность (СТБ ISO/IEC 27001).

3.1.6 клиент (в области информационных систем): Объект, запрашивающий сервис у сервера или получающий от сервера незатребованные данные.

3.1.7 преобразователь аналоговых сигналов; ПАС: Микропроцессорное устройство, которое принимает аналоговые сигналы от трансформаторов тока/напряжения, обрабатывает их и формирует цифровые потоки (SV) мгновенных значений тока и напряжения согласно [1], [2].

3.1.8 ремонтпригодность: Свойство конструкции, заключающееся в ее приспособленности к поддержанию и восстановлению безопасного и полноценно работоспособного состояния, которое обеспечивается техническим обслуживанием и ремонтом, заменой отдельных элементов без демонтажа и замены всей конструкции.

3.1.9 система защиты информации: Совокупность органов и (или) исполнителей, используемой ими техники защиты информации, а также объектов защиты информации, организованная и функционирующая по правилам и нормам, установленным соответствующими документами в области защиты информации.

3.1.10 система информационной безопасности: Совокупность правовых, организационных и технических мер, направленных на обеспечение защищенности активов критически важного объекта информатизации от нанесения ущерба его активам, который может повлечь нарушение или прекращение функционирования критически важного объекта информатизации.

3.1.11 системный интегратор: Поставщик информационной системы подстанции на условиях "под ключ".

3.1.12 сторонний потребитель: Юридические и/или физические лица, подключенные своими электрическими сетями и/или электроустановками к шинам высшего напряжения собственных нужд энергообъекта (электростанции, подстанции).

3.1.13 технологическое проектирование: Определение оптимальных технологических решений объекта капитального строительства/реконструкции для выполнения процессов его строительства/реконструкции и эксплуатации с минималь-

ными показателями стоимости, продолжительности, трудоемкости.

3.1.14 устройство: Элемент или совокупность элементов, выполняющих установленную функцию.

Примечания

1 Устройство может являться частью другого, большего устройства.

2 В контексте распределительного устройства подстанции устройством называется физическая единица первичного оборудования, например трансформатор или выключатель. В контексте автоматики подстанций устройством является интеллектуальное электронное устройство.

3.1.15 устройство сопряжения с объектом; УСО: Специальное IED, устанавливаемое вблизи силового оборудования и предназначенное для получения или передачи сигналов или управляющих воздействий от (на) силового(е) оборудования(е), реализации заданных логических узлов в конкретном контексте.

3.1.16 устройство сопряжения шины процесса; УСШ: Специальное IED, устанавливаемое вблизи силового оборудования и предназначенное для преобразования аналоговых сигналов трансформаторов тока и напряжения в цифровые потоки (SV) мгновенных значений тока и напряжения согласно [1], [2].

3.1.17 функция: Задача, выполняемая устройством или системой (совокупностью нескольких устройств).

Примечания

1 Обычно функции обмениваются данными с другими функциями. Функции выполняются интеллектуальными электронными устройствами (физическими устройствами).

2 Функция может быть разделена на части, которые резидентно находятся в интеллектуальных электронных устройствах, но сообщаются друг с другом и с частями других функций. Эти сообщающиеся части называются логическими узлами.

3 В контексте стандартов серии "Сети и системы связи на подстанциях" декомпозиция функций или степень их детализации определяется только характером связи. Это означает, что все функции состоят из логических узлов, которые обмениваются данными.

3.1.18 цифровой трансформатор напряжения; ЦТН: Преобразователь (устройство), отдельностоящий или встроенный в основное оборудование, измеряющий напряжения в системе и обеспечивающий выдачу цифровых потоков измерений согласно стандарту [1], [2].

3.1.19 цифровой трансформатор тока; ЦТТ: Преобразователь (устройство), отдельностоящий или встроенный в основное оборудование, измеряющий токи в системе и обеспечивающий выдачу цифровых потоков измерений согласно [1], [2].

3.1.20 шина процесса: Технологическая сеть, объединяющая микропроцессорные устройства первичного измерительного (ЦТТ, ЦТН, МУ) и управляющего оборудования с устройствами РЗА и ПА, центрального силового элемента и другими микропроцессорными устройствами и предназначенная для передачи SV и GOOSE трафика.

3.1.21 шина станции: Технологическая сеть, объединяющая микропроцессорные устройства всей подстанции и обеспечивающая взаимодействие устройств внутри присоединения, различных присоединений и систем подстанции между собой, а также с помощью шлюзов с вышестоящими уровнями управления электрической сети.

3.1.22 эксплуатационная пригодность защитной ограждающей конструкции: Способность защитной ограждающей конструкции удовлетворять установленным проектом техническим требованиям в заданных условиях эксплуатации.

3.1.23 DANP: Устройства, имеющие два порта и поддерживающие PRP.

3.1.24 Ethernet: Семейство технологий пакетной передачи данных между устройствами для компьютерных и промышленных сетей.

3.1.25 GOOSE, Generic Object-Oriented Substation Even (англ.): Протокол (сервис), описанный в [3], предназначенный для передачи данных (команд, дискретных и аналоговых сигналов) по технологии «издатель-подписчики» с использованием широковещательных сообщений.

3.1.26 HSR: протокол, описанный в [4], обеспечивающий в кольцевой топологии одновременную передачу основного и резервирующего пакета в противоположных направлениях;

3.1.27 LAN: локальная сеть.

3.1.28 MAC-адрес: Уникальный идентификатор, присваиваемый каждой единице сетевого оборудования или некоторым их интерфейсам в компьютерных сетях Ethernet.

3.1.29 MIB: Виртуальная база данных, используемая для управления объектами в сети связи.

3.1.30 MMS: Протокол, описанный в [3], для передачи данных по технологии «клиент-сервер», используемый для обмена данными, результатами измерений, диагностическими сообщениями, передачи команд управления и других целей;

3.1.31 Modbus: Открытый коммуникационный протокол, основанный на архитектуре ведущий – ведомый

3.1.32 MRP: Протокол, являющийся частью [5], предназначенный для создания отказоустойчивых сетей Ethernet с кольцевой топологией.

3.1.33 NTP: Сетевой протокол для синхронизации часов в компьютерных системах по сетям передачи данных с коммутацией пакетов и переменной задержкой (латентностью).

3.1.34 OPC-сервер: Специализированное программное обеспечение, установленное на персональном компьютере, которое опрашивает подключенные устройства по промышленным протоколам и предоставляет SCADA-системе доступ к данным этих устройств.

3.1.35 PRP: Протокол, описанный в [4], обеспечивающий одновременную передачу данных через две сети с произвольной топологией

3.1.36 PTP: Протокол, описанный в [6], используемый для точного распределения времени и синхронизации часов в электрических сетях с точностью до 1 мкс;

3.1.37 RADIUS: Расширенный протокол удаленной аутентификации пользователей, представляющий собой ключевой элемент в обеспечении безопасности и управлении доступом в сетях.

3.1.38 RAID 5: Дисковый массив с чередованием блоков данных и контролем чётности.

3.1.39 RedBox: Устройство с двумя независимыми интерфейсами, служит для подключения устройств с одним интерфейсом Ethernet к PRP/HSR сетям или объединения сетей с протоколами резервирования PRP и HSR

3.1.40 RSTP: Сетевой протокол, предназначенный для автоматического удаления петель коммутации из топологии сети на канальном уровне в Ethernet-сетях с дублирующими линиями

3.1.41 SAN: Устройства, имеющие один порт и не поддерживающие PRP.

3.1.42 SCADA: Программный пакет, предназначенный для разработки или обеспечения работы в реальном времени систем сбора, обработки, отображения и архивирования информации об объекте мониторинга или управления.

3.1.43 SNMP: Простой протокол сетевого управления – стандартный интернет-протокол для управления устройствами в IP-сетях на основе архитектур TCP/UDP;

3.1.44 SNTP: Протокол синхронизации времени в компьютерной сети для систем и устройств, не требующих высокой точности

3.1.45 SV: Протокол, описанный в [1], [2], для передачи данных по технологии «издатель-подписчики», предназначенный для передачи оцифрованных мгновенных значений токов и напряжений от измерительных трансформаторов

3.1.46 VLAN: Виртуальная локальная сеть

3.1.47 1PPS: Протокол синхронизации точного времени.

3.2 Сокращения

В настоящем стандарте применяют следующие сокращения:

АБ – аккумуляторная батарея;

АВР – автоматическое включение резерва;

АРМ – автоматизированное рабочее место;

АСКУЭ – автоматизированная система контроля и учета электроэнергии;

АСМ РЗА – автоматизированная система мониторинга РЗА;

АСУТП – автоматизированная система управления технологическими процессами;

АТ – автотрансформатор;

БПЛА – беспилотный летающий аппарат;

ВЛ – воздушная линия электропередачи;

ВН – высшее напряжение;

ВОЛС – волоконно-оптическая линия связи;

ВЧ – высокочастотный;

ДГР – дугогасящий реактор;

ДГУ - дизель-генераторная установка;

ДП – диспетчерский пункт;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

ЗУ – заземляющее устройство;

ИБ – информационная безопасность;

ИС – информационная система;

КА – коммутационный аппарат;

КВОИ – критически важный объект информатизации;

КЗ – короткое замыкание;

КПП – контрольно-пропускной пункт;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

КРУН – комплектное распределительное устройство наружной установки;

КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;
КРУЭН – комплектное распределительное устройство в элегазовой изоляции наружной установки;
ЛВС – локальная вычислительная сеть;
ЛРТ – линейный регулировочный трансформатор;
ЛЭП – линия электропередачи;
НКУ – низковольтное комплектное устройство;
НН – низшее напряжение;
НПА – нормативный правовой акт;
ОМП – определение места повреждения;
ОПН – ограничитель перенапряжения нелинейный;
ОПУ – общеподстанционный пункт управления;
ОРУ – открытое распределительное устройство;
ПА – противоаварийная автоматика;
ПКЭ – показатели качества электроэнергии;
ПО – программное обеспечение;
ПС – подстанция;
РЗА – релейная защита и автоматика;
РПБ – ремонтно-производственная база;
РПН – регулирование напряжения под нагрузкой;
РУ – распределительное устройство;
РЭП – ремонтно-эксплуатационный пункт;
СЗИ – система защиты информации;
СИБ – система информационной безопасности;
СКРМ – средство компенсации реактивной мощности;
СН – среднее напряжение;
СОПТ – система оперативного постоянного тока;
СЭ – счетчик электроэнергии;
ТЗ – техническое задание
ТН – трансформатор напряжения;
ТНПА – технический нормативный правовой акт;
ТПВ и РК – техническое перевооружение и реконструкция;
ТСН – трансформатор собственных нужд;
ТТ – трансформатор тока;
ТЭО – технико-экономическое обоснование;
УЗИП – устройство защиты от импульсных перенапряжений;
УКПКЭ – устройство контроля показателей качества электроэнергии;
УСШ – устройство сопряжения шины процесса;
ЦСЭ – цифровой счетчик электроэнергии;
ШБД – широкополосный беспроводной доступ;
ШР – шунтирующий реактор;
ШУОТ - шкаф управления оперативным током;
ЩПТ – щит постоянного тока;
ЩСН – щит собственных нужд.

4 Общая часть

4.1 При технологическом проектировании (далее – «технологическое проектирование» – «проектирование») всех систем ПС должны быть учтены проектные ограничения, топология, доступные продукты, стоимость технического решения и последствия принятия технического решения.

4.2 ПС всех классов напряжения должны проектироваться, как правило, как малообслуживаемые ПС без постоянного персонала.

4.3 При реконструкции существующих ПС допускается поэтапная замена оборудования. При этом реконструируемая часть ПС после реконструкции должна полностью соответствовать требованиям настоящего стандарта.

4.4 При проектировании ПС следует применять номинальные напряжения величиной 750, 330, 110 и 10 кВ. Применение других классов напряжения (220, 35, 20 и 6 кВ) допускается в исключительных случаях при технико-экономическом обосновании, либо в случае реконструкции ПС в соответствии с заданием на проектирование.

4.5 Проект ПС должен выполняться на расчетный период (5 лет после ввода в эксплуатацию) с учетом перспективы ее развития на последующие не менее пяти лет.

4.6 При проектировании ПС должны быть обеспечены:

- а) надежное и качественное электроснабжение потребителей;
- б) экономическая эффективность, обусловленная оптимальным объемом привлекаемых инвестиций и ресурсов, используемой земли и снижением эксплуатационных затрат;

сокращение времени простоя оборудования за счет повышения наблюдаемости и управляемости ПС (предоставление диспетчерскому и обслуживающему персоналу полной информации о работе всего оборудования, дистанционное управление силовыми КА;

сокращение регламентных работ по обслуживанию оборудования (должно обеспечиваться как выбором малообслуживаемого оборудования, так и максимальным внедрением автоматизированного контроля параметров оборудования);

переход от обслуживания «по графику» на обслуживание «по состоянию»;

в) соблюдение требований экологической безопасности и охраны окружающей среды;

г) ремонтпригодность применяемого оборудования и конструкций.

4.7 В зависимости от объемов внедрения цифровых технологий выделяют три архитектуры подстанций:

– архитектура I предполагает применение протокола MMS (без использования протоколов GOOSE и SV) для интеграции устройств РЗА, контроллеров и других подсистем в АСУТП;

– архитектура II предполагает применение протокола MMS для интеграции устройств РЗА, контроллеров и других подсистем в АСУТП; протокола GOOSE для быстрой передачи информации между устройствами уровня присоединения (РЗА и контроллеры), а также для передачи сигналов между устройствами РЗА и УСО. Применение протокола SV в данной архитектуре не предусматривается;

– архитектура III предполагает применение протокола MMS для интеграции устройств РЗА, контроллеров и других подсистем в АСУТП; протокола GOOSE для быстрой передачи информации между устройствами уровня присоединения (РЗА и контроллеры), а также для передачи сигналов между устройствами РЗА и УСО; протокола SV для передачи данных измерений токов и напряжений от ЦТТ, ЦТН и/или УСШ.

4.8 Проектная документация должна разрабатываться в соответствии с требованиями настоящего стандарта, СН 1.02.02, СП 1.02.01 и других ТНПА на основании утвержденного в установленном порядке задания на проектирование.

4.9 На стадии выбора поставщика всё рассматриваемое оборудование (устройства, системы, средства) и их составные части, а также ПО должны иметь:

– документацию на русском языке в объёме, достаточном для проектирования, ведения пусконаладочных работ, эксплуатации и ремонта;

– документы, подтверждающие совместимость оборудования в части информационного обмена;

– необходимые сертификаты в соответствии с требованиями ТНПА.

Устройства РЗА должны иметь типовые схемные решения и конфигурации, а также методики расчета и выбора уставок, рассмотренные ГПО "Белэнерго".

4.10 Электротехническое оборудование (продукция), строительные материалы и изделия, которые применяются для строительства, монтажа, должны пройти оценку соответствия по требованиям безопасности действующих технических регламентов, которые на них распространяются (ТР 2025/013/ВУ, ТР ТС 004/2011, ТР ТС 020/2011 и др.).

4.11 Средства защиты информации (технические, программные, программно-аппаратные средства), которые применяются (устанавливаются) на ПС, должны иметь сертификат соответствия требованиям безопасности ТР 2013/027/ВУ.

4.12 Работы по проектированию, созданию и вводу в действие СЗИ ИС ПС (СИБ КВОИ) должны проводиться в соответствии с требованиями к составу и содержанию работ, приведенными в разделе 27.

4.13 Для обозначения обязательности выполнения требований настоящего стандарта применяются слова «должен», «следует», «необходимо» и производные от них. Слова «как правило» означают, что данное требование является преобладающим, а отступление от них должно быть обосновано. Слово «допускается» означает, что данное решение применяется в виде исключения как вынужденное (вследствие стесненных условий, ограниченных ресурсов необходимого оборудования, материалов и т.д.). Слово «рекомендуется» означает, что данное решение является одним из лучших, но не обязательным.

5 Площадка для строительства подстанции

Выбор площадки для строительства ПС должен проводиться согласно СН 4.04.05 (пункт 11.1) и по СП 4.04.07 (пункт 11.2).

6 Схемы электрические распределительных устройств

6.1 Схемы электрические РУ выбираются согласно приложению А.

6.2 Для РУ напряжением 110-220 кВ в зависимости от надежности и резервирования сети следует применять схемы:

– с одной системой шин, секционированной выключателем или двумя развилками из двух выключателей, включенными, как правило, в цепи питающих присоединений;

– с двумя секционированными системами шин.

Схемы с количеством выключателей на цепь более одного должны приниматься только при специальном обосновании.

Применение отделителей и короткозамыкателей в качестве основных коммутационных аппаратов не допускается. На ПС, не имеющих схем ДЗШ-УРОВ 110 кВ, допускается применение короткозамыкателя для резервирования отказа выключателя 110 кВ трансформатора.

Схема РУ напряжением 330 кВ определяется проектом (с выполнением ТЭО) с учетом количества присоединений и перспективы развития ПС, при проектировании компоновки РУ напряжением 330 кВ должна быть предусмотрена возможность его расширения в перспективе до «полупотральной» схемы. При проектировании и компоновке небольших РУ напряжением 110 кВ должна быть предусмотрена возможность перехода на схему «одиночная секционированная».

6.3 В схемах при подключении ВЛ через два выключателя также устанавливаются трансформаторы тока в цепи ВЛ.

6.4 Отступления от типовых схем допускаются при соответствующем ТЭО.

6.5 На ПС устанавливаются, как правило, два трансформатора (АТ). Установка более двух трансформаторов (АТ) намечается на основе технико-экономических расчетов, а также в тех случаях, когда на ПС требуется наличие двух классов СН.

В первый период эксплуатации (пусковой комплекс) допускается установка одного трансформатора (АТ).

6.6 Допускается применение однострансформаторных ПС при обеспечении требуемой надежности электроснабжения потребителей согласно СН 4.04.05.

6.7 На ПС устанавливаются, как правило, трехфазные трансформаторы.

При отсутствии трехфазного трансформатора необходимой мощности, а также при наличии транспортных ограничений допускается применение группы однофазных трансформаторов либо двух трехфазных трансформаторов одинаковой мощности.

6.8 При установке двух групп однофазных АТ (ШР) необходимость установки резервной фазы определяется на основе технико-экономических расчетов с учетом резерва по сетям СН. На период работы одной группы предусматривается установка фазы от второй группы.

Подключение резервного однофазного АТ(ШР) взамен поврежденного рабочего однофазного АТ(ШР) осуществляется, как правило, при помощи перемычек при снятом напряжении или путем перекачки.

6.9 На ПС 330 кВ питание абонентов должно предусматриваться от отдельного РУ напряжением 6-10 кВ, подключенного через отдельный понижающий транс-

форматор к шинам СН ПС. Подключение сторонних потребителей к обмотке НН трансформатора (АТ) допускается в исключительных случаях при ТЭО.

При подключении крупного стороннего потребителя, находящегося вблизи системообразующих ПС (существующих или вновь сооружаемых), допускается при ТЭО подключение его нагрузки к шинам НН системообразующих ПС. При этом для питания собственных нужд ПС следует предусмотреть установку трансформатора с питанием от шин СН ПС.

6.10 При питании потребителей от обмотки НН АТ для обеспечения допустимого для СН уровня напряжения применяются, при необходимости различные методы, не требующие установки линейного регулировочного трансформатора (ЛРТ). Установка ЛРТ допускается при соответствующем ТЭО или при подключении к шинам НН СН сторонних потребителей.

6.11 ТН (независимо от класса напряжения сети и типа), устанавливаемые на отходящих линиях, а также ТН емкостного типа (все классы напряжения сети), присоединяемые к системе шин, подключаются наглухо. Исключения составляют случаи, когда заказчик задает в исходной информации для проектирования требование для установки разъединяющего устройства с видимым разрывом.

Во всех остальных возможных местах подключения ТН, независимо от типа и напряжения сети, должна быть предусмотрена установка разъединяющего устройства с видимым разрывом.

Для ОРУ напряжением 35 кВ подключение ТН через разъединяющее устройство с видимым разрывом и предохранитель.

Для КРУ 6-20 кВ выполненного с соблюдением требований ГОСТ 14693 подключение ТН должно быть предусмотрено через разъединяющее устройство с видимым разрывом, при этом видимым разрывом является выкатная тележка с установленным на нем предохранителем.

Для ТН 6-10 кВ дополнительно устанавливается предохранитель. Исключения составляют случаи, когда заказчик задает в исходной информации для проектирования требование отсутствия предохранителя.

6.13 При необходимости ограничения токов КЗ на стороне напряжения 6-20 кВ предусматриваются следующие основные мероприятия:

- применение трехобмоточных трансформаторов с максимальным сопротивлением между обмотками ВН и НН и двухобмоточных трансформаторов с повышенным сопротивлением;
- применение трансформаторов с расщепленными обмотками напряжением 6-20 кВ;
- применение токоограничивающих реакторов в цепях вводов от трансформаторов, причем отходящие линии выполняются, как правило, нереактивными.

Выбор варианта ограничения токов КЗ следует обосновывать технико-экономическим сравнением с учетом обеспечения надежности электроснабжения, качества электроэнергии и минимально допустимых потерь энергии.

На ТЭС с генераторным распределительным устройством 6-10 кВ, на отходящих линиях устанавливаются токоограничивающие реакторы, как правило, по схеме шины-реактор-выключатель-линия, а для расширяемых распределительных может применяться также схема шина-выключатель-реактор-линия.

6.14 Степень ограничения токов КЗ в РУ напряжением 6-20 кВ определяется необходимостью применения более легкого оборудования, кабелей и ошиновки.

6.15 При необходимости компенсации емкостных токов замыкания на землю в сетях напряжением 6-35 кВ на ПС должны устанавливаться дугогасящие заземляющие реакторы с плавным и (или) ступенчатым регулированием индуктивности. Применение нерегулируемых реакторов не допускается. На напряжении 35 кВ ДГР присоединяются, как правило, к нулевым выводам соответствующих обмоток трансформаторов через развилку из разъединителей, позволяющую подключать их к любому из трансформаторов. На напряжении 6-20 кВ ДГР подключаются к нейтральному выводу трансформатора со схемой Z_n или к нейтральному выводу отдельного трансформатора со схемой $Y_n/\Delta-11$, подключаемого к сборным шинам через выключатель. Допускается использовать трансформатор $Z_n/Y_n + D$ для подключения заземляющего резистора и питания СН.

Количество, мощность и диапазон регулирования ДГР определяются в проекте ПС на основании данных, представляемых заказчиком (СТП 09110.20.361).

6.16 При заземлении нейтрали сети 6-35 кВ через заземляющий резистор или ДГР с резистором следует руководствоваться СТП 33240.20.187.

6.17 На ПС с ЗРУ напряжением 6-20 кВ секционирование на напряжении 6-20 кВ следует предусматривать двумя последовательно включенными выключателями. Допускается по требованию заказчика вместо второго секционирующего выключателя применение секционного разъединителя.

7 Выбор основного электротехнического оборудования

7.1 Выбор схем РУ и основного электротехнического оборудования осуществляет заказчик с учетом обеспечения требуемой надежности питания потребителей и управляемости оборудованием энергосистемы. Окончательный выбор схем и основного электротехнического оборудования производится заказчиком после выполнения экономических расчетов и сравнения различных вариантов компоновки ПС, представленных проектировщиком.

7.2 При проектировании ПС должны применяться соответствующие ТНПА материалы и оборудование, в том числе в части метрологического обеспечения, которые должны иметь документы об оценке (подтверждении) соответствия в установленном актами законодательства порядке.

7.3 Мощность силовых трансформаторов (АТ) выбирается так, чтобы при наиболее тяжелом режиме работы сети (ремонтные, послеаварийные и ремонтно-аварийные режимы) оставшиеся в работе силовые трансформаторы, с учетом их допустимой по техническим условиям на силовые трансформаторы перегрузки и резерва по сетям СН и НН, обеспечивали питание нагрузки.

При росте нагрузок сверх расчетного уровня увеличение мощности ПС производится, как правило, путем замены силовых трансформаторов (АТ) на более мощные, установка дополнительных силовых трансформаторов должна иметь технико-экономическое обоснование.

Должны применяться современные силовые АТ и трансформаторы, оборудо-

ванные устройствами автоматического РПН, имеющие необходимую динамическую стойкость, высоконадежные вводы и сниженные потери.

7.4 Решение о замене трансформаторов и АТ, установке дополнительных или оставлении действующих принимается на основании данных о фактическом состоянии работающих трансформаторов, надежности их работы за истекший период, фактическом сроке эксплуатации по отношению к нормативному сроку службы, перспективном росте нагрузок, развитии примыкающих электрических сетей и изменении главной схемы электрических соединений ПС.

7.5 АТ, имеющие регулирование напряжения с помощью вольтодобавочных трансформаторов, включаемых в их нейтраль, должны заменяться на соответствующие АТ, имеющие встроенное регулирование напряжения на стороне СН АТ.

7.6 На ПС напряжением 110 кВ с отдаленной перспективой роста нагрузки или с резко переменным графиком нагрузки рекомендуется применять трансформаторы с форсированной ступенью охлаждения, имеющие повышенную нагрузочную способность.

7.7 На ПС напряжением 110 кВ с трехобмоточными трансформаторами при сочетании суммарных нагрузок по сетям СН и НН, не превышающих в течение расчетного периода и последующих 5 лет номинальной мощности выбираемого трансформатора, целесообразно последний выбирать с неполной мощностью обмоток СН и НН или выбрать трансформатор меньшей мощности.

7.8 При применении ЛРТ следует проверять их динамическую и термическую стойкость при КЗ на стороне регулируемого напряжения. В необходимых случаях предусматривается соответствующее реактирование.

7.9 При замене одного действующего трансформатора (АТ) на новый проверяются условия, обеспечивающие параллельную работу трансформаторов в автоматическом режиме регулирования напряжения на соответствующей стороне.

7.10 При неполной замене фаз группы старых однофазных АТ допустимость работы в одной группе старых и новых фаз АТ, отличающихся величинами напряжений КЗ, обосновывается специальными расчетами.

7.11 При выборе типов выключателей следует руководствоваться следующим:

- в РУ напряжением 220-750 кВ следует предусматривать элегазовые выключатели, которые должны обеспечивать работоспособность во всем требуемом диапазоне температур;

- в цепях ШР и АТ напряжением 330 кВ со стороны высшего напряжения должны применяться элегазовые выключатели, как правило, снабженные устройствами синхронизированной коммутации, обеспечивающими надежную работу выключателей и снижение коммутационных перенапряжений;

- выключатели напряжением 6 кВ и выше должны быть укомплектованы отдельными соленоидами отключения для каждого комплекса защит (допускается использование вакуумных выключателей 6-10 кВ с магнитной защелкой и конструктивного исполнения с одним электромагнитом отключения-включения).

7.12 В РУ напряжением 35-110 кВ должны предусматриваться элегазовые или вакуумные выключатели.

При модернизации и новом строительстве РУ 35 кВ допускается использова-

ние реклоузеров по согласованию с заказчиком.

7.13 В РУ 6-10 кВ должны предусматриваться шкафы КРУ с вакуумными выключателями. Применение элегазовых выключателей, а также КРУЭ допускается при соответствующем ТЭО.

7.14 При выборе оборудования по номинальному току необходимо учитывать нормальные эксплуатационные, послеаварийные и ремонтные режимы, а также перегрузочную способность оборудования.

7.15 Оборудование и ошиновка в цепи трансформаторов должны выбираться с учетом наличия проработки установки в перспективе в схеме внешних электрических сетей трансформатора следующего по шкале мощности. При этом в цепях ВН и СН всех трехобмоточных АТ и ВН и НН двухобмоточных трансформаторов выбор оборудования по номинальному току и ошиновки по току нагрева проводится по току трансформатора, устанавливаемого в перспективе, с учетом допустимой его перегрузки.

Для трехобмоточных трансформаторов в цепях СН и НН выбор оборудования и ошиновки следует проводить по току перспективной нагрузки с учетом отключения второго трансформатора.

7.16 При выборе оборудования и ошиновки ячеек ВЛ напряжением 35 кВ и выше следует принимать максимальный ток ВЛ по условиям нагрева проводов в ремонтных, аварийных и ремонтно-аварийных режимах, при нормативных возмущениях согласно СТП 09110.47.103. При этом количество типоразмеров ошиновки должно быть минимальным.

Выбранное оборудование и ошиновка ячеек не должны ограничивать пропускную способность присоединений РУ (ВЛ, трансформаторов и т.д.).

7.17 Новые и реконструируемые ПС напряжением 220 кВ и выше рекомендуется оснащать системами диагностики и мониторинга состояния силовых трансформаторов, ШР, КРУЭ, маслонаполненных вводов, измерительных трансформаторов и др.

7.18 В качестве управляемых СКРМ применяются:

- управляемые ШР номинальным напряжением 110-330 кВ, подключаемые к шинам ВН ПС или к ЛЭП;
- статические тиристорные компенсаторы реактивной мощности и синхронные статические компенсаторы реактивной мощности на базе преобразователя напряжения, подключаемые к обмоткам НН АТ, шинам ПС или через специальный трансформатор к ЛЭП;
- дискретно-управляемые реакторные группы, подключаемые к обмоткам НН АТ или шинам ПС.

Применение синхронного компенсатора не допускается.

7.19 Выбор типа, мощности, других параметров, размещения и способа присоединения СКРМ в электрических сетях 110-750 кВ должен основываться на расчетах характерных режимов энергосистем (зимний и летний максимумы и минимумы нагрузки), анализе уровней напряжений в суточном графике нормальных, ремонтных и ремонтно-аварийных схем энергосистем, а также, при необходимости, переходных процессов. Места установки и тип СКРМ должны выбираться на основе технико-экономических расчетов.

7.20 При реконструкции ПС установленные на ней синхронные компенсаторы должны быть демонтированы и заменены на СКРМ, установка которых должна быть обоснована расчетами режимов и токов КЗ.

7.21 ДГР с плавным регулированием индуктивности должны оснащаться системой автоматического регулирования емкостного тока замыкания на землю и должны иметь возможность интеграции в АСУТП.

7.22 В целях улучшения обслуживания и повышения уровня автоматизации должны применяться разъединители напряжением 35 кВ и выше с электродвигательными приводами на главных и заземляющих ножах и с дистанционным управлением.

7.23 В целях обеспечения безопасного оперирования линейным разъединителем на заземлителе со стороны линии следует применять электродвигательный привод с дистанционным управлением.

7.24 В целях повышения надежности на ПС напряжением 110 кВ и выше следует применять разъединители с улучшенной кинематикой и контактной системой, с электродвигательным приводом (полупантографные, пантографные, а также горизонтально-поворотные с подшипниковыми устройствами, не требующими ремонта с разборкой в течение всего срока службы).

7.25 Количество заземляющих ножей разъединителей выбирается исходя из того, что:

– система (секция) шин напряжением 6-10 кВ должна иметь одно стационарное заземление в ячейке ТН;

– каждая секция (система) сборных шин РУ напряжением 35 кВ и выше должна иметь, как правило, два комплекта заземлителей.

Для ПС 35-110кВ при наличии ТН комплект заземлителя сборных шин №1 устанавливается на разъединителе ТН, комплект №2 – на СВ (на ШСВ при отсутствии СВ).

Для ПС 330кВ комплект заземлителя сборных шин №1 устанавливается на разъединителе ТН, №2 – на разъединителе выключателя 330кВ.

7.26 В РУ напряжением 110-330 кВ в обоснованных случаях применять КРУЭ, а также модульные КРУЭН.

7.27 При реконструкции, техническом перевооружении и расширении ПС, при наличии на них отделителей и короткозамыкателей, необходимо предусматривать их замену на выключатели.

7.28 При отсутствии электрооборудования с требуемой длиной пути утечки внешней изоляции до разработки соответствующего исполнения допускается применение выключателей, измерительных трансформаторов и разъединителей на следующий класс напряжения.

7.29 С учётом требований СТП 33240.47.106-18 при реконструкции могут применяться выключатели-разъединители на напряжение 110-330 кВ без аппаратов, создающих видимый разрыв (без разъединителей). Конструкция выключателя-разъединителя должна обеспечивать надежную механическую связь между указателем положения и механизмом срабатывания выключателя.

7.30 Нерегулируемые ШР напряжением 10 кВ должны быть соединены по

схеме «звезда». Схема заземления нейтрали 10 кВ при подключении нерегулируемых ШР не меняется.

8 Защита от перенапряжений, заземление, электромагнитная совместимость

8.1 Защита от грозовых перенапряжений

Защита от грозовых перенапряжений РУ и ПС выполняют согласно СН 4.04.03, с учетом положений СП 4.04.07.

8.2 Защита от внутренних перенапряжений

8.2.1 Для снижения перенапряжений, обеспечения надежности работы электрооборудования и повышения уровня электробезопасности при реконструкции электрических сетей напряжением 6-35 кВ рекомендуется резистивное или резонансное заземление нейтрали электрической сети. Работа сетей 6-35 кВ с изолированной нейтралью допускается по требованию или при согласовании с заказчиком.

Заземление нейтрали электрической сети 6-35 кВ выбирается по следующим критериям:

- при токе ОЗЗ менее 10 А нейтраль электрической сети 6-35 кВ заземляется через высокоомный резистор;
- при токе ОЗЗ более 10 А нейтраль электрической сети 6-35 кВ заземляется применением одного из следующих аппаратов: низкоомный резистор; ДГР с резистором; ДГР; высокоомный резистор.

Выбор параметров резистора должен проводиться согласно СТП 33240.20.187.

При использовании ДГР предпочтение должно отдаваться реакторам плунжерного типа с плавным регулированием.

Низкоомные резисторы и ДГР должны устанавливаться в центре питания распределительной сети.

Для снижения уровня коммутационных и грозовых перенапряжений электрических сетей напряжением 6-35 кВ применяются ОПН. Расстановка и выбор ОПН определяются в соответствии с СТП 33240.47.620.

8.2.2 В сетях напряжением 330 и 750 кВ в зависимости от схемы сети, количества линий и трансформаторов следует предусматривать меры по ограничению длительных повышений напряжения и внутренних перенапряжений. Для необходимости ограничения грозовых и коммутационных перенапряжений параметры средств защиты определяются на основании расчетов перенапряжений для случая вывода в ремонт одного или нескольких основных элементов схемы (ВЛ, ШР, АТ, трансформатор).

8.2.3 При применении кабельных линий и вставок напряжением 35 кВ и выше необходимо проводить расчетом проверку необходимости установки ОПН для защиты остального оборудования от коммутационных перенапряжений.

8.2.4 С целью ограничения опасных для оборудования коммутационных перенапряжений следует применять ОПН, выключатели с синхронизирующими устройствами или другие средства, а также сочетать их с мероприятиями по ограничению длительных повышений напряжения (установка шунтирующих и компенсационных

реакторов, режимной автоматики и ПА, в частности автоматики от повышения напряжения). Необходимость установки ОПН для ограничения коммутационных перенапряжений и защиты оборудования в ячейках ЛЭП напряжением 330-750 кВ определяется расчетом и уровнем испытательных напряжений защищаемого оборудования. Аналогичную проверку проводят при замене оборудования в ячейках ЛЭП при реконструкции или перезапуске. Выбор параметров ОПН осуществляется в соответствии с СТП 33240.47.620.

8.2.5 Для РУ напряжением 110-330 кВ должны предусматриваться технические решения, исключающие появление феррорезонансных перенапряжений, возникающих при последовательных включениях электромагнитных ТН и емкостных делителей напряжения выключателей. К этим решениям относятся:

- применение выключателей без емкостных делителей напряжения;
- применение антирезонансных ТН;
- увеличение в 1,5–2 раза емкости ошиновки РУ путем установки на шинах дополнительных конденсаторов, например, связи.

В случае невозможности применения указанных решений для всего ОРУ (например, при расширении ОРУ) необходимо выполнить расчет возможности возникновения феррорезонансных перенапряжений и предусмотреть мероприятия по устранению причин возникновения феррорезонансных перенапряжений, или убедиться, что принятые ранее мероприятия достаточны в соответствии с СТП 33240.20.171.

Для исключения феррорезонансных перенапряжений в сетях напряжением 6-35 кВ должны применяться антирезонансные ТН соответствующих классов.

8.2.6 Разработка мероприятий по ограничению высокочастотных перенапряжений и защите от них электротехнического оборудования РУ напряжением 110 кВ и выше должна осуществляться с учетом указаний [7].

8.3 Заземление

Проектирование ЗУ следует выполнять в соответствии с требованиями СН 4.04.05, СТП 09110.47.103, СТП 09110.47.203 и нормированием по допустимому напряжению прикосновения или по допустимому сопротивлению, а также с учетом требований СТП 09110.47.104 по снижению импульсных помех для обеспечения работы РЗА, телемеханики и связи. Рекомендуется проектирование ЗУ для ПС номинального напряжения 110 кВ и выше по допустимому напряжению прикосновения.

8.4 Режим заземления нейтрали трансформаторов и автотрансформаторов

8.4.1 Режим заземления нейтрали обмоток напряжением 110 кВ трансформаторов выбирается с учетом сложившейся схемы сети, класса изоляции нейтрали, обеспечения в допустимых пределах коэффициента заземления, допустимых значений токов однофазного КЗ, по условиям выбора оборудования, действия РЗА и влияния на линии связи.

8.4.2 При присоединении к ЛЭП напряжением 110 кВ ответвлениями нескольких ПС и при наличии на одной или нескольких из них питания со стороны СН или НН необходимо обеспечивать постоянное заземление нейтрали не менее чем у од-

ного из присоединенных к ЛЭП трансформаторов, имеющих питание со стороны СН или НН.

8.4.3 Постоянное заземление нейтрали должны иметь все АТ и обмотки напряжением 220-750 кВ трансформаторов. Нейтрали обмоток напряжением 110 кВ трансформаторов, которые в процессе эксплуатации могут быть изолированы от земли, должны быть защищены ОПН, скоординированным с уровнем изоляции защищаемой нейтрали. Если по режимам работы необходимо разземление нейтрали трансформаторов (АТ) напряжением 220-750 кВ, такой режим должен быть согласован с изготовителем трансформаторов.

8.5 Электромагнитная совместимость

8.5.1 При проектировании объектов нового строительства, модернизации или реконструкции ПС 110 кВ и выше должен быть выполнен комплекс мероприятий, обеспечивающих электромагнитную совместимость устройств РЗА, АСУТП, АСКУЭ и связи в соответствии с СТП 09110.47.104.

8.5.2 Основные мероприятия должны быть разработаны с учетом выбранной электрической схемы ПС и включать:

- компоновочные решения объекта (компоновка и размещение силового, первичного и реакторного оборудования как источников импульсных высокочастотных помех, магнитных полей и т.п. на открытой (закрытой) части ПС, в зданиях и помещениях главного щита управления, ОПУ, релейных щитах);

- выполнение устройств молниезащиты объекта в части защиты вторичных цепей и устройств от электромагнитных воздействий молнии (например, размещение по отношению к кабельным трассам и зданиям с обеспечением допустимого воздействия молнии на вторичные цепи и устройства);

- выбор ЗУ ПС с указанием количества связей между ЗУ ОРУ разных напряжений, ЗУ здания и ЗУ ПС и их прокладки;

- выбор трассы прокладки кабельных каналов, типа кабельной канализации с указанием расстояний между ними и высоковольтными шинами (ошиновками), наличия и длины участков их параллельной прокладки по отношению к шинам (ошиновкам) и оценка их влияния на кабели вторичной коммутации;

- выполнение защиты от статического электричества устройств РЗА, АСУТП, АСКУЭ, связи (напольные антистатические покрытия, полупроводящий пол, поддержание благоприятного режима по температуре и влажности).

8.5.3 Дополнительные мероприятия должны быть разработаны с обоснованием их необходимости, с учетом основных мероприятий и анализа ожидаемых уровней электромагнитных, радиочастотных помех, магнитных полей и других воздействий на устройства РЗА, АСУТП, АСКУЭ, связи и включать:

- применение экранированных контрольных кабелей и заземление их экранов;
- экранирование помещений, в которых размещаются устройства РЗА, АСУТП, АСКУЭ, связи;

- раскладку силовых кабелей и кабелей вторичной коммутации по разным кабельным каналам или с разных сторон кабельного канала с расстоянием между силовыми кабелями и кабелями вторичной коммутации не менее 0,25 м;

- обеспечение электромагнитной совместимости высокоомных входов

устройств РЗА, АСУТП, при подключении к ним кабелей, приходящих из РУ разных напряжений, других зданий;

– обеспечение защиты от импульсных помех в системах оперативного постоянного и переменного токов;

– применение зонной защиты по СТП 09110.47.104.

8.5.4 Мероприятия по обеспечению требований электромагнитной совместимости на проектируемых объектах реконструкции должны разрабатываться с учетом результатов проведенных обследований электромагнитной обстановки, в том числе и на ПС противоположных концов ВЛ напряжением 110-750 кВ, где устанавливаются микропроцессорные устройства РЗА и связи.

9 Собственные нужды, кабельное хозяйство, оперативный ток, освещение

9.1 Собственные нужды

9.1.1 На всех ПС необходимо устанавливать не менее двух ТСН.

Для однострансформаторных ПС (в том числе комплектных ПС заводского изготовления) питание второго ТСН обеспечивается от местных электрических сетей, а при их отсутствии второй ТСН включается аналогично первому.

Рекомендуются следующие схемы соединений ТСН при мощности ТСН до 250 кВА – Y/Z-о; свыше 250 кВА – Δ/Y-о.

Рекомендуются следующая схема соединений ТСН для всех мощностей: Zn/Yn-11+D. Допускается применение трансформаторов со схемой соединения при мощности ТСН более 250 кВА - Δ/Yn-11.

Для обеспечения нормально допустимых отклонений напряжения на шинах ЩСН в пределах пяти процентов от номинального значения используются трансформаторы с устройствами регулирования напряжения типа ПБВ (переключение без возбуждения).

При подключении основного или резервного ТСН к обмотке АТ связи для поддержания напряжения на выводах электроприемников в предельно допустимом диапазоне отклонений 10 % (ГОСТ 32144), применяются дополнительные регулировочные устройства.

ТСН, устанавливаемые внутри помещений, должны быть, как правило, сухими, а трансформаторы наружной установки – масляными, с естественной циркуляцией воздуха и масла.

Для уменьшения затрат в процессе эксплуатации оборудования, следует применять энергосберегающие силовые трансформаторы СН со сниженным уровнем потерь холостого хода, короткого замыкания, с классом энергоэффективности Х2К1 (рекомендации Европейского комитета электротехнической стандартизации (CENELEC)).

От сети собственных нужд ПС питание сторонних потребителей не допускается, за исключением подключения потребителей к обмотке НН трансформатора (АТ) в исключительных случаях при ТЭО. При питании устройств телемеханики и связи

за пределами ПС от ТСН необходимо применять трансформаторы со схемой Y/Δ-11.

Схемы собственных нужд ПС должны предусматривать присоединение ТСН к разным источникам питания (вводам разных трансформаторов, различным секциям РУ и др.).

На стороне НН ТСН должны работать отдельно с АВР.

На ПС напряжением 220 кВ и выше следует предусматривать резервирование питания собственных нужд от третьего независимого источника питания.

Для особой группы электроприемников, относимых к первой категории и не допускающих кратковременного перерыва электроснабжения, в том числе потребителей связи, телемеханики, АСУТП; катушек магнитных пускателей, контакторов устройства АВР; устройств автоматической частотной разгрузки следует использовать систему бесперебойного питания от сети напряжением 0,4 кВ или путем резервирования от дизель-генераторных установок с автоматическим запуском, возобновляемых источников энергии, ТН с увеличенной мощностью вторичной обмотки (т.е. трансформаторы для отбора мощности, ТН большой мощности и т.п.)

Организация электропитания собственных нужд ПС пристанционного узла ТЭС выполняется с шин с.н. главного корпуса.

9.1.2 Мощность ТСН, питающих шины 0,4 кВ, должна выбираться в соответствии с нагрузками в разных режимах работы ПС с учетом коэффициентов одновременности их загрузки, а также перегрузочной способности.

Мощность каждого ТСН с НН 0,4 кВ, должна быть не более 630 кВА для ПС напряжением 35-220 кВ и не более 1000 кВА для ПС напряжением 330 кВ и выше.

9.1.3 На двухтрансформаторных ПС напряжением 110-750 кВ в начальный период их работы с одним трансформатором необходимо устанавливать два ТСН с питанием одного из них от сети другой ПС с АВР. Это питание в дальнейшем допускается сохранять.

На двухтрансформаторных ПС в начальный период их работы с одним трансформатором в районах, где второй ТСН невозможно питать от сети другой ПС, допускается устанавливать один рабочий ТСН, при этом второй должен быть смонтирован и включен в схему ПС.

На двухтрансформаторных ПС напряжением 35-220 кВ в начальный период их работы с одним трансформатором с постоянным оперативным током при отсутствии на них принудительной системы охлаждения трансформаторов допускается устанавливать один ТСН. В этом случае второй ТСН должен быть смонтирован и включен в схему ПС.

9.1.4 При подключении одного из ТСН к внешнему независимому источнику питания необходимо выполнять проверку отсутствия сдвига фаз.

9.1.5 На ПС с постоянным оперативным током (в том числе при наличии ШУОТ) ТСН должны присоединяться через предохранители или выключатели к шинам РУ напряжением 6-35 кВ, а при отсутствии этих РУ или по требованию заказчика – через предохранители на участке между вводами НН основного трансформатора и его выключателем. При подключении ТСН к секциям 6-35кВ (для организации схемы АВР) или при применении кабельных вставок между вводами НН трансформатора и его выключателем на обмотке НН трансформатора должен уста-

навливаться ТН.

На ПС с переменным и выпрямленным оперативным током ТСН должны присоединяться через предохранители на участке между вводами НН основного трансформатора и его выключателем.

В случае питания оперативных цепей переменного тока или выпрямленного тока от ТН, присоединенных к питающим ВЛ, ТСН допускается присоединять к шинам НН ПС. При питании оперативных цепей переменного тока от ТСН последние следует присоединять к ВЛ, питающим ПС.

9.1.6 Для сети собственных нужд переменного тока необходимо принимать напряжение 400/230 В с заземленной нейтралью. Система заземления TN-C-S.

9.1.7 Для защиты сети собственных нужд от электромагнитных помех и импульсных перенапряжений на каждой секции шин ЩСН следует установить УЗИП класса II с предохранителями.

9.1.8 На стадии «Архитектурный проект» следует определить состав, номенклатуру по категории надежности и мощность потребителей СН ПС; провести разработку предварительной структурной схемы СН; обосновать источники электропитания СН, провести выбор количества и мощности трансформаторов СН; обосновать необходимость дополнительных независимых источников питания (дизель-генераторов), их мощность; провести расчет токов короткого замыкания и выбор основного оборудования СН; составить предварительные структурные схемы системы бесперебойного питания и системы гарантированного электроснабжения, определить предварительно количество и габаритные размеры панелей, ориентировочные параметры выключателей с указанием объемов защит, измерений и учета энергии на вводных выключателях, определением ориентировочных типов и сечений кабелей; провести выбор АБ и схемы постоянного тока с определением габаритных размеров ЩПТ; составить пояснительную записку.

На стадии «Строительный проект» необходимо уточнить все положения стадии «Архитектурный проект» и выполнить рабочие чертежи систем электроснабжения СН на напряжениях 10(6) и 0,4 кВ с выбором аппаратуры и кабелей, провести выбор АБ и схемы постоянного тока с определением габаритных размеров ЩПТ (при необходимости). Кроме того, необходимо заполнить опросные листы для заказа комплектной трансформаторной ПС и щитовых устройств, составить кабельные журналы, выполнить расчеты токов коротких замыканий, выбор реле и уставок защитных устройств, а также определить термическую стойкость силовых кабелей, примененных и установленных в системе СН.

9.2 Дизель-генераторные установки

ДГУ присоединяется к выделенной сборке резервного питания или к рабочим секциям ЩСН.

При подключении ДГУ к выделенной сборке ее мощность выбирается по суммарной мощности подключенных к ней электроприемников. При подключении ДГУ к рабочим секциям ЩСН ее мощность должна быть не меньше мощности ТСН.

При установке ДГУ в качестве резервного источника питания, проектом обеспечивается:

– соответствие характеристик ДГУ максимальным нагрузкам СН или нагрузке

электроприемников, присоединенных к выделенной сборке резервного питания, включая пусковые режимы;

– питание электроприемников без отклонения напряжения и частоты сети за допустимые пределы как при подключении, так и отключении самого мощного присоединения;

– возможность выполнения работ, предусмотренных правилами технического обслуживания ДГУ.

9.3 Оперативный ток

9.3.1 СОПТ следует проектировать в соответствии с СТП 33240.35.133.

Для цепей защиты, автоматики и управления должен применяться только постоянный оперативный ток.

Допускается по требованию заказчика при частичной модернизации применять выпрямленный оперативный ток при отсутствии постоянного оперативного тока на ПС.

В схемах управления собственных нужд и вспомогательного оборудования может применяться переменный и/или выпрямленный оперативный ток, образуемый от ТСН схемы СН. По требованию заказчика для защит и управления вводных и секционными выключателями напряжением 0,4 кВ может применяться постоянный оперативный ток.

9.3.2 Оперативный постоянный ток

9.3.2.1 На всех новых и (или) реконструируемых ПС напряжением 35 кВ и выше должна применяться СОПТ напряжением 220 В. Нормально допустимое отклонение напряжения на клеммах электроприемников СОПТ – $\pm 5\%$. Предельно допустимое отклонение напряжения на клеммах электроприемников СОПТ, в том числе при аварийных разрядах АБ и при выполнении ускоренных и уравнивающих зарядов АБ – $\pm 10\%$.

9.3.2.2 СОПТ должна обеспечивать рабочее и резервное питание следующих основных электроприемников:

- устройств РЗА;
- устройств управления и приводов высоковольтных выключателей;
- устройств сигнализации;
- устройств связи, обеспечивающих передачу сигналов РЗА;
- приводов автоматических вводных и секционных выключателей ЩСН напряжением 0,4 кВ.

При соответствующем обосновании допускается использовать СОПТ для рабочего и резервного питания технических средств АСКУЭ.

9.3.2.3 СОПТ должна обеспечивать резервное питание:

- технических средств АСУТП;
- светильников аварийного освещения помещений АБ, ОПУ, ЗРУ, релейного щита, помещений связи, насосных, камер задвижек пожаротушения. Организация аварийного освещения в отдельно стоящих строениях (модулях) должна осуществляться согласно СН 2.04.03;

– средств связи и технических средств АСКУЭ для ПС напряжением 330 кВ и выше. Для ПС других классов напряжения – при соответствующем обосновании.

При этом емкость каждой из батарей должна быть выбрана с учетом полной нагрузки всех вышеперечисленных потребителей СОПТ и их безаварийной работы не менее чем 2 ч.

9.3.2.4 Схема СОПТ должна обеспечивать схему радиального питания потребителей СОПТ. В составе ячеек КРУ используются специальные шинки для питания потребителей постоянного тока с обеспечением возможности переключения питания с основного источника на резервный.

9.3.2.5 Типовой состав каждого комплекта СОПТ:

- АБ;
- щит (щиты) постоянного тока;
- зарядное устройство;
- ШУОТ;
- кабельная распределительная сеть;
- отключающие аппараты защиты от сверхтоков (коротких замыканий и перегрузок);
- устройства защиты от перенапряжений;
- коммутационные аппараты;
- устройства мониторинга СОПТ;
- устройство контроля изоляции полюсов сети относительно земли;
- система поиска мест повреждения изоляции полюсов сети относительно земли (поиск «земли»), для ПС напряжением 110 кВ и выше с числом выключателей ВН более трех – автоматизированная;
- устройства регистрации аварийных процессов и событий СОПТ в составе АСУТП (по требованию заказчика);
- средства выдачи сигнала обобщенной неисправности в АСУТП.

Полный срок службы компонентов, применяемых в составе СОПТ, должен быть не менее 20 лет, а для упрощенной СОПТ (ШУОТ, шкафов распределительных оперативного тока и герметизированных АБ) – не менее 12 лет.

9.3.2.6 Для ПС с высшим напряжением 35-750 кВ СОПТ, как правило, должен содержать следующие компоненты:

- две АБ (группы III);
- для каждой АБ отдельный ЩПТ с двумя ЗПУ по два на каждую АБ;
- для ПС с одним ОПУ каждый ЩПТ должен иметь одну секцию, при двух и более ОПУ – две секции;
- питание двухсекционного ЩПТ в нормальном режиме (в работе обе АБ) должно быть перекрестным: (I секция ЩПТ-1 должна иметь резервный ввод от II секции ЩПТ-2, а II секция ЩПТ-1 – соответственно от I секции ЩПТ-2);
- объединение двух ЩПТ допускается только не менее чем через два защитных коммутационных аппарата по одному в составе каждого ЩПТ.

9.3.2.7 Для ПС с высшим напряжением 35-110 кВ допускается по заданию на

проектирование выполнять СОПТ, содержащую следующие компоненты:

- а) одна АБ – группы III, или две АБ – группы IV (для упрощенной СОПТ);
- б) два зарядных устройства (для упрощенных СОПТ количество зарядных устройств определяется как $XZY = NAB + 1$, где NAB – количество АБ, а «+1» – резервное зарядное устройство, мощность которого должна быть выбрана с учетом нагрузки потребителей всех секций СОПТ, а также компенсацией саморазряда первой и ускоренного заряда второй АБ);
- в) один ЩПТ (ШУОТ).

Вместо ЩПТ на начальном этапе замены электромеханических устройств РЗАиПА на микропроцессорные, допускается на ПС 35-110кВ применять ШОТ с размещением в нем одной АБ и схемы распределения опертока от двух секций.

9.3.2.8 При реконструкции ПС с установкой микропроцессорных защит допускается в дополнение к существующей СОПТ устанавливать новую СОПТ для питания только реконструируемой части ПС. В дальнейшем, по мере замены оборудования и кабелей вторичной коммутации на новые, все потребители будут переведены на новую СОПТ.

9.3.2.9 Организация питания постоянным оперативным током устройств РЗА и электромагнитов отключения выключателей должна обеспечивать:

- при аварийном отключении любого защитного аппарата или обесточивании ЩПТ или секции ЩПТ (для двухсекционных ЩПТ) сохранение в работе хотя бы одного устройства РЗА от всех видов КЗ на защищаемом трансформаторе напряжением 35 кВ и выше и присоединении напряжением 110 кВ и выше;
- при аварийном отключении любого защитного аппарата или обесточивании любой секций ЩПТ отключение любого выключателя трансформатора 35 кВ и выше и выключателя с номинальным напряжением 110 кВ и выше;
- селективную работу защитных устройств СОПТ при КЗ в ее цепях и отстройку от максимальной нагрузки;
- сохранение в работе без перезагрузки устройств РЗА, подключенных к неповрежденным присоединениям ЩПТ при повреждениях в СОПТ.

9.3.2.10 Индивидуальные автоматические выключатели цепей управления и РЗА устанавливаются в отдельных шкафах (панелях) питания оперативным током.

Резервирование автоматических выключателей, непосредственно питающих потребителей СОПТ, необходимо выполнять с применением плавких предохранителей и/или защитных автоматов с тепловым элементом без токовой отсечки. Питание независимых устройств РЗА, установленных в разных помещениях (ОПУ, ЗРУ, КРУН и т.д.) должно выполняться от разных предохранителей схемы ЩПТ.

9.3.2.11 Проводники СОПТ должны удовлетворять требованиям термической стойкости и невозгораемости. Прокладку проводников следует осуществлять в соответствии с СН 2.04.03, ТКП 339 и СТП 09110.47.104.

9.3.2.12 СОПТ должна иметь защиту от коммутационных перенапряжений.

Схема СОПТ, в составе которой имеются выключатели с соленоидным приводом, должна иметь защиту от коммутационных перенапряжений в виде кремниевых дио-

дов, подключаемых через плавкие предохранители между полюсами сборок и землей. Диоды должны иметь номинальный ток не менее 160 А. Величина тока утечки устройства в течение срока эксплуатации объекта не должна превышать допустимого значения по сопротивлению полюсов сети относительно земли. Необходимо обеспечить контроль за исправностью устройства защиты от перенапряжений.

9.3.2.13 СОПТ должен оснащаться УЗИП. УЗИП должны быть выполнены с опцией отсутствия тока утечки и подключаться к шинам через предохранители.

9.3.2.14 Неисправности компонентов СОПТ должны выявляться автоматически средствами мониторинга и средствами самодиагностики устройств компонентов СОПТ.

9.3.2.15 В СОПТ запрещается:

- длительная (более 1 мин) параллельная работа двух и более АБ;
- подключение к сети СОПТ устройств с сопротивлением цепи питания относительно «земли» менее 1 МОм;
- объединение цепи питания РЗА с цепями питания оперативной блокировки и с цепями питания двигателей постоянного тока.

9.3.2.16 Питание цепей оперативной блокировки разъединителей (ОБР) должно осуществляться от СОПТ с применением двух отдельных взаимно резервируемых выпрямительных устройств напряжением $\approx 220/\approx 220$ В, обеспечивающих гальваническую развязку от всех потребителей СОПТ и имеющих собственный контроль изоляции и напряжения. Допускается питание ОБР от схемы СН от двух отдельных взаимно резервируемых выпрямительных устройств напряжением $\sim 380/220/\approx 220$ В и имеющих собственный контроль изоляции и напряжения или от отдельных автоматических выключателей СОПТ для входных и выходных цепей, при выполнении ОБР на терминалах автоматики присоединений.

9.3.2.17 АБ предназначены для питания электроприемников постоянного тока при отсутствии питания от зарядного устройства и, при необходимости, для компенсации импульсов тока нагрузки, превышающих возможности зарядного устройства.

9.3.2.18 В составе СОПТ необходимо применять следующие группы АБ (классификация согласно СТП 33243.20.366):

III группа – свинцово-кислотные открытые (малообслуживаемые) аккумуляторные батареи с жидким электролитом (классификация по типополнению положительной пластины – G_{ro}E, OPzS, OGi). Рекомендуется применение данных батарей с фильтр-пробками. Применение в пробках клапана избыточного давления запрещено. Полный срок службы АБ не менее 20 лет;

IV группа – закрытые с регулирующим клапаном (абсорбированный электролит по технологии AGM, типополнение положительной пластины – OGi). Рекомендуется применение только в составе СОПТ на ПС согласно 9.3.2.7 по согласованию с заказчиком. Полный срок службы АБ не менее 12 лет.

9.3.2.19 Емкость АБ должна выбираться с учетом ограничения по глубине

разряда аккумуляторов, а также с учетом возможных ограничений по импульсам тока разряда, указанным в технических условиях на аккумуляторы.

9.3.2.20 Присоединение АБ к защитным аппаратам первого уровня должно осуществляться медными одножильными гибкими (многопроволочными) кабелями с кислотостойкой изоляцией.

9.3.2.21 При модернизации СОПТ с заменой АБ на действующих ПС допускается выполнение АБ с дополнительной («хвостовой») группой элементов и подключение нагрузки к дополнительной («хвостовой») группе элементов АБ.

9.3.2.22 Зарядные устройства предназначены для питания электроприемников постоянного тока и заряда АБ.

9.3.2.23 Зарядные устройства должны выбираться совместно с АБ для обеспечения всех требований, предъявляемых изготовителями АБ к зарядным устройствам, необходимых для поддержания заявленного срока службы АБ и надежной ее работы. При этом зарядное устройство должно обеспечивать: - поддерживающий заряд АБ (для АБ гр. IV обязательно наличие функции термокомпенсации);

- ускоренный заряд АБ (до 2,4 В/эл.) с возможностью блокировки;

- уравнивающий заряд АБ {для АБ гр. III, с напряжением до 2,7 В/эл.) и функцией ограничения тока на уровне $0,05 C_{10}$, с возможностью блокировки;

- уровень пульсаций не более значений, допустимых по условиям работы потребителей постоянного тока и АБ;

- возможность одновременной параллельной работы на стороне выпрямленного напряжения двух зарядных устройств с симметричным делением между ними суммарного тока или работы одного из зарядных устройств;

- проведение одновременно двумя зарядными устройствами ускоренного заряда одной АБ с 0% до 90 % номинальной емкости в течение не более восьми часов;

- режим ограничения зарядного тока АБ;

- выходной номинальный ток каждого ЗУ должен быть равным или быть больше тока рабочей нагрузки СОПТ;

- при модернизации СОПТ с заменой АБ на действующих ПС должен быть предусмотрен заряд «хвостовой» группы элементов АБ от отдельных зарядных устройств или от основных зарядных устройств двухканального исполнения.

9.3.2.24 Два зарядных устройства одной АБ не должны размещаться в одном или рядом расположенных шкафах. При применении ЩПТ в двухшкафном исполнении допускается установка ЗПУ в рядом расположенных шкафах.

9.3.2.25 Требования к ЩПТ (щитам – в случае установки двух и более ЩПТ):

- каждая СОПТ должна иметь достаточное количество защитных устройств, секций для выполнения регламентных работ в одном из двух ЩПТ (замена защитных устройств, снятие характеристик АБ и т.п.);

- каждый ЩПТ может, по требованию заказчика, иметь секционные разъединители для перевода нагрузки с одной секции на другую в пределах одного ЩПТ;

- объединение секций разных АБ должно выполняться через два последовательно включенных коммутационных аппарата со встроенной защитой;

- подача напряжения разъединителем на цепи СОПТ без напряжения не допускается.

9.3.2.26 Конструкция ЩПТ должна позволять замену неисправного оборудования без демонтажа исправного, также должен быть обеспечен свободный доступ к клеммам оборудования для ревизии контактных соединений.

9.3.2.27 На каждом ЩПТ должны быть предусмотрены устройства сигнализации и контроля, выполняющие следующие функции:

- регистрации аналоговых и дискретных сигналов аварийных событий в СОПТ;

- регистрации аналоговых величин нормального режима с дискретностью не более 1сек.;

- контроля напряжения на шинках постоянного тока и выдачи сигнала о его повышении или понижении;

- контроля уровня пульсации напряжения на секции и выдачи сигнала при увеличении (при наличии технической возможности)

- контроля целостности АБ;

- контроля симметричности АБ (по требованию заказчика);

- контроля сопротивления изоляции цепей оперативного тока;

- автоматизированного и/или ручного поиска замыканий на землю в сети постоянного тока;

- контроля целостности всех предохранителей и аварийного отключения любого автоматического выключателя;

- генерирования «мигающего света» (по требованию заказчика).

- автоматического определения поврежденного (замыкание на землю) присоединения ЩПТ.

9.3.2.28 СОПТ должна иметь трех- или двухуровневую систему защиты:

– нижний уровень – защита цепей питания непосредственных потребителей (устройства РЗА, ПА, цепи управления выключателями и т.п.). Для нижнего уровня защиты рекомендуется применение автоматических выключателей;

– средний уровень – защита цепей, питающих шинки непосредственных потребителей;

– верхний уровень – защита шинок ЩПТ на вводе АБ применением комбинированных коммутационно-защитных аппаратов с плавкими предохранителями, плавкие вставки которых должны иметь датчики для передачи сигналов Вкл/Выкл в АСУТП.

Совместно с оборудованием СОПТ должны поставляться запасные части, приборы, инструменты, вспомогательное оборудование и программное обеспечение в объеме, указанном заказчиком в техническом задании:

– сухозаряженные резервные элементы аккумуляторных батарей с межэлементными переключками и крепежом к ним;

– резервные фильтр-пробки аккумуляторов;

– ареометры, термометры/пирометры и другие приспособления для контроля

параметров аккумуляторов, рекомендованные изготовителем;

- плавкие вставки, автоматические выключатели, рубильники, реле, клеммы и другие электроустановочные изделия;
- щитовые средства измерения /индикаторы, датчики и контроллеры;
- мультиметр и измерительные клещи постоянного тока, рекомендованные изготовителем оборудования СОПТ;
- переносной комплект для поиска мест повреждения изоляции в сети постоянного тока;
- нагрузочное сопротивление для проведения контрольных разрядов аккумуляторных батарей в процессе эксплуатации (на группу подстанций);
- мини-электронасос для доливки дистиллированной воды и электролита в аккумуляторы (на группу подстанций);
- набор химических реактивов для экспресс-анализа качества электролита и дистиллированной воды, рекомендованный изготовителем аккумуляторов (на группу подстанций);
- ручной инструмент, рекомендованный изготовителем оборудования СОПТ;
- программное обеспечение с переносным компьютером для настройки, регулировки, проверки параметров и хранения результатов измерений параметров оборудования СОПТ, имеющего в своем составе микропроцессорные устройства, предусматривающие периодический контроль их технического состояния внешними средствами.

Вариант двухуровневой защиты СОПТ возможен при децентрализованной СОПТ.

Защитные аппараты, устанавливаемые в пределах каждого уровня СОПТ, должны быть однотипными.

9.3.2.29 В разработке защит СОПТ необходимо:

- в качестве защитных аппаратов нижнего уровня применять автоматические выключатели с полным временем отключения в два и более раз меньше допустимого времени потери питания устройств РЗАиПА без перезагрузки;
- в качестве защитных аппаратов остальных уровней применять предохранители;
- использовать защитные аппараты, конструктивное выполнение которых обеспечивает их безопасное обслуживание;
- обеспечивать селективность и чувствительность сети постоянного тока на всех уровнях;
- время отключения КЗ в СОПТ должно определяться с учетом того, что: время отключения КЗ в сети СОПТ должно быть, по возможности, менее допустимого времени перерыва питания для МП РЗАиПА без перезагрузки; должна быть обеспечена термическая стойкость кабелей схемы СОПТ; должна быть обеспечена чувствительность защитных аппаратов к дуговым КЗ в основной зоне и в зоне резервирования;
- обеспечивается резервирование защиты более низкого уровня защитами бо-

лее высокого уровня.

9.3.2.30 В архитектурном проекте ПС должен быть отдельный раздел по СОПТ. В разделе СОПТ должны быть обоснованы и представлены следующие материалы:

- ориентировочный состав электроприемников, их основные параметры;
- выбор схемы ЩПТ;
- выбор схемы рабочего и резервного питания электроприемников;
- определение параметров средств защиты от импульсных перенапряжений;
- определение параметров системы контроля режимов работы и состояния оборудования СОПТ, объем мониторинга и регистрации аварийных процессов;
- определение параметров системы поиска «земли»;
- предварительный выбор емкости АБ с расчетом номинального тока.

9.3.2.31 В строительном проекте необходимо представить следующую информацию:

- расчет КЗ для выбора кабелей, коммутационных и защитных аппаратов;
- выбор кабелей для распределительной сети электропитания и трасс их прокладки;
- определение параметров защитных аппаратов и построение карт селективности.

В составе проектной документации должна быть схема с отражением положения коммутационных аппаратов в нормальном режиме.

9.3.2.32 При выполнении на реконструируемых ПС электромагнитной блокировки разъединителей, независимо от наличия АБ на ПС, должны предусматриваться выпрямительные блоки питания от сети СН напряжением 0,4 кВ для питания цепей оперативной блокировки.

Цепи питания РЗА не допускается объединять с цепями питания оперативной блокировки, а цепи питания микропроцессорных устройств РЗА – еще и с цепями питания двигателей постоянного тока.

9.3.3 Выпрямленный оперативный ток

9.3.3.1 Для организации выпрямленного оперативного тока должны быть использованы стабилизированные блоки напряжения, которые должны быть подключены к ТН на стороне ВН ПС, и токовые блоки питания, подключаемые ко вторичным цепям отдельно стоящих ТТ на стороне ВН ПС.

При необходимости, которая определяется расчетом, должна предусматриваться установка дополнительного блока стабилизированного напряжения, подключенного к ТСН, который принимает на себя часть нагрузки оперативных цепей в нормальном режиме работы.

9.3.3.2 Для питания цепей сигнализации могут применяться нестабилизированные блоки напряжения, которые должны быть подключены к секциям ЩСН. Блоки должны работать параллельно на шинки сигнализации.

9.3.3.3 Для питания оперативных цепей защиты, управления и автоматики на ПС все блоки питания тока и стабилизированного напряжения должны работать па-

раллельно на шинки оперативного тока. При этом должны быть выполнены мероприятия, исключающие снижение напряжения на шинках оперативного тока при внутренних повреждениях в любом из блоков.

Должны быть организованы шинки несглаженного и сглаженного напряжения. Шинки сглаженного напряжения должны питаться через фильтры, установленные в блоках стабилизированного напряжения, и предназначаться для питания устройств на микропроцессорной (микроэлектронной) элементной базе с требованиями к пульсации напряжения соответствующими допустимому уровню для указанных устройств.

Должно быть предусмотрено секционирование рубильником шинок питания выпрямленным оперативным током.

9.3.3.4 Защита шинок оперативного тока должна выполняться при помощи автоматических выключателей и обеспечивать селективную работу с вводными автоматами блоков напряжения и индивидуальными автоматами устройств защиты, автоматики и управления элементов ПС и отходящих линий.

Должна быть обеспечена чувствительность всех защитных элементов в конце смежного участка сети выпрямленного тока.

Расчеты чувствительности и селективности автоматических выключателей должны быть выполнены в соответствии с СТП 09110.47.100.

9.3.4 Переменный оперативный ток

9.3.4.1 С целью повышения надежности ПС на переменном оперативном токе система оперативного переменного тока ПС должна выполняться с учетом следующих положений:

- питание шинок оперативного переменного тока должно осуществляться от двух секций СН 0,4 кВ через отдельные трансформаторы с АВР между линиями питания;

- на шинках должно предусматриваться устройство контроля изоляции;

- АВР линий питания должно быть выполнено при помощи магнитных пускателей, обеспечивающих динамическую стойкость к токам КЗ в системе оперативного тока;

- питание электродвигателей заводки пружин приводов выключателей должно осуществляться от шинок, образованных от шин СН;

- для обеспечения действия автоматики, реагирующей на снижение напряжения или частоты, питание их логических устройств должно осуществляться от устройств бесперебойного питания, а для отключения выключателей, на которые эти устройства воздействуют, должны предусматриваться предварительно заряженные конденсаторы.

9.3.4.2 Должна быть обеспечена чувствительность всех защитных элементов при повреждении в конце смежного участка сети.

9.3.4.3 Организация цепей оперативного переменного тока и расчеты по обеспечению селективности и чувствительности защитных аппаратов схемы питания цепей защиты и управления должны быть выполнены в соответствии с СТП 09110.47.100 и СТП 33240.35.133.

9.3.4.4 В качестве источников переменного оперативного тока для питания

цепей защиты и управления должны использоваться ТТ и предварительно заряженные конденсаторы.

При этом применяются:

– схемы с дешунтированием для отключения выключателей напряжением 6, 10, 35 кВ и 110 кВ;

– схемы с действием от предварительно заряженных конденсаторов для отключения выключателей.

9.4 Освещение

9.4.1 Устройства освещения ПС должны соответствовать требованиям ТНПА и СН 2.04.03. Освещение ПС подразделяется на рабочее, аварийное и охранное.

9.4.2 Рабочее освещение включает в себя общее стационарное, ремонтное и местное освещение.

9.4.3 Аварийное освещение предусматривается только на ПС с оперативным постоянным током. На ОРУ аварийное освещение не выполняется.

9.4.4 Охранное освещение предусматривается по периметру ПС, имеющих военизированную или сторожевую охрану и постоянный оперативный персонал, а также на ПС, оборудованных периметральной охранной сигнализацией.

9.4.5 Ремонтное освещение необходимо питать от установленного понижающего трансформатора с выполнением стационарной сети напряжением 42 В или 12 В в соответствии с требованиями СН 2.04.03.

9.4.6 Источники света для рабочего освещения ОРУ (прожекторы и другие мощные источники света) следует устанавливать группами на высоких сооружениях (опоры, молниеотводы с прожекторными площадками, порталы ОРУ и т.п.) или на специальных прожекторных мачтах.

9.4.7 Для рабочего освещения ОРУ, зданий и сооружений на территории ПС необходимо применять энергосберегающие (светодиодные) источники света.

9.4.8 При использовании прожекторных мачт, мачт радиосвязи в качестве молниеотводов или порталов с молниеприемниками или присоединенными грозотросами с устройством на них систем освещения ОРУ электропроводку к ним следует выполнять кабелями с металлической оболочкой в стальной трубе, металлических коробах или металлорукавах, либо без металлической оболочки в алюминиевой трубе. По конструкции с молниеотводом кабели прокладываются в металлических трубах, металлических коробах или металлорукавах. Около конструкции с молниеотводом эти кабели должны быть проложены в металлических трубах в земле на протяжении 5-10 м. Трубы должны по концам присоединяться к ЗУ ПС. Конец трубы, удаленной от мачты, присоединяется к вертикальному заземлителю длиной 5 м.

В месте ввода кабелей в здание металлическая оболочка кабелей, броня должны быть соединены с ЗУ ПС, а также должны быть предусмотрены УЗИП уровня I.

При горизонтальном эквивалентном сопротивлении земли, равном произведению длины кабеля от конструкции с молниеотводом до здания на удельное сопротивление земли, меньшем $450 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$, применять УЗИП I уровня с параметром мак-

симального разрядного тока $I_{\text{макс}} > 150$ кА. При горизонтальном эквивалентном сопротивлении земли $450\text{-}700 \text{ Ом}^{\wedge}\text{м}^2$ применять УЗИП I уровня с параметром максимального разрядного тока $50 \text{ кА} < I_{\text{макс}} < 100$ кА. При горизонтальном эквивалентном сопротивлении земли более $700 \text{ Ом}^{\wedge}\text{м}^2$, а также при удельном сопротивлении земли более $350 \text{ Ом}^{\wedge}\text{м}$ или при удаленности мачты от здания более 15 м применять УЗИП I уровня с параметром максимального разрядного тока $I_{\text{макс}} \leq 50$ кА.

В месте ввода кабелей на ЩСН должны быть предусмотрены УЗИП уровня II.

10 Управление, сигнализация и оперативная блокировка

10.1 Управление основными элементами электрических схем РУ ПС (выключателями и приводами РПН) должно выполняться:

- с АРМ оперативного персонала, входящего в состав АСУТП;
- со шкафов автоматики управления выключателя и автоматического регулирования напряжения;
- с лицевых панелей ячеек КРУ или с безопасного расстояния с использованием переносных блоков управления;
- из шкафа наружной установки на территории ОРУ;
- с вышестоящих уровней управления.

10.2 Управление элементами электрических схем РУ ПС (разъединителями и заземляющими разъединителями с электродвигательными приводами и т.д.) должно выполняться:

- с АРМ оперативного персонала, входящего в состав АСУТП;
- с устройств с функциями автоматики и управления (по требованию заказчика);
- с безопасного расстояния с использованием переносных или стационарных блоков управления, подключаемых к шкафам управления оборудования, установленным на территории ОРУ;
- с вышестоящих уровней управления (по требованию заказчика).

10.3 Для линий, работа которых возможна в неполнофазном режиме, должно предусматриваться пополюсное управление линейными разъединителями.

10.4 Основная сигнализация на ПС должна выполняться в составе АСУТП на экранах АРМ оперативного персонала в следующем объеме:

- отображение положения всех КА и РПН;
- отображение разрешения от ОБР на управление КА;
- обобщенная звуковая предупредительная и аварийная сигнализация;
- индивидуальная предупредительная и аварийная сигнализация отклонения от нормального режима работы, неисправностях и аварийных режимах работы оборудования и энергосистемы;
- сигнализация замыкания на землю отходящих присоединений напряжением $6\text{-}10$ кВ;
- предупредительная и аварийная сигнализация систем пожарной сигнализации и пожаротушения;
- предупредительная и аварийная сигнализация РЗА и систем, интегриро-

ванных в АСУТП.

10.5 Резервная сигнализация на ПС (основная сигнализация на ПС без АСУТП) должна выполняться в минимальном объеме:

- центральная звуковая сигнализация, обеспечивающая привлечение внимания персонала;
- индивидуальная сигнализация на экранах и лицевых панелях устройств РЗА, позволяющая выполнить предварительный анализ ситуации;
- отображение положения дистанционно управляемых аппаратов на экранах устройств с функциями управления;
- световая сигнализация положения аппаратов и разрешения управления от ОБР – на переносных или стационарных блоках управления (шкафах управления).

10.6 Центральная сигнализация на ПС с архитектурой II и III должна выполняться с использованием отдельного устройства, подключаемого в шину станции с использованием протоколов MMS и GOOSE [8].

Устройство сигнализации должно обеспечивать:

- выдачу звукового сигнала для привлечения внимания (авария либо неисправность);
- предоставление информации о присоединении, типе аварии или неисправности.

Звуковая сигнализация должна быть независима от АСУТП.

10.7 При отсутствии на ПС ОПУ, устройство центральной сигнализации устанавливается в РУ напряжением 10(6) кВ.

10.8 На реконструируемых ПС (при отсутствии АСУТП) должна выполняться замена существующей сигнализации на микропроцессорную.

10.9 Оперативная блокировка на ПС выполняется для предотвращения неправильных операций с КА и обеспечения безопасного обслуживания электрооборудования. Оперативная блокировка должна выполняться с учетом требований СН 4.04.05, положений СП 4.04.07 и СТП 33240.35.512.

10.10 На ПС с архитектурой II и III оперативная блокировка должна выполняться в устройстве с функциями управления соответствующего присоединения (с использованием GOOSE сообщений) или в отдельном микропроцессорном устройстве оперативной блокировки (интегрируемом в АСУТП).

10.11 Питание цепей оперативной блокировки и управления разъединителями и заземляющими разъединителями должно осуществляться от СОПТ через DC-DC конвертер напряжения. Должна обеспечиваться возможность питания преобразователя от разных АБ СОПТ.

На выходе конвертера должны быть организованы шинки питания оперативных блокировок разъединителей.

Питание цепей оперативных блокировок разъединителей каждой зоны должно организовываться через отдельный автоматический выключатель.

В цепях питания оперативных блокировок разъединителей (после DC/DC конвертера) следует предусматривать устройства контроля изоляции и устройства контроля напряжения.

10.12 На ПС с архитектурой II и III информация о работе системы питания оперативных блокировок разъединителей (напряжение, контроль изоляции, неис-

правности по каждой зоне и т.д.) должна обрабатываться отдельным устройством и передаваться в шину станции с использованием протоколов MMS и GOOSE.

11 Организация измерительных каналов

11.1 Организация измерительных каналов на ПС должна выполняться с учетом требований СН 4.04.05, положений СП 4.04.07 и других ТНПА.

11.2 При проектировании измерительных каналов напряжением 110 кВ и выше на ПС с архитектурой III с электромагнитными ТТ и электромагнитными/ емкостными ТН должны применяться следующие решения:

- для целей РЗА организуются две независимых шины процесса с использованием двух комплектов ПАС;
- каналы измерения, учета электроэнергии и контроля ПКЭ выполняются с использованием УСШ и организацией отдельной резервированной шины процесса (с PRP) или в соответствии с п.11.3 (по требованию заказчика).

11.3 При проектировании измерительных каналов 10-35 кВ на ПС с архитектурой III с электромагнитными ТТ и электромагнитными/ емкостными ТН должны применяться следующие решения:

- для целей РЗА организуются две независимых шины процесса с использованием ПАС;
- каналы измерения, учета электроэнергии и контроля ПКЭ выполняются без применения УСШ в соответствии с требованиями СН 4.04.05, положениями СП 4.04.07 и других ТНПА.

11.4 При проектировании измерительных каналов на ПС с архитектурой III с цифровыми ТТ и цифровыми и/или электромагнитными/емкостными ТН должны применяться следующие решения:

- для целей РЗА, измерения, учета электроэнергии и контроля ПКЭ организуются две независимых шины процесса;
- для каждого электромагнитного/емкостного ТН напряжением 6-750 кВ, включаемого в шину процесса, должны применяться два комплекта УСШ.

Допускается, при необходимости, для целей учета электроэнергии и контроля ПКЭ предусматривать отдельный сегмент(-ы) ЛВС в составе указанных шин (-ы) или отдельную ЛВС шины процесса с использованием независимых портов цифровых ТТ и ТН и УСШ.

11.5 Измерения текущих параметров режима электрической сети должны выполняться с использованием на ПС:

- с архитектурой I и II – многофункциональных цифровых измерительных преобразователей или устройств АСКУЭ;
- с архитектурой III и «классическими» ТТ и ТН – многофункциональных цифровых измерительных преобразователей, устанавливаемых вблизи силового оборудования или устройств АСКУЭ;
- с архитектурой III и цифровыми ТТ и ТН – устройств АСКУЭ.

Допускается применение устройств РЗА для измерения напряжения и частоты.

11.6 В тракте измерений текущих режимных параметров должен обеспечи-

ваться класс точности не хуже 0,5.

11.7 Средства измерения (электромагнитный ТТ, электромагнитный/емкостной ТН, ЦТТ, ЦТН, УСШ, цифровой измерительный преобразователь, СЭ, ЦСЭ, УКПКЭ, цифровое УКПКЭ и т.д.), применяемые для измерений, должны быть в Государственном реестре средств измерений Республики Беларусь.

11.8 Применяемые цифровые измерительные преобразователи, как правило, должны иметь не менее двух цифровых интерфейсов 100BASE-FX для подключения к шине станции с поддержкой протоколов GOOSE и MMS [8] и протоколов резервирования PRP (обязательно) и HSR (при необходимости);

11.9 Применяемые УСШ должны иметь не менее двух цифровых интерфейсов 100BASE-FX (не хуже) для подключения к шине процесса с поддержкой протокола SV [8] и протоколов резервирования PRP (обязательно) и HSR (при необходимости).

УСШ должны размещаться в шкафах, устанавливаемых возле ТТ и ТН, или в ячейке КРУ(ЗРУ).

11.10 Цифровые ТТ и ТН должны иметь не менее двух взаиморезервируемых каналов измерения, подходящих по классу точности как для целей РЗА, так и для целей измерения, учета электроэнергии и контроль ПКЭ.

Каждый канал измерения ЦТТ и ЦТН должен иметь не менее двух цифровых интерфейсов 100BASE-FX (не хуже) для подключения к шине процесса с поддержкой протоколов SV и протоколов резервирования PRP (обязательно) и HSR (при необходимости).

11.11 Устанавливаемые электромагнитные ТТ должны иметь следующее количество вторичных обмоток, соединенных по схеме «звезда»:

- первая обмотка: для подключения счетчиков электроэнергии, устройств контроля ПКЭ или УСШ. Данная обмотка должна иметь класс точности не хуже 0,2S для напряжения 110 кВ и выше; не хуже 0,5S – для остальных классов номинального напряжения;

- вторая обмотка (при необходимости) с классом точности не хуже 0,5S для подключения средств измерения;

- третья обмотка для подключения первого комплекта РЗА или УСШ класса точности 5PR (TPY, TPZ);

- четвертая обмотка для подключения второго комплекта РЗА или УСШ (при его наличии) класса точности не хуже 5PR (TPY, TPZ).

Для ПС с архитектурой I и II допускается использовать ТТ со следующими дополнительными обмотками:

- пятая обмотка для подключения первого комплекта дифференциальной защиты шин класса точности не хуже 5PR (TPY, TPZ);

- шестая обмотка для подключения второго комплекта дифференциальной защиты шин класса точности не хуже 5PR (TPY, TPZ).

Подключение независимых защит трансформаторов должно выполняться на отдельные вторичные обмотки встроенных в трансформатор ТТ класса 5P(5PR) или 10P(10PR).

Для подключения устройств РЗА присоединений напряжением 6-35 кВ по требованию заказчика допускается применение обмоток класса точности не хуже 5P(10P). Применение для подключения устройств РЗА присоединений напряжением

110 кВ обмоток класса точности 5Р допускается по требованию заказчика при подтверждении соответствующими расчетами.

11.12 Электромагнитные/емкостные ТН, как правило, должны иметь следующее количество вторичных обмоток, соединенных по схеме «звезда»:

- первая обмотка для подключения устройств или УСШ учета электроэнергии и контроля ПКЭ (при необходимости обеспечения защиты от несанкционированного доступа и изменения вторичных нагрузок);
- вторая обмотка для подключения устройств или УСШ первого комплекта РЗА и измерений;
- третья обмотка для подключения устройств или УСШ второго комплекта РЗА и измерений.

Для ТН сети 6-35кВ, при необходимости, должна применяться третья обмотка класс точности не хуже 3Р, соединенная по схеме «открытый треугольник».

Допускается на ПС с архитектурой III выполнять подключение УСШ учета электроэнергии и контроля ПКЭ к первой и/или второй обмотке ТН при условии обеспечения защиты обмоток от несанкционированного доступа.

Указанные обмотки должны иметь класс точности не хуже 0,2 для 110 кВ и выше; не хуже 0,5 – для остальных классов номинального напряжения.

11.13 На ПС с архитектурой III для обеспечения точности, соответствующей или превосходящей точность традиционных измерительных каналов, необходимо в совокупности применять следующие способы (подходы):

- использовать ЦТТ (ТТ) и ЦТН (ТН), УСШ и другие устройства, применяемые в измерительных каналах, с необходимыми классами точности;
- обеспечить целостность и резервирование (при необходимости) потоков SV.

11.14 В шине процесса должны использоваться следующие цифровые потоки данных согласно [1], [2]:

- для целей РЗА и ПА – SV80;
- для целей измерений, технического и расчетного учета электроэнергии – SV256 или SV80 (при условии обеспечения необходимого класса точности);
- для целей контроля ПКЭ – SV256.

На время проведения технического обслуживания, поверки и ремонта допускается снижение дискретности SV потоков расчетного учета электроэнергии и контроля ПКЭ при условии соответствия классов точности резервируемых обмоток и/или УСШ.

11.15 Рекомендуется использовать различные цифровые порты одного ЦТТ, ЦТН или УСШ для передачи SV-потоков для различных целей (систем) при условии:

- обеспечения защиты от несанкционированного доступа и изменения параметров объединительного модуля;
- возможности проведения регламентных работ без ущерба для целостности и точности SV-потоков всех заинтересованных потребителей;
- физической и логической независимости портов;
- соответствия характеристик SV-потоков требованиям, установленным для указанных целей (систем).

12 Релейная защита, автоматика и противоаварийная автоматика

12.1 Общие положения

12.1.1 Релейная защита, автоматика и ПА выполняется с учетом требований СН 4.04.05, положений СП 4.04.07 и настоящего документа.

12.1.2 В настоящем подразделе приведены общие требования к РЗА не зависящие от архитектуры ПС. Особенности реализации РЗА для ПС с разной архитектурой приведены в подразделах 12.2 и 12.3.

12.1.3 Релейная защита, автоматика и ПА ПС выполняется на основании задания на проектирование с учетом:

- требований ТНПА;
- актов обследования технического состояния оборудования РЗА и цепей вторичной коммутации;
- результатов оценки электромагнитной обстановки на электроэнергетических объектах;
- исходных данных для выполнения расчетов токов короткого замыкания и расчета уставок РЗА данного объекта;
- решений по реконструкции устройств РЗА смежных энергообъектов;
- требований заводов-изготовителей первичного электрооборудования;
- рекомендаций заводов-изготовителей устройств РЗА.

12.1.4 Проектная организация на стадии проектирования должна учесть предложения эксплуатирующих организаций, если эти предложения не противоречат ТНПА.

12.1.5 Проектные расчеты уставок устройств РЗА отходящих линий напряжением 6-35 кВ выполняются по требованию заказчика (указывается в задании на проектирование). Для выполнения данных расчетов заказчик предоставляет следующие исходные данные одновременно с выдачей задания на проектирование:

- схема распределительной сети и подробное описание режимов работы сети, для которых должны быть выполнены расчеты;
- параметры элементов сети (марка провода (кабеля), сечение, длина линий, мощность и U_k трансформаторов и т.д.);
- максимальные нагрузки по линиям.

12.1.6 Для линий напряжением 330-750 кВ, как правило, должны предусматриваться два или три (для линий, отходящих от атомной электростанции, или по требованию заказчика) комплекта РЗА, каждый из которых обеспечивает защиту присоединения от всех видов повреждений, дальнейшее резервирование и, при необходимости, функции ПА.

12.1.7 Для ШР напряжением 330-750 кВ, как правило, должны предусматриваться два комплекта РЗА, обеспечивающее защиты ШР от всех видов повреждений и функции ПА.

12.1.8 Для защиты шин (ошиновок АТ и реакторов) 330-750 кВ должны предусматриваться два комплекта дифференциальной защиты с торможением. Защиты ошиновок АТ и реакторов напряжением 330 кВ допускается выполнять в составе защит соответствующих присоединений.

12.1.9 Для каждого выключателя напряжением 330-750 кВ, как правило,

должны предусматриваться два комплекта РЗА, выполняющих функции резервирования отказа выключателя, автоматического повторного включения и автоматики выключателя.

12.1.10 Для присоединений напряжением 110-220 кВ, как правило, должны предусматриваться два комплекта РЗА, каждый из которых обеспечивает защиту присоединения от всех видов повреждений, дальнейшее резервирование, автоматическое повторное включение и функции автоматики выключателя.

12.1.11 Для защиты шин напряжением 110-220 кВ, как правило, должны предусматриваться два комплекта дифференциальной защиты шин с торможением.

12.1.12 Для каждого выключателя 110-220 кВ должна предусматриваться функция резервирования отказа выключателя в двух комплектах РЗА (присоединений и/или шин).

12.1.13 Для обходного выключателя напряжением 110-220 кВ должны предусматриваться два равноценных комплекта РЗА.

12.1.14 Количество групп уставок комплекса РЗА обходного выключателя согласовывается с заказчиком. Допускается загрузка необходимой группы уставок по команде из АСУТП.

12.1.15 При наличии на присоединениях, переводимых на обходной выключатель, быстродействующих защит с ускорением через отдельное(ые) устройство(а) передачи команд, должен быть предусмотрен, как правило, перевод цепей ускорения на РЗА обходного выключателя.

12.1.16 При наличии на переводимых на обходной выключатель присоединениях дифференциальных защит линий и быстродействующих защит, работающих по опто-каналам или с использованием каналобразующей аппаратуры по ВОЛС (интерфейс связи с устройством РЗА – [9]), должен быть предусмотрен перевод данных комплектов защит по цепям тока, напряжения и действия.

12.1.17 Для трансформатора напряжением 35 кВ и выше должны предусматриваться два комплекта РЗА.

12.1.18 Для АТ напряжением 220-750 кВ должны предусматриваться комплекты резервных защит стороны ВН и СН.

12.1.19 Для ЛРТ напряжением 6-35 кВ должны предусматриваться два комплекта РЗА.

12.1.20 Для ошиновки напряжением 6-10 кВ АТ (при наличии токоограничивающего реактора), как правило, должны предусматриваться два комплекта РЗА. Допускается для защиты ошиновки применять защиты (авто)трансформатора или ЛРТ.

12.1.21 Газовые (струйные) реле и технологические защиты трансформаторов (АТ), ЛРТ и ШР должны действовать через два комплекта защит (УСО) с использованием двух независимых контактов указанных реле и защит.

12.1.22 Для поддержания напряжения на шинах напряжением 110-330 кВ с помощью РПН АТ напряжением 220-750 кВ, как правило, должно предусматриваться отдельное устройство автоматического регулирования напряжения трансформатора.

Для поддержания напряжения на шинах напряжением 6-35 кВ с помощью РПН трансформатора напряжением 35-110 кВ и ЛРТ напряжением 6-35 кВ, как пра-

вило, должна предусматриваться функция автоматического регулирования напряжения трансформатора в составе защит трансформатора (ЛРТ).

12.1.23 Для выключателей напряжением 110 кВ (авто)трансформатора напряжением 220-750 кВ, как правило, должны предусматриваться два комплекта защиты и автоматики выключателя.

Для выключателей напряжением 110 кВ трансформатора напряжением 110 кВ, как правило, должен предусматриваться один комплект защиты и автоматики выключателя с функциями резервных защит трансформатора.

12.1.24 Для выключателей напряжением 6-35 кВ (авто)трансформатора, как правило, должен предусматриваться один комплект защиты и автоматики выключателя с функцией УРОВ.

12.1.25 Для секционного выключателя напряжением 6-35 кВ должен предусматриваться один комплект защиты и автоматики выключателя.

12.1.26 Защита шин напряжением 6-35 кВ на ПС 35 кВ и выше должна, как правило, выполняться в виде ЛЗШ (логической защиты шин) и дуговой защиты. По требованию заказчика допускается применение дифзащиты шин с торможением.

12.1.27 Функция АВР секций напряжением 6-35 кВ, как правило, должна быть реализована в комплекте РЗА секционного выключателя или вводных выключателей секций, АВР трансформатора – в составе защит трансформатора или автоматики выключателя ВН. Для сложных схем АВР или по требованию заказчика допускается применение отдельного устройства с функцией АВР.

12.1.28 Для остальных присоединений РУ напряжением 6-35 кВ должен предусматриваться один комплект РЗА.

12.1.29 Функции РЗА ТН напряжением 6-35 кВ должна быть реализована в составе отдельного устройства РЗА ТН 6-35 кВ или в составе устройства РЗА вводного выключателя или трансформатора. Если функции РЗА ТН реализованы в составе отдельного устройства РЗА ТН 6-35 кВ или по требованию заказчика, должно быть предусмотрено резервирование функций контроля сети 6-35 кВ в составе устройства РЗА вводного выключателя трансформатора.

12.1.30 На присоединениях напряжением 6-35 кВ, отказ выключателя которых не резервируется защитами питающих присоединений (вводного и секционного выключателя) допускается, по согласованию с заказчиком, установка второго комплекта защит (ближнее резервирование).

12.1.31 Защита от замыканий на землю на присоединениях напряжением 6-35 кВ при низкоомном резистивном заземлении нейтрали должна обеспечивать селективное отключение поврежденного присоединения за минимально возможное время. Защита должна выполняться в соответствии с требованиями СТП 33240.20.187.

12.1.32 Должно предусматриваться оперативное управление режимами РЗА по месту – с кнопок управления устройств РЗА и, по требованию заказчика, дистанционное – с помощью средств АСУТП.

12.1.33 В цепях тока и напряжения РЗА должны быть установлены коммутационные устройства (испытательные блоки), обеспечивающие видимый разрыв и возможность подключения испытательной установки.

В цепях отключения (включения) выключателей и взаимодействия между устройствами РЗА для обеспечения возможности их оперативного управления

должны быть установлены переключающие устройства, обеспечивающие двойной разрыв цепей. Вид переключающего устройства (ключи, испытательные блоки и т.д.) согласовывается с эксплуатирующей организацией.

Дополнительно в цепях питания, тока и напряжения допускается использование клеммников с размыкателями, обеспечивающие возможность подключения испытательной установки (средств измерения).

12.1.34 На подстанциях с архитектурой II и III положение всех коммутационных устройств должно контролироваться и регистрироваться в УСО, УСШ (цепей ТТ и ТН) или устройствах РЗА.

12.1.35 В пределах одного вновь проектируемого или реконструируемого объекта, как правило, должны применяться микропроцессорные устройства РЗА не более трех производителей.

12.1.36 Используемые устройства должны удовлетворять требованиям ТНПА (к электропитанию, электромагнитной совместимости, надежности, ИБ и т.д.).

12.1.37 Применяемые устройства РЗА, как правило, должны иметь:

- два цифровых интерфейса 100BASE-FX (не хуже) для подключения к шине станции с поддержкой протоколов GOOSE и MMS и протоколов резервирования PRP (обязательно) и HSR (при необходимости);

- два цифровых интерфейса 100BASE-FX (не хуже) для подключения к шине процесса (на подстанциях с архитектурой III, при необходимости подключения устройства к шине процесса) с поддержкой протоколов SV и GOOSE и протоколов резервирования PRP (обязательно) и HSR (при необходимости).

12.1.38 Использование протокола Modbus допускается только для независимых защит трансформаторов и дуговых защит (при соответствующем обосновании).

Использование других протоколов не допускается.

12.1.39 Применение других технических решений допускается при наличии технико-экономического обоснования или по требованию заказчика.

12.1.40 Силовые выключатели напряжением 6-35 кВ должны иметь один соленоид включения и один соленоид отключения. Допускается по требованию заказчика применение выключателей 6-35 кВ с одним соленоидом включения и двумя соленоидами отключения.

Силовые выключатели напряжением 110 кВ и выше должны иметь один соленоид включения и два соленоида отключения, выключатели трансформаторов 110 кВ, оснащенных независимой защитой, – один соленоид включения и три соленоида отключения.

Допускается на ПС с архитектурой II и III или по требованию заказчика применение выключателей 110 кВ и выше с двумя соленоидами включения и двумя (тремя) соленоидами отключения.

12.2 Релейная защита и автоматика подстанции с архитектурой I

12.2.1 Для схем «треугольник» и «четыреугольник» РУ 220-330 кВ должны применяться следующие технические решения:

- два или три (см. 12.1.6-12.1.10) комплекта РЗА каждого присоединения, обеспечивающих защиту присоединения от всех видов повреждений и ПА;

– два комплекта защиты и автоматики для каждого выключателя (см. 12.1.9, 12.1.12);

– два комплекса защиты ошиновки АТ или ШР (см. 12.1.8).

12.2.2 Для схем «трансформатор-шины с полуторным присоединением линий», «полуторная», «трансформатор-шины с присоединением линий через два выключателя» и других схем с двумя выключателями на поле РУ 330 кВ должны применяться следующие технические решения:

– два или три комплекта РЗА каждого присоединения;

– два комплекта защиты и автоматики для каждого выключателя (см. 12.1.9);

– два комплекта защиты шин (ошиновки АТ или ШР) (см. 12.1.8).

Допускается применение двух комплектов защиты и автоматики, выполняющих функции защиты и автоматики двух выключателей.

12.2.3 Для всех схем РУ 750 кВ должны применяться следующие технические решения:

– два или три комплекта РЗА каждого присоединения (см. 12.1.6-12.1.7);

– два комплекта защиты и автоматики для каждого выключателя (см. 12.1.9);

– два комплекта защиты шин (ошиновки АТ или ШР) (см. 12.1.8).

12.2.4 Для присоединений и шин 110-220 кВ должны предусматриваться защиты и автоматика в соответствии с 12.1.10-12.1.16.

12.2.5 Для трансформаторов 35 кВ и выше должны предусматриваться защиты в соответствии с 12.1.17, 12.1.21-12.1.24.

12.2.6 Для АТ напряжением 220-750 кВ и ЛРТ напряжением 6-35 кВ должны предусматриваться защиты и автоматика в соответствии с 12.1.18-12.1.24.

12.2.7 Для присоединений напряжением 6-35 кВ должны предусматриваться защиты и автоматика в соответствии с 12.1.25-12.1.31.

12.3 Релейная защита и автоматика подстанции с архитектурой II и III

12.3.1 Создание ПС с архитектурой II и III на базе существующей (реконструкция) должна производиться комплексно, с полной заменой РЗА всего энергообъекта.

12.3.2 Для схем «треугольник» и «четырёхугольник» РУ напряжением 220-330 кВ должны применяться следующие технические решения:

– два или три комплекта РЗА каждого присоединения (см. 12.1.6, 12.1.10);

– два комплекта защиты и автоматики для каждого выключателя (см. 12.1.9, 12.1.12);

– два комплекса защиты ошиновки АТ или ШР (см. 12.1.8).

12.3.3 Для схемы «трансформатор-шины с присоединением линий через два выключателя» и других схем с двумя выключателями на поле РУ напряжением 330 кВ должны применяться следующие технические решения:

– два или три комплекта РЗА каждого присоединения (см. 12.1.6-12.1.7);

– два комплекта защиты и автоматики двух выключателей поля (см. 12.1.9);

– два комплекса защиты шин (ошиновки АТ или ШР) (см. 12.1.8).

12.3.4 Для схем «трансформатор-шины с полуторным присоединением линий» и «полуторная» РУ напряжением 330 кВ должны применяться следующие техниче-

ские решения:

- два или три комплекта РЗА каждого присоединения (см. 12.1.6-12.1.7);
- два комплекта защиты и автоматики для трех выключателей поля (см. 12.1.9);
- два комплекта защиты шин (ошиновки АТ или ШР) (см. 12.1.8).

12.3.5 Для всех схем РУ напряжением 750 кВ должны применяться следующие технические решения:

- два или три комплекта РЗА каждого присоединения (см. 12.1.6-12.1.7);
- два комплекта защиты и автоматики для каждого выключателя (см. 12.1.9);
- два комплекта защиты шин (ошиновки АТ или ШР) (см. 12.1.8).

12.3.6 Для присоединений и шин напряжением 110-220 кВ должны предусматриваться защиты и автоматика в соответствии с 12.1.10-12.1.16.

12.3.7 Для трансформаторов напряжением 35 кВ и выше должны предусматриваться защиты в соответствии с 12.1.17, 12.1.21-12.1.24.

12.3.8 Для АТ напряжением 220-750 кВ и ЛРТ 6-35 кВ должны предусматриваться защиты и автоматика в соответствии с 12.1.18-12.1.24.

12.3.9 Для присоединений напряжением 6-35 кВ должны предусматриваться защиты и автоматика в соответствии с 12.1.25-12.1.31.

12.3.10 На ПС архитектуры II для каждого присоединения ОРУ (ЗРУ, КРУЭ) 110-750 кВ должны применяться, как правило, два комплекта УСО, предназначенные для интеграции оборудования ячейки в шину станции. УСО должны размещаться в шкафу управления ячейки, устанавливаемого возле силового оборудования, или в ячейке КРУ(ЗРУ).

12.3.11 На ПС архитектуры III для каждого присоединения ОРУ (ЗРУ, КРУЭ) 110-750 кВ должны применяться два комплекта УСО, предназначенные для интеграции оборудования ячейки в шину станции. УСО должны размещаться в шкафу управления ячейки, устанавливаемого возле силового оборудования, или в ячейке КРУ(ЗРУ).

12.3.12 На ПС архитектуры III для присоединений напряжением 110 кВ допускается размещение двух комплектов УСШ и УСО ячейки в шкафу управления ячейки.

12.3.13 На ПС архитектуры II и III для каждого (авто)трансформатора, ШР, ЛРТ должны применяться два УСО, предназначенные для интеграции оборудования ячейки в шину станции. УСО должны размещаться в отдельном шкафу.

Газовые (струйные) реле и технологические защиты (авто)трансформаторов, ЛРТ и ШР должны заводиться в два комплекта УСО с использованием двух независимых контактов указанных реле и защит.

12.3.14 На ПС архитектуры II и III для каждого вводного выключателя напряжением 10-35 кВ должны применяться два УСО, предназначенные для интеграции оборудования ячейки в шину станции. УСО должны размещаться в ячейке КРУ(ЗРУ) вводного выключателя напряжением 10-35 кВ или в отдельном шкафу.

12.3.15 На ПС 110 кВ архитектуры II допускается применение следующего технического решения:

- формирование цепей питания соленоидов включения и отключения (пер-

вого и второго комплектов) выключателей выполняется в шкафу РЗА в ОПУ;

- устройства РЗА воздействуют непосредственно на соленоиды включения и отключения;

- сбор информации о положении выключателя выполняется «сухими контактами» непосредственно в устройства РЗА совместно (на одном опертоке и в одном кабеле) с цепями питания и цепями включения и отключения выключателя;

- сбор сигналов газовых защит, защит РПН и технологических защит трансформаторов выполняется «сухими контактами» непосредственно в устройства РЗА;

- сбор остальной информации по силовому оборудованию ячейки ОРУ (ЗРУ, КРУЭ) напряжением 6-110 кВ (трансформатор, выключатель, разъединитель и т.д.) и управление этим оборудованием выполняется с использованием одного УСО. УСО должен размещаться в шкафу управления ячейки, в шкафу, устанавливаемому возле силового оборудования, или в ячейке КРУ(ЗРУ).

12.3.16 В шкафу КРУ секционного выключателя и выключателя присоединения 10-35 кВ должно устанавливаться устройство РЗА, интегрируемый в шину станции с использованием протоколов MMS и GOOSE [8].

12.3.17 На ПС архитектуры III должно быть предусмотрено переключение функций устройства РЗА с основного потока напряжения на резервный при выводе в ремонт или неисправности основного ТН. Как правило, переключение должно выполняться автоматически с учетом положения выключателей и разъединителей.

12.3.18 На ПС архитектуры III для присоединений напряжением 330 кВ и выше рекомендуется применять автоматическое переключение РЗА присоединения на поток ТН шин или смежного присоединения при первом включении или автоматическом повторном включении и автоматический возврат на основной поток. Переключение должно выполняться с учетом используемого для опробования выключателя, а также положения других выключателей и разъединителей.

12.3.19 На ПС напряжением 330 кВ и выше архитектуры III могут, по требованию заказчика, предусматриваться «подменные» комплекты защит, которые вводятся в работу вместо неисправного комплекта защит ВЛ и (авто)трансформатора. Подменный комплект должен быть подключен к отдельному коммутатору шины процесса, на который должны быть направлены необходимые SV потоки, и к шине станции. Ввод в работу подменного комплекта защит (настройка VLAN и/или фильтрации на порту коммутатора шины процесса, «заливка» и проверка конфигурации) должен выполняться дистанционно.

12.3.20 На ПС архитектуры III все устройства РЗА должны обеспечивать контроль качества и специальных меток SV потоков и выполнять автоматический перевод на резервный поток и/или блокировать функции, которые могут работать неправильно.

ЦТН, ЦТТ и УСШ должны иметь функцию самодиагностики, обеспечивающую блокирование SV потоков или присваивающую им соответствующие метки при обнаружении внутренней или внешней неисправности. Дополнительно должны контролироваться испытательные блоки и защитные аппараты в цепях обработки классических ТТ и ТН.

12.3.21 Защитные функции, которые могут ложно работать при неисправностях в цепях ТН или SV потоков ТН, должны блокироваться отдельной функцией,

выполняющей контроль измеряемых напряжений и токов (при необходимости).

12.4 Регистрация аварийных процессов

12.4.1 Регистрация аварийных процессов и событий должна выполняться с использованием функции в составе защит присоединений.

12.4.2 На ПС с архитектурой I и II по требованию заказчика дополнительно могут устанавливаться регистраторы аварийных процессов, обеспечивающие запись аналоговых значений токов и напряжений, а также регистрацию дискретных сигналов.

Регистраторы аварийных процессов должны подключаться к вторичным обмоткам ТН класса 0,5 и обмоткам ТТ, аналогичным используемым для подключения устройств РЗА (11.11).

12.4.3 На ПС с архитектурой II и III по требованию заказчика могут устанавливаться специализированные регистраторы аварийных процессов, обеспечивающие запись SV потоков и GOOSE сообщений. Регистраторы должны иметь необходимое количество Ethernet портов для подключения к отдельным сегментам шины процесса и шины станции и поддерживать протокол резервирования PRP.

12.5 Определение места повреждения на линиях

12.5.1 ОМП на линиях напряжением 330-750 кВ и линиях напряжением 110 кВ большой протяженности или проходящих по территории городов должно выполняться, как правило, волновым методом с использованием отдельного устройства ОМП или функции в составе защиты линии.

Выполнение расчета должно выполняться в устройстве или на ДП по данным двух устройств ОМП установленных на разных концах линии.

12.5.2 ОМП на остальных линиях напряжением 110-220 кВ должно выполняться с использованием функций ОМП в составе защит линий. Допускается дополнительно использовать функцию ОМП в регистраторах аварийных процессов или использовать специальное ПО, использующее данные регистрации аварийных процессов устройств защиты присоединений.

12.6 Противоаварийная автоматика

12.6.1 Разработка ПА должна выполняться с учетом требований СН 4.04.05, положений СП 4.04.07 и настоящего стандарта.

12.6.2 Разработка ПА должна выполняться на основе результатов расчетов устойчивости энергосистемы.

12.6.3 На основании анализа результатов расчетов статической и динамической устойчивости должна быть разработана структурная схема комплекса ПА региона или скорректирована существующая структурная схема. В соответствии с новой структурной схемой комплекса ПА региона выполняется размещение требующихся устройств ПА на проектируемой и других связанных с ней ПС.

12.7 Организации каналов связи релейной защиты и автоматики

12.7.1 Организации каналов связи РЗА должна выполняться с учетом требований СН 4.04.05 (раздел 15.5), положений СП 4.04.07 (раздел 15.9) и настоящего стандарта.

12.7.2 Организация каналов связи ПА должна выполняться с учетом положений СТП 33240.20.569 и ГОСТ 34045.

12.7.3 При применении отдельных устройств ПА, передача аварийных сигналов и команд противоаварийного управления с одного энергетического объекта на другой, допускается с использованием GOOSE сообщений. При этом должна быть организована отдельная сеть передачи данных (не связанная с ЛВС ПС) с использованием волоконно-оптического кабеля и отдельных коммутаторов или с использованием каналообразующей аппаратуры. Устройства ПА должны подключаться к этой сети с использованием отдельных портов Ethernet. (не связанные с ЛВС ПС) в устройствах ПА. Допускается организация отдельной сети передачи данных по «кольцевой» схеме с использованием протокола резервирования HSR путем объединения устройств ПА, находящихся на разных ПС, с использованием волоконно-оптического кабеля.

12.7.4 На ПС с архитектурой II и III отдельные устройства передачи команд РЗА должны подключаться непосредственно в шину станции и передавать команды с использованием протокола GOOSE без использования дополнительных устройств.

12.8 Автоматизированная система мониторинга РЗА

12.8.1 Автоматизированная система мониторинга РЗА (АСМ РЗА) должна выполняться с учетом требований настоящего стандарта, а также требованиями других ТНПА, не противоречащих настоящему стандарту.

12.8.2 АСМ РЗА предназначена для:

- для непрерывного контроля исправности компонентов и вторичных цепей, а также режима работы устройств РЗА, и оперативного оповещения о возникновении отклонений от нормального состояния;
- анализа работы устройств (функций) РЗА;
- проведения технического обслуживания устройств РЗА по состоянию.

12.8.3 АСМ РЗА должна выполняться как иерархическая двухуровневая информационная система. Нижний уровень реализуется на ПС и обеспечивает автоматический сбор и передачу на верхний уровень данных мониторинга устройств РЗА и, при необходимости, информации от АСУТП. Верхний уровень реализуется на уровне РУП Облэнерго и/или филиала электрических сетей и обеспечивает обработку информации и анализ работы устройств (комплексов) РЗА.

12.8.4 На уровне ПС функции АСМ РЗА могут быть реализованы в составе АСУТП и/или в виде отдельной программно-аппаратной системы.

12.8.5 На уровне РУП Облэнерго и/или филиала электрических сетей программно-технический комплекс сбора, обработки и анализа данных мониторинга устройств РЗА всех энергообъектов предприятия выполняется на основании отдельного задания (требований) с учетом действующих ТНПА.

12.8.6 АСМ РЗА должна выполнять следующие основные группы функций:

- а) в нормальном нагрузочном режиме работы энергообъектов:
 - мониторинг исправности устройств РЗА;
 - контроль изменения уставок и конфигурации устройств РЗА;
- б) в режиме возникновения аварийных событий на энергообъектах:
 - мониторинг срабатываний и пусков устройств РЗА;

- анализ развития аварии;
- анализ правильности работы устройств РЗА.

12.8.7 В нормальном нагрузочном режиме работы энергообъекта, АСМ РЗА ПС (нижний уровень), как правило, должна обеспечивать выполнение следующих функций:

а) сбор данных мониторинга устройств РЗА и смежных информационных систем и устройств, выступающих источниками данных согласно 12.8.9;

б) мониторинг исправности устройств РЗА, включающий:

- контроль внешних каналов связи;
- наличие питания устройств;
- исправность питания входных и выходных цепей (при наличии технической возможности);
- контроль исправности аналоговых каналов (цепей тока и напряжения);
- контроль исправности каналов передачи MMS и GOOSE сообщений;
- контроль автоматических перезагрузок устройств;
- контроль сигналов самодиагностики аппаратного и программного обеспечения;

в) контроль изменения режимов работы, уставок и конфигураций устройств РЗА, включающий:

- контроль положений переключающих устройств РЗА;
- контроль изменений уставок и параметров настройки устройств РЗА, включая параметры свободной программируемой логики;

г) формирование отчетов по результатам мониторинга устройств РЗА на энергообъекте.

12.8.8 В режиме возникновения аварийных событий на энергообъектах, АСМ РЗА ПС (нижний уровень), как правило, должна обеспечивать выполнение следующих функций:

а) функции, согласно п.12.8.7;

б) сбор данных работы функции определение места повреждения на ЛЭП;

в) сбор данных функции регистрации аварийных событий устройств РЗА;

в) сбор данных о срабатывании и пусках устройств РЗА;

г) формирование отчетов по результатам мониторинга аварийных событий на энергообъекте.

12.8.9 Перечень источников данных, используемых в АСМ РЗА на уровне ПС, приведен в таблице 12.1.

Таблица 12.1. – Перечень источников данных, используемых в АСМ РЗА на уровне ПС

Наименование источника данных	Тип данных	Порядок формирования (получения)
Устройства РЗА	сигналы самодиагностики устройств РЗА	По факту срабатывания
	сигналы изменения положения переключающих устройств РЗА	По факту срабатывания/ периодически
	измерения параметров электрического режима сети	Периодически
	сигналы об изменении параметров настройки РЗА	По факту срабатывания/ Периодически
	мгновенные значения параметров электрического режима (осциллограммы аварийных процессов)	По факту срабатывания/ периодически
	результаты ОМП на ЛЭП	По факту срабатывания
	сигналы о пусках и срабатываниях РЗА	По факту срабатывания
	сигналы изменения положения коммутационных аппаратов	По факту срабатывания/ периодически
АРМ инженера службы РЗА	файлы параметрирования устройств РЗА (фактические параметры настройки)	По факту срабатывания/ периодически
Устройства ОМП	результаты ОМП на ЛЭП	По факту срабатывания
АСУТП	изменение положения коммутационных аппаратов	По факту срабатывания
	сигналы диагностики устройств РЗА	По факту срабатывания
	сигналы о пусках и срабатываниях устройств РЗА	По факту срабатывания
	осциллограммы аварийных событий устройств РЗА	По факту срабатывания/ периодически
	сигналы контроля параметров цепей оперативного тока	По факту срабатывания/ периодически
Технологическая сеть	сигналы самодиагностики устройств	По факту срабатывания
	перегрев устройства	По факту срабатывания
	неисправность каждого БП устройства	По факту срабатывания
	отсутствие напряжения на вводе каждого БП устройства	По факту срабатывания

12.8.10 В состав источников данных, используемых в АСМ РЗА на уровне ПС архитектуры II и III, дополнительно к устройствам, перечисленным в 12.8.9, должны быть включены микропроцессорные блоки ЦТТ, ЦТН, УСШ, УСО (при их наличии).

Должен обеспечиваться сбор сигналов о неисправностях данного оборудования. Перечень сигналов и способ их получения для данного оборудования определяются при проектировании энергообъектов.

12.8.11 Формирование отчетов АСМ РЗА ПС (нижний уровень) должно выполняться с использованием специализированного программного обеспечения, установленного на стационарном или переносном АРМе.

12.8.12 АСМ РЗА (верхний уровень), как правило, должна обеспечивать выполнение следующих функций:

а) сбор данных мониторинга устройств РЗА от устройств, смежных информационных систем, выступающих источниками данных;

б) сбор данных АСМ РЗА энергообъектов (нижний уровень);

в) формирование отчетов по результатам мониторинга устройств РЗА энергообъектов;

г) формирование отчетов по результатам мониторинга аварийных событий на энергообъектах и электрической сети;

д) автоматизированный анализ развития аварии и правильности срабатываний устройств (комплексов) РЗА энергообъектов и электрической сети;

е) формирование протоколов и рекомендаций по результатам автоматизированного анализа мониторинга аварии и правильности срабатываний устройств РЗА.

На начальном этапе создания АСМ РЗА верхнего уровня должна выполнять функции согласно перечислениям а)-г), поддержка функций согласно перечислениям д)-е) реализуется при соответствующем обосновании и количестве энергообъектов подключенных к АСМ РЗА более 10.

Программно-технический комплекс сбора, обработки и анализа данных мониторинга устройств РЗА уровня РУП Облэнерго и/или филиала электрических сетей должен обеспечивать WEB-интерфейс для организации удаленного доступа к результатам автоматизированного анализа развития аварии и правильности срабатываний устройств (комплексов) РЗА эксплуатационного персонала предприятия.

12.8.13 Мониторинг исправности устройства РЗА выполняется с использованием функции регистрации событий устройства РЗА, а также в соответствии с требованиями п.12.8.15.

12.8.14 Считывание событий устройства РЗА на уровне ПС должно выполняться в автоматическом режиме периодически через настраиваемый интервал времени, но не реже 1 раза в час и при появлении сигнала (при наличии технической возможности) о срабатывании или неисправности устройства РЗА.

12.8.15 Мониторинг исправности входных аналоговых каналов и центрального процессорного устройства РЗА выполняется путем периодического считывания параметров электрического режима (действующих значений токов и напряжений), измеряемых устройством РЗА, и их сравнения с действующими значениями соответствующих величин, измеряемых другим устройством РЗА (например, ДЗШ или второй комплект защит присоединения) или средствами АСУТП.

Неисправность вторичных цепей переменного тока и напряжения определяется по факту превышения заданных порогов расхождения сравниваемых измерений, при условии, что система самодиагностики устройств фиксирует исправное состояние аппаратной и программной части устройств РЗА (АСУТП).

Сравнение измеренных величин должно выполняться для всех наблюдаемых устройств РЗА с настраиваемой периодичностью, но не реже 1 раза в час.

Как правило, функция должна выполняться на уровне ПС средствами АСУТП. Результаты работы функции должны фиксироваться в виде события при каждом факте выхода измерений за заданные уставки.

12.8.16 Контроль изменения режимов работы, уставок и конфигураций устройств РЗА, включая версии программного обеспечения устройств, служит для исключения непреднамеренного или преднамеренного изменения уставок и/или переключающих устройств РЗА, а также потери уставок по внешним или внутренним причинам, и выполняется на уровне ПС:

- в автоматическом режиме, при появлении сигнала об изменении параметров настройки устройств РЗА и/или сигнала об изменении положения переключающих устройств РЗА;
- периодически через настраиваемый интервал времени, но не реже 1 раза в год.

12.8.17 Контроль изменений режимов работы, уставок и конфигураций устройства РЗА на уровне ПС должен выполняться посредством:

- программных компонент доступа к данным специализированного ПО производителей устройств РЗА,
- автоматизированного чтения и анализа файла параметрирования средствами АСМ РЗА напрямую из устройств РЗА.

Файлы уставок и конфигурации, считанные из памяти МП устройств РЗА должны загружаться в АСМ РЗА с контролем версий и выполнением мероприятий по исключению их дальнейшего редактирования или перезаписи.

12.8.18 В устройствах РЗА, как правило, должна быть реализована возможность синхронного, принудительного по внешнему сигналу (от устройства РЗА или АСМ РЗА) пуска функции регистрации аварийных событий в нормальном режиме работы энергосистемы и при возникновении аварийного отключения на ПС, для сравнения и контроля расхождения между собой одноименных векторов токов и напряжений разных устройств РЗА.

12.8.19 Считывание данных регистрации аварийных событий (в формате COMTRADE) устройства РЗА на уровне ПС должно выполняться в автоматическом режиме при появлении сигнала о срабатывании устройства РЗА и периодически через настраиваемый интервал времени, но не реже 1 раза в сутки.

12.8.20 Для обмена данными (измерения, дискретные сигналы, списки событий) между АСМ РЗА устройствами РЗА и смежными информационными системами должны использоваться стандартные протоколы обмена с энергообъекта при передаче измерений и дискретных сигналов:

- с устройствами РЗА – MMS, [10], MODBUS;
- с АСУТП – СТП 09110.48.528-09, [8], [11];
- с оборудованием технологической сети подстанции ЛВС – [8] или SNMP;

– с оборудованием вычислительной техники и связи – SNMP, MODBUS, OPC.

–

Передача файлов осциллограмм аварийных событий, файлов параметрирования может быть организована с использованием вышеперечисленных протоколов либо встроенными сетевыми средствами операционных систем.

12.8.21 Обмен данными (измерения, дискретные сигналы, списки событий) между АСМ РЗА устройствами РЗА и другим оборудованием, поддерживающими протокол MODBUS, должен выполняться, как правило, через АСУТП.

При этом АСУТП должна обеспечивать в автоматическом режиме выполнение следующих функций:

- синхронизацию времени устройств;
- считывание (при наличии технической возможности) списков событий и данных функции регистрации аварийных событий;
- считывание текущих данных с устройств и формирование на их основе списка событий с метками времени;
- передачи данных списков событий и данных функции регистрации аварийных событий в АСМ РЗА с использованием стандартных протоколов в соответствии с 12.8.20.

12.8.22 АСМ РЗА уровня ПС должна обеспечивать автоматическую привязку данных мониторинга устройств РЗА к первичному оборудованию, в том числе с использованием стандартной информационной модели.

12.8.23 Данные мониторинга устройств РЗА, предназначенные для передачи на верхний уровень в предприятия, должны сохраняться в программно-технических средствах АСМ РЗА уровня ПС. Объем накопителей и способ обработки данных (кольцевая запись, автоматическое удаление файловых директорий, сохранение файлов по частям, отложенное сохранение данных, сжатие или другие) должны исключать потерю этих данных при неисправности каналов передачи данных на верхний уровень АСМ РЗА.

12.8.24 Должна быть обеспечена возможность передачи данных на верхний уровень АСМ РЗА с использованием внешних носителей информации или переносного АРМ.

12.8.25 Аппаратные средства АСМ РЗА уровня ПС должны быть синхронизированы с системой обеспечения единого времени ПС с точностью не хуже ± 1 мс, в соответствии с 13.5.

12.8.26 Аппаратные средства АСМ РЗА должны обеспечивать архивирование и хранение данных на резервируемых энергонезависимых носителях.

12.8.27 АСМ РЗА должна иметь встроенную систему самодиагностики, контролирующую состояние ее компонентов (серверов (шлюзов), оборудования технологической сети, обмен информацией с устройствами РЗА и смежными системами, состояние основных прикладных служб и сервисов программного обеспечения).

12.8.28 Обмен данными между АСМ РЗА уровня ПС и АСМ РЗА верхнего уровня должен быть организован с использованием одного или нескольких стандартных протоколов информационного обмена: СТП 09110.48.528-09, [12], SFTP (SSH File Transfer Protocol), HTTPS (HyperText Transfer Protocol Secure).

После сбоя в каналах связи и прерываниях передачи данных АСМ РЗА при последующем восстановлении связи должны быть обеспечены автоматические восстановление соединения и передача данных между компонентами разных уровней АСМ РЗА.

12.8.29 Для передачи данных АСМ РЗА, с уровня ПС на уровень предприятия должны использоваться существующие каналы связи, к которым предъявляются следующие требования:

- минимальная полоса пропускания: 512 кбит/с;
- приоритет канала: нормальный;
- доступность канала: 0,995;
- допустимая потеря пакетов: < 1%;
- максимальная задержка: < 5%;
- интерфейс подключения: Ethernet, 10/100 Мбит/с.

12.8.30 Данные мониторинга устройств РЗА и результаты работы алгоритмов автоматизированного анализа развития аварии и правильности срабатываний устройств (комплексов) РЗА энергообъектов и электрической сети должны храниться в АСМ РЗА РУП Облэнерго и/или филиала электрических сетей в течение всего срока службы устройств РЗА.

12.8.31 На уровне ПС программное обеспечение АРМ АСМ РЗА должно формировать отчетную информацию следующих видов:

- а) журнал событий контролируемых устройств;
- б) журнал изменений параметров настройки и конфигурации устройств РЗА;
- в) протокол мониторинга исправности устройств РЗА;
- в) протокол мониторинга работы устройств РЗА.

Допускается внесение ручных правок в текст протоколов в части:

- информации о работе ненаблюдаемых устройств РЗА;
- предполагаемых причин нарушений, принимаемых мер с описанием технологии устранения нарушений по устранению;
- степень тяжести нарушений работы (критичная или некритичная);
- предполагаемой и фактической даты устранения;
- примечаний.

12.8.32 Для конфигурирования АСМ РЗА (при начальной установке и последующем расширении/изменении состава устройств РЗА) должен поддерживаться импорт файлов конфигурации системы типа SSD, SCD и импорт отдельных файлов описания конфигурации устройств типа ICD, CID, согласно [13], а также сервисы считывания информационной модели устройств РЗА в соответствии с разделом стандарта [14] (Get Server Directory, Get Logical Device Directory, Get Logical Node Directory).

13 Технологическая сеть подстанции

13.1 Общие положения

13.1.1 Технологическая сеть ПС выполняется в соответствии с требованиями СН 4.04.05, положениями СП 4.04.07, [8] и настоящего документа, а также требова-

ниями других ТНПА, не противоречащих настоящему стандарту.

13.1.2 Топология технологической сети ПС должна базироваться на топологии электрической ПС. Шины станции и шины процесса должны быть разделены на две отдельные сети для уменьшения нагрузки на шину станции и исключения единой точки отказа.

Шина станции объединяет микропроцессорные устройства всей ПС и обеспечивает взаимодействие устройств внутри присоединения, различных присоединений и систем ПС между собой, а также с помощью шлюзов с вышестоящими уровнями управления электрической сети, и предназначена для передачи GOOSE и MMS трафика.

Шина процесса объединяет микропроцессорные устройства первичного измерительного (ЦТТ, ЦТН, УСШ) и управляющего оборудования (УСО) с устройствами РЗА, ЦСЭ и другими микропроцессорными устройствами и предназначена для передачи SV и GOOSE трафика.

13.1.3 При необходимости организации прямого доступа со стороны АСУТП, инженерного или других приложений к устройствам шины процесса (например, для контроля) должны применяться маршрутизаторы или специализированные устройства, реализующие функции межсетевого экранирования и защиты от вторжений.

13.1.4 Для шины станции рекомендуется использовать один сегмент сети для всей ПС. В больших сетях шина станции может быть сегментирована, но все сегменты должны быть объединены на уровне ПС.

13.1.5 Через шину станции, как правило, передается основной трафик (GOOSE, MMS, SNTP, SNMP и т.д.), а также трафик различных систем ПС (например, видеонаблюдение). При этом, как правило, трафик, не относящийся к основному должен передаваться через отдельный сегмент сети.

13.1.6 При соответствующем обосновании, допускается передача ограниченного SV трафика по шине станции (например, для передачи SV потоков защиты шин или напряжения в шину процесса другого присоединения или уровня напряжения).

Для этого соединение шины процесса присоединения и шины станции должно быть выполнено с использованием коммутаторов с VLAN и/или возможностью фильтрации многоадресной рассылки. Для шины процесса с HSR должны использоваться RedBox или специализированные устройства с интерфейсом HSR.

При этом, как правило, шина станции должна быть разделена на два сегмента, один из которых обслуживает SV и GOOSE трафик и обеспечивает такое же качество обслуживания, как и шина процесса.

13.1.7 Сегмент шины процесса, как правило, должен быть ограничен присоединениями одной секции шин или одного класса напряжения.

Как правило, шина процесса должны организовываться с использованием нескольких коммутаторов, обслуживающих отдельные ячейки и связанных между собой на скорости 1000 Мбит/с или более. Для организации защиты шин и дифференциальной защиты АТ в таких схемах, как правило, должны устанавливаться отдельные коммутаторы шины процесса, которые напрямую соединяются с коммутаторами шины процесса необходимых присоединений. Для снижения нагрузки на коммутаторы и повышения надежности должна использоваться VLAN и/или фильтрация трафика.

Через шину процесса должен передаваться PTP, SV и, как правило, GOOSE трафик. Допускается передача MMS трафика.

Шина процесса должна обеспечивать гарантированный наихудший срок доставки пакетов в режиме реального времени, который определяется требованиями [8] и техническими возможностями устройств, применяемых в шине процесса.

13.1.8 При построении сети должны в первую очередь рассматриваться следующие основные сетевые топологии:

- для шины процесса – две отдельные сети со схемой «звезда», «дублированная звезда» с технологией резервирования PRP;

- для шины станции – «дублированная звезда» с технологией резервирования PRP;

- для подключения ячеек 10-35 кВ к шине станции – «кольцо с технологией резервирования HSR», подключаемое к шине станции (PRP) с использованием двух RedBox или «дублированная звезда» с технологией резервирования PRP;

- для подключения отдельных устройств, не поддерживающего PRP (SAN), к шине станции (PRP) – подключение к одной сети или подключение к обеим сетям с использованием одного RedBox;

- для подключения вспомогательного оборудования, не поддерживающего PRP (SAN), к шине станции – отдельная сеть со схемой «звезда» подключаемая к шине станции (PRP) с использованием одного RedBox.

13.1.9 Шина станции «дублированная звезда» (с PRP) должна состоять из двух независимых локальных сетей (LAN A и LAN B).

Устройства РЗА, УСО; контроллеры СОПТ и ЩПТ; контроллеры, сервера и шлюзы АСУТП должны поддерживать протокол резервирования PRP и подключаться к двум сетям.

Остальные устройства могут быть подключены только к одной локальной сети (LAN A или LAN B).

Отдельные локальные сети могут состоять из нескольких коммутаторов, соединенных в кольцо.

Каждая из этих сетей должна соответствовать требованиям к пропускной способности, которые существовали бы, если бы использовалась только одна сеть.

Для обеспечения полной избыточности требуется применение DANP устройств (с PRP) и удвоенной сетевой инфраструктуры. Устройства SAN должны подключаться с использованием RedBox или могут обеспечивать избыточность посредством избыточности устройств.

13.1.10 Шина станции «кольцо с технологией резервирования HSR» должна применяться, как правило, для отходящих присоединений 6-35 кВ.

«Кольцо с технологией резервирования HSR» требует применения устройств с поддержкой HSR или RedBox для подключения SAN устройств, а также обязательного применения двух RedBox для подключения к шине станции с PRP.

При применении более одного IED в каждой ячейке, могут применяться HSR RedBox с несколькими портами для подключения IED.

Количество узлов в кольце ограничивается суммарной задержкой, формируемой устройствами кольца, причем максимальная величина определяется приложением (допустимой задержкой времени передачи). Время задержки должно подтвер-

ждаться расчетами.

Для снижения суммарной задержки в кольце может применяться разделение на несколько колец.

Для исключения длительной потери избыточности при отключении устройства в кольце должны применяться схемы с «байпасом».

13.1.11 Шина процесса, как правило, должна строиться с использованием двух независимых сетей со схемой «звезда».

13.1.12 Шина процесса «дублированная звезда» (с PRP) может применяться для обеспечения высокой надежности при использовании одного устройства на присоединение (например, устройства управления). Каждое такое устройство должно быть подключено к двум сетям (LAN A и LAN B) с использованием протокола PRP.

13.1.13 Шина процесса «кольцо с технологией резервирования HSR» может применяться для простых схем с малым количеством устройств в кольце.

Количество узлов в кольце ограничивается суммарной задержкой, формируемой устройствами кольца, причем максимальная величина определяется приложением (допустимой задержкой времени передачи). Время задержки должно подтверждаться расчетами.

13.1.14 При соответствующем обосновании допускается проектировать шину процесса с прямым соединением «точка-точка» между устройствами шины процесса, с применением стандартных интерфейсов Ethernet. Применение нестандартных (фирменных) интерфейсов запрещено. При этом устройства шины процесса должны иметь необходимое количество портов или должны применяться дополнительные УСШ.

13.1.15 Для особых случаев (например, защита шин) должны использоваться устройства с несколькими портами со скоростью 100 Мбит/с или с одним портом со скоростью 1000 Мбит/с.

13.1.16 Для больших сегментов шины процесса в строительном проекте должна быть проверена пропускная способность внутренней шины коммутаторов и выполнена настройка VLAN и/или фильтрации многоадресной рассылки на всех портах.

13.1.17 Требования к надежности на ПС должны соответствовать [15].

13.1.18 На ПС должна применяться комплексная стратегия обнаружения отказов и обслуживания, которая позволит минимизировать время ремонта.

Для ПС, как правило, должна обеспечиваться возможность дистанционной диагностики и обслуживания сетевого оборудования. Также рекомендуется применение модульной конструкции оборудования с возможностью горячей замены модулей.

13.1.19 Для упрощенных схем сети связи без резервирования, при необходимости, должны быть выполнены расчеты надежности сети ПС по [16].

13.1.20 Применение беспроводных устройств в шине процесса и шине станции запрещается.

13.1.21 Для обмена информацией РЗА между энергообъектами и/или внешними системами (АСМ РЗА, службы РЗА и т.д.) должны использоваться шлюзы (сервера) или дополнительные порты в устройствах РЗА и организовываться отдельные сегменты сети передачи данных, не связанные непосредственно с шиной станции и

шиной процесса. В соответствии с [8] возможно несколько видов связи ПС с внешним миром:

- связь между ПС с использованием связи уровня 2 и уровня 3 по [17];
- связь между устройствами фазовых измерений и концентраторами фазовых измерений по [18];
- связь для дистанционной настройки, мониторинга и управления.

Для отдельных сегментов сети передачи данных, выходящих за пределы энергообъекта, должны, как правило, использоваться адреса IPv6.

13.2 Сеть Ethernet на подстанции

13.2.1 В сети должна использоваться многоуровневая система безопасности в соответствии с требованиями раздела 27.

13.2.2 В сети допускается использование только управляемых коммутаторов.

13.2.3 Конечные устройства должны подключаться к коммутаторам, как правило, на скорости 100 Мбит/с с использованием интерфейса 100BASE-FX и оптического кабеля с многомодовыми волокнами 50 мкм (50/125).

13.2.4 Подключение устройств к коммутаторам с использованием интерфейса 100BASE-TX (медь) допускается внутри шкафов или для присоединении устройств к коммутаторам расположенным в соседних шкафах одного ряда. Рекомендуется применять соединительный кабель Cat.6 и разъемы RJ45.

13.2.5 Объединение коммутаторов между собой должно выполняться, как правило, на скорости 1 Гбит/с с использованием интерфейса 1000BASE-LX (между шкафами) и 1000BASE-TX (внутри шкафа). При расстоянии до 550 м, как правило, должен применяться кабель с многомодовыми волокнами 50 мкм (50/125). Для больших расстояний должен использоваться кабель с одномодовыми волокнами и соответствующий интерфейс.

13.2.6 Коммутаторы должны оснащаться двумя источниками питания, подключенными к разным АБ СОПТ. Допускается применение коммутаторов с одним встроенным блоком питания 48 В и двух внешних преобразователей напряжения 220/48В работающих параллельно.

13.2.7 Коммутаторы должны иметь не менее 10% резервных портов для подключения устройств.

13.2.8 Рекомендуется использовать различную цветовую маркировку кабелей и разъемов для каждой ЛВС.

13.2.9 Между шкафами должны использоваться оптоволоконные кабели, подключаемые к оптическим кроссам (патч-панелям) с разъемами типа SC или LC (по требованию заказчика).

13.2.10 Допускается использование патч-кордов для соединения конечных устройств, расположенных на разных шкафах. При этом подключение патч-кордов непосредственно к устройствам не допускается, а должны использоваться промежуточные патч-панели с разъемами типа SC или LC (по требованию заказчика).

13.2.11 Условные обозначения в схемах ЛВС должны соответствовать приведенным в приложении В.

13.2.12 При объединении коммутаторов должен использоваться протокол восстановления RSTP или MRP.

13.2.13 Для разделения трафика (РЗА, АСУТП, АСКУЭ, видеонаблюдение, связь и др.), совместно использующего среду передачи, а также с целью повышения безопасности, должна использоваться технология виртуальных локальных сетей (VLAN). Разделение трафика по VLAN должно выполняться на стадии строительного проекта с учетом приоритезации и логической сегрегации трафика. При необходимости, связь между VLAN должна осуществляться через маршрутизаторы уровня 3.

13.2.14 Для управления трафиком многоадресной рассылки должны использоваться VLAN и/или фильтрация по MAC-адресам.

13.2.15 Должно применяться статическое управление многоадресной рассылкой. Многоадресные фильтры портов коммутаторов должны быть определены на стадии строительного проекта. Динамическое управление многоадресной рассылкой запрещено.

13.2.16 Рекомендуется применять коммутаторы, поддерживающие мониторинг, конфигурирование и управление с использованием протокола MMS.

13.3 Адресация на подстанции

13.3.1 В пределах ПС должна применяться одна сеть или несколько подсетей, использующие IPv4 адреса из диапазона частных блоков адресов В (172.16.0.0 - 172.31.255.255).

13.3.2 Все устройства, которые должны связываться между собой, должны быть настроены с одной маской подсети. При необходимости, допускается взаимодействие ограниченного количества устройств из разных подсетей с использованием маршрутизации.

13.3.3 Устройства должны иметь статические IP-адреса. IP-адреса и IP-маски являются свойством каждого устройства. В случае замены устройства, замещающее устройство должно получать тот же IP-адрес.

13.3.4 Распределение IP-адресов должно происходить после присвоения имен основным объектам. Рекомендуется присваивать имена объектов в соответствии с [19].

13.3.5 Как правило, должна использоваться следующая структура IP-адресов, соответствующая правилам присвоения имен устройств (D1Q01A1).

172.NET.BAY.DEVICE (172.сеть.присоединение.устройство)

Поле NET (172.16.xxx.xxx - 172.29.xxx.xxx) присваивается с учетом уровня напряжения и принятого решения по разделению сетей и определяет физически независимые сети. Нумерация начинается с самого высокого уровня напряжения, доступного на соответствующей ПС.

NET (172.30.xxx.xxx) используется для общесистемного трафика (не относящегося к [8]).

На небольших ПС АСУТП должна использовать одну плату Ethernet и маску 255.240.0.0. На больших ПС АСУТП сети должны поддерживаться отдельно, используя различные платы Ethernet с различными адресами, например 172.16.xxx.xxx, 172.17.xxx.xxx и т.д. и одинаковой маской 255.255.0.0.

Поле BAY присваивается в соответствии со следующими правилами:

0 – используется для выделенных устройств уровня станции или системной

функции.

1-150 – используются для присоединений с учетом их номера.

170-179 – используются для «виртуальных присоединений» (замена реальных устройств путем моделирования или расчета, согласно [13]).

201-250 – используются для сетевых устройств уровня станции по [8].

172.30.0.xxx – подстанционная сеть (не [8]).

Поле DEVICE связано с функциональностью IED и присваивается в соответствии со следующими правилами:

1-10 – адреса устройств управления или устройств РЗА фидера;

11-19 – адреса устройств первого комплекса РЗА присоединения

21-29 – адреса устройств второго комплекса РЗА присоединения

31-39 – адреса устройств третьего комплекса РЗА присоединения или автоматики/ПА присоединения

41-45 – адреса устройств мониторинга присоединения

51-59 – измерительных устройств присоединения

61-69 – адреса устройств АСКУЭ присоединения

71-79 – адреса устройств УСШ присоединения

81-99 – адреса устройств УСО присоединения

100 – адрес коммутатора присоединения или станции (PRP или сеть А)

200 – адрес коммутатора присоединения или станции (сеть В)

В PRP две отдельные аналогичные локальные сети работают параллельно. Каждое двунаправленное устройство имеет тот же IP-адрес, который будет использоваться для сети без резервирования по обоим портам. Устройства, подключаемые только в одной локальной сети, в частности мосты и RedBox, должны иметь отдельный IP-адрес. Устройства, подключаемые к сети А именуется в соответствии с общими правилами. Для устройств, подключаемых только к сети В к числу в поле DEVICE добавляется 100.

13.4 Оценка производительности и управление трафиком

13.4.1 При проектировании должна выполняться оценка загрузки и времени задержки в сети во всех режимах работы (приложение Г).

Должны быть оценены связи между логическими устройствами и IED, объемы передаваемых/принимаемых данных (SV, GOOSE, MMS).

Дополнительно должен быть оценен трафик, не относящийся к [8]. Например, трафик синхронизации часов, видеонаблюдения и т.д.

Задержки передачи кадров для различных видов трафика должны соответствовать требованиям [15].

13.4.2 Суммарная загрузка транковых портов Ethernet 100BaseTX/FX не должна превышать 70% (рекомендуемая – 50%). Для магистральных портов Ethernet 1000BaseTX/LX – 50% (рекомендуется – 30%).

13.4.3 SV поток от источника до получателя во всех режимах работы сети должен проходить не более чем через 5 сетевых устройств (коммутатор, RedBox и т.д.).

13.4.4 Поставщик оборудования (системный интегратор) должен оценить влияние алгоритмов управления доступом к среде (MAC) на назначение адресатов мно-

гоадресной рассылки назначения и предоставить рекомендации по назначению MAC-адресов. Возможно использование рекомендаций [3] (приложения В) или [1] (приложения В).

13.4.5 Для уменьшения трафика Клиент/Сервер (C/S, одноадресный) должны применяться VLAN.

13.4.6 Для уменьшения трафика многоадресной рассылки (GOOSE и SV) должны применяться деление на изолированные подсети, VLAN и многоадресная фильтрация.

13.4.7 В схеме «кольцо» многоадресный трафик и VLAN должны отправляться в обоих направлениях внутри кольца, поскольку невозможно определить, где в физическом кольце сетевой порт был заблокирован протоколом RSTP.

13.4.8 В сетях с PRP VLAN и фильтрация многоадресной передачи должны быть сконфигурированы одинаково. Если параллельные сети не идентичны, необходимо проконтролировать, что конечный узел с PRP принимает многоадресные сообщения по обеим сетям на обоих интерфейсах.

13.4.9 Для обеспечения приоритетов рекомендуется применять GOOSE и SV трафик с приоритетом. Должна использоваться маркировка приоритета 802.1Q для защиты критического трафика от низкоприоритетного MMS трафика.

13.4.10 VLAN должен применяться для туннелирования связи ПС – ПС по [17], чтобы предотвратить распространение «всплесков» на другую ПС.

13.4.11 Управление трафиком, как правило, должно быть спроектировано с помощью программных средств, которые позволяют графически визуализировать или редактировать топологию сети, оценивать и изменять файлы SCD и определять, какие устройства подписываются на группы многоадресной передачи.

Программные средства должны позволять настраивать сетевые устройства автоматически, основываясь на файле SCD.

13.5 Синхронизация времени

13.5.1 Встроенные часы в устройствах должны быть синхронизированы с глобальной привязкой по времени.

13.5.2 Необходимость в синхронизации УСШ шины процесса зависит от рассматриваемой прикладной архитектуры и топологии сети. В случае локальных функций защит, для которых SV поток формируются одним устройством, необходимости во внешней синхронизации нет. Если данные поступают из разных УСШ (например, для дифференциальной защиты) необходимо синхронизировать устройства сопряжения.

13.5.3 Для шины процесса допускается применение локальной синхронизации часов (без использования спутниковых сигналов точного времени).

13.5.4 При подключении к шине процесса дифференциальных защит линий или устройств фазных измерений должна выполняться абсолютная синхронизация устройств шины процесса с глобальной привязкой по времени.

13.5.5 Точность синхронизации (классы тактовой синхронизации) для разных приложений должна соответствовать требованиям настоящего документа и [15].

13.5.6 Сервер времени на ПС должен принимать спутниковый сигнал точного

времени (GPS, ГЛОНАСС, Галилео).

13.5.7 Для ПС с шиной процесса, дифференциальными защитами линий или системами векторных измерений должны использоваться два сервера времени со специальными помехозащищенными направленными антеннами для приема спутниковых сигналов. Допускается применение атомных часов в качестве одного из серверов времени или серверов времени одного производителя настроенных на прием разных спутниковых сигналов точного времени (например, один – GPS, второй – ГЛОНАСС).

13.5.8 Местные часы в устройствах должны сохранять время в пределах допуска после отключения опорных часов в течение времени (время удержания), достаточного для перехода с основного сервера времени на резервный. Для приложений шины процесса [1] время перехода с основного сервера времени на резервный должно быть не более 5 с.

13.5.9 При проектировании ПС должна использоваться только одна временная база, предпочтительно ТАИ. Любые другие шкалы времени должны быть получены из ТАИ. Шкала времени UTC может использоваться только в АСУТП.

13.5.10 На ПС должны использоваться следующие протоколы синхронизации часов:

- SNTP;
- RTP;
- 1 PPS (по согласованию с заказчиком).

13.5.11 Синхронизация часов устройств шины станции, использующих протоколы [3], должна выполняться с использованием протокола SNTP с точностью не хуже 1 мс.

Должен использоваться протокол NTP v.4.

Синхронизация часов SNTP инициируется клиентом (ведомым часом), который отправляет запрос времени серверу, который отвечает текущим временем. Клиент компенсирует задержки в сети, вычисляя задержку в оба конца между сервером часов и им самим.

Для точной синхронизации с использованием SNTP настройка сети должна обеспечивать симметричное время прохождения запроса времени и ответа. Для этого необходимо использовать маршрутизаторы с фиксированными маршрутами.

13.5.12 Для синхронизации устройств шины процесса, как правило, должен использоваться протокол RTP [6].

13.5.13 Профиль RTP на ПС использует только многоадресную рассылку уровня 2. Маршрутизаторы должны обеспечивать функцию граничных часов, чтобы синхронизировать сегменты сети.

13.5.14 Для RTP могут использоваться два способа коррекции передаваемого времени – «одношаговые» и «двухшаговые» часы. Две схемы могут быть смешаны, если устройства обеспечивают как одношаговую, так и двухшаговую коррекцию часов.

13.5.15 Для RTP рекомендуется использовать алгоритм резервирования мастер-часов – «альтернативный мастер», определенный в [6].

Чтобы ускорить восстановление, предпочтительный резервный мастер должен быть настроен с тайм-аутом Announce короче, чем тайм-аут Announce других

часов. Такой механизм уменьшает коллизии при попытке несколько мастер-часов стать главными после сбоя основных мастер часов.

13.5.16 Для сетей с технологией резервирования PRP и HSR должен использоваться профиль RTP, описанный в [4] (приложение В).

Должно обеспечиваться достижение максимальной точности 1 мкс в максимальном размере сети, состоящей из серии до 16 прозрачных часов.

Допускаются как одношаговая, так и двухшаговая синхронизация (предпочтительной является одношаговая)

13.5.17 В сети PRP гранд-мастер часы должны быть подключены к обеим локальным сетям, либо как DANP, либо через RedBox.

13.5.18 Погрешность синхронизации времени сети HSR должна быть проверена во время разработки и, при необходимости, кольцо должно быть разделено.

13.5.19 При соединении сети PRP с кольцом HSR два RedBox должны обрабатывать сообщения синхронизации, поступающие с основных гранд-мастер часов.

13.5.20 Рекомендуется подключать мастер-часы (RedBox) в кольце HSR с противоположных сторон кольца, чтобы ограничить количество переходов (или прозрачных часов) для каждого узла кольца в нормальном режиме.

13.5.21 RedBox должны поддерживать граничные или прозрачные часы.

Если два RedBox реализуют прозрачные часы, тогда четыре сообщения синхронизации циркулируют по кольцу, и узлы HSR должны обрабатывать все четыре из них.

13.5.22 Гранд-мастер часы должны быть подключены к шине станции и, как правило, к шине процесса.

13.5.23 При подключении гранд-мастер часов только к шине станции, устройства шины процесса должны быть синхронизированы с ними с использованием моста Ethernet или IED с мостовыми функциями, которые должны работать как прозрачные и/или граничные часы RTP, синхронизирующие устройства шины процесса.

Когда опорный тактовый сигнал на шине станции становится недоступным, устройство на шине процесса должно взять на себя роль гроссмейстера, как к шине станции (если она все еще работает), так и к шине процесса. Когда шина станции возобновляет работу, соединительное устройство слагает свою основную роль опорного тактового сигнала.

13.5.24 Резервные часы должны быть запроектированы так, чтобы общий режим отказа был маловероятным и, чтобы наихудшее количество прозрачных часов на пути к обычным часам было меньше или равно такому же значению для основных часов.

13.5.25 При проектировании сети RTP, должен быть достигнут компромисс между затратами на коммутаторы и шлюзы с RTP и количеством IED на ПС, которые должны быть синхронизированы с высокой точностью.

При небольшом количестве этих IED допускается применение 1 PPS, в остальных случаях должна проектироваться сеть коммутаторов с поддержкой RTP.

13.5.26 Для синхронизации устройств шины процесса может использоваться протокол синхронизации 1 PPS. 1 PPS представляет собой непрерывную последовательность импульсов с частотой один импульс в секунду и не несет абсолютное время.

Сигнал 1 PPS должен генерироваться отдельным устройством, синхронизируемым с использованием РТР, и передаваться по прямым волоконным линиям к каждому устройству, для которого требуется точная синхронизация.

13.5.27 Синхронизация времени АСКУЭ должна выполняться согласно СТБ 2096 (пункт 6.1).

13.6 Мониторинг и управление сетью

13.6.1 Сетевые устройства должны обеспечивать непрерывный контроль своей работоспособности и способности поддерживать трафик на портах.

13.6.2 Для мониторинга состояния сетевых устройств должны использоваться протоколы MMS [3] (предпочтительно) и/или SNMP.

13.6.3 АСУТП должна поддерживать SNMP, напрямую или через OPC-сервер.

13.6.4 Для контроля состояния сети и обнаружения сбоев в сети должны применяться специализированные инструменты сетевого мониторинга и диагностики.

13.6.5 Специализированные инструменты сетевого мониторинга должны обеспечивать:

- контроль правильности работы сети;
- контроль правильности настройки сетевых устройств;
- сокращение простоев;
- увеличение производительности;
- быструю и простую визуальную идентификацию сбоев;
- быстрое и точное понимание причины проблемы и ее устранение;
- контроль деградации и неустойчивых нарушений для прогнозирования будущих сбоев.

13.6.6 Специализированные инструменты сетевой диагностики должны обеспечивать:

- получение информации о диагностике сети и проверка работоспособности устройств;
- обнаружение и идентификация любых устройств, подключенных к сети Ethernet (полевые устройства, а также инфраструктурные устройства);
- извлечение информации о сети и связях из любых устройств;
- извлечение MIB из любых управляемых устройств;
- изучение возможностей и параметров устройств, как только они будут доступны удаленно через MMS и/или SNMP;
- помощь в проверке правильности настроек, используемых для управления потоками данных, такими как параметры фильтрации многоадресных рассылок, настройки VLAN;
- идентификацию любых линии связи между устройствами, даже если они логически отключены;
- сравнение обнаруженной топологии с инженерной топологией, определенной в файле SCD, или с ранее сохраненной топологией;
- проверку работоспособности избыточности сети и выдачу аварийных сигналов при изменении нормального состояния потоков;
- предоставление оператору единой оценки работоспособности сети;
- отображения на экране появляющихся предупреждений (включая их ис-

точник, метку времени и статус);

- легкий поиск на схеме устройства, которое генерирует сигнал тревоги;
- анализ сетевого потока данных и выявление проблем на уровне коммуникации;
- анализ сетевого потока данных и выявление проблем на уровне приложений (с использованием тегов уровня приложения и имен функций);
- анализ всего сетевого потока данных ИС ПС (КВОИ) с целью определения нештатных сетевых управляющих и информационных взаимодействий.

13.6.7 К сети ПС может, при необходимости, обеспечиваться удаленное подключение инженера для управления, резервного копирования или восстановления конфигурации сетевых элементов. Дополнительно должны быть приняты специальные меры для обеспечения ИБ.

13.7 Обеспечение безопасности технологической сети

13.7.1 Сетевые устройства должны обеспечивать непрерывный контроль работоспособности технологической сети.

13.7.2 При проектировании технологической локально-вычислительной сети рекомендуется руководствоваться положениями [20].

13.7.3 Все применяемые технические и программные средства, а также организационные мероприятия, применяемые для обеспечения безопасности, должны быть согласованы друг с другом, чтобы исключить непреднамеренные проблемы.

13.7.4 При проектировании активного сетевого оборудования технологической сети должны быть учтены следующие рекомендации:

- на магистральных (соединительных) портах коммутаторов вводить ограничения не рекомендуется;
- на всех портах коммутаторов и маршрутизаторов, к которым подключаются НМІ, шлюзы, сервера времени и инженерные рабочие станции, должны быть настроены VLAN и фильтрация MAC-адресов;
- на всех портах коммутаторов и маршрутизаторов, к которым подключаются IED и УСШ, должны быть настроены VLAN и/или фильтрация MAC-адресов;
- на всех инженерных портах (предназначенных для подключения персонального компьютера) коммутаторов и маршрутизаторов должна быть настроена аутентификация (например, с использованием сервера RADIUS);
- все свободные порты коммутаторов и маршрутизаторов должны выделяться в отдельную VLAN;
- на всех коммутаторах должна создаваться отдельная Management VLAN для передачи информации сервисов мониторинга сетевого оборудования.
- оконечные устройства (включая IED и УСШ) должны быть включены в состав одной или нескольких VLAN.

13.7.5 Защита серверов, компьютеров и рабочих станций должна выполняться в соответствии с требованиями раздела 27.

13.7.6 Для защиты интерфейса «человек-машина» микропроцессорных устройств должно применяться ограничение доступа с использованием паролей.

13.7.7 Обеспечение конфиденциальности, целостности и аутентификации сообщений протоколов, применяемых на ПС, должно базироваться на использовании

рекомендаций стандартов [21].

13.7.8 Сетевое и системное управления информационной инфраструктурой технологической локально-вычислительной сети должно выполняться с учетом положений [22].

14 Автоматизированная система управления технологическими процессами

14.1 АСУТП выполняется в соответствии с требованиями СН 4.04.05, положениями СП 4.04.07 и настоящего стандарта, а также требованиями других ТНПА, не противоречащих настоящему стандарту.

14.2 При проектировании АСУТП необходимо учитывать ее роль как источника полной, своевременной и достоверной информации о режимах и состоянии оборудования ПС и прилегающих участков электрических сетей для автоматизированной системы управления всех уровней иерархии управления в электроэнергетике.

С точки зрения оперативно-технологического управления режимами электрических сетей и энергосистем АСУТП должна быть подсистемой нижнего уровня для иерархических автоматизированных систем диспетчерского управления организации, в чьем оперативном управлении (ведении) находится ПС.

Так же, АСУТП должна быть источником необходимой информации для ремонтно-технического обслуживания ПС.

14.3 Оперативно-технологическое управления режимами работы ПС осуществляется с ДП вышестоящих уровней управления. Для управления ПС персоналом оперативно-выездной бригады должен предусматриваться пункт управления, оснащенный АРМ оперативного персонала.

14.4 Объемы работ по проектированию АСУТП ПС должны быть определены техническим заданием заказчика на разработку АСУТП и учитывать:

- структуру оперативно-технологического управления и ремонтно-технического обслуживания ПС;
- информацию о реальном состоянии средств автоматизированных систем диспетчерского управления на ДП;
- оценку целесообразности и необходимых объемов ТПВ и РК оборудования ДП для обеспечения управления и взаимодействия с проектируемой в их зоне ответственности ПС;
- технические параметры всех проектируемых на ПС систем (РЗА, ПА, АСКУЭ, СОПТ, автоматического регулирования напряжения и реактивной мощности, систем мониторинга и диагностики силового оборудования, инженерных систем, технологического и охранного видеонаблюдения, пожарной и охранной сигнализации, пожаротушения, средств и систем информационного обмена с высшими уровнями иерархии управления и т.д.).

14.5 Проектирование средств и систем автоматизированного управления ПС должно осуществляться с учетом и взаимным согласованием основных технических решений, принимаемых при проектировании на ПС основного контролируемого и управляемого оборудования (трансформаторов, КА, СКРМ и т.д.), а также средств и

систем автоматизации.

14.6 АСУТП должна быть спроектирована и реализована с учетом рекомендаций серии стандартов [8].

14.7 Система АСУТП должна быть рассчитана на непрерывное функционирование. При отказах отдельных элементов допускается деградация соответствующих функций системы. Система диагностики должна обеспечивать выявление адреса отказавших технических и программных средств.

14.8 Ключевым компонентом АСУТП должна быть SCADA система, реализующая функции визуализации всех технологических процессов ПС, в том числе представление состояния КА главной схемы, основных КА ЩСН, ЩПТ, мониторинг РЗА, измерений и выдачи команд телеуправления и т.д.

14.9 Информационные функции системы предназначены для обработки и представления полной, достоверной, своевременной и понятной информации о работе основного оборудования ПС и автоматических устройств.

По отношению к процессу управления информационные функции делятся на:

- оперативные, используемые в процессе непосредственного управления ПС и адресованные оперативно-диспетчерскому персоналу, находящемуся непосредственно на ПС, а также в диспетчерской службе вышестоящих уровней управления;
- неоперативные, направленные на анализ, коррекцию работы ПС и планирование долгосрочных мероприятий, предназначенные для персонала, ответственного за эксплуатацию основного оборудования и технических средств системы.

Ориентировочный перечень информационных функций, которые должна выполнять система:

- прием и первичная обработка информации;
- телеуправление;
- контроль параметров по предельным значениям;
- технологическая сигнализация;
- человеко-машинный интерфейс;
- обмен информации с технологическими системами на ПС;
- обмен информации с верхними уровнями управления;
- архивирование и протоколирование информации;
- формирование баз данных;
- служба единого времени;
- начальная загрузка и восстановление конфигурации системы;
- тестирование и самодиагностика системы;
- и другие.

14.10 Управление должно организовываться как автоматизированное. Неавтоматизированное управление (в частности, при оперативном управлении КА) допускается для низковольтного оборудования, а для высоковольтного – может использоваться в качестве резервного.

14.11 Проектируемые средства автоматизации ПС должны обеспечивать поддержание заданных параметров режима без участия персонала с соответствующим контролем и выдачей информации на верхние уровни управления при существенных отклонениях от задания или нарушениях режима. Объемы информации, передаваемой на верхние уровни управления, а также команд управления должны обес-

печивать управление ПС во всех режимах.

14.12 В АСУТП ПС должны реализовываться «базовые» информационные и управляющие функции, т.е. функции, необходимые для организации и ввода в действие целостной системы управления, а также для ее эффективного функционирования во всех режимах работы ПС.

14.13 «Базовые» функции системы управления ПС должны обеспечивать выполнение следующих функций (задач):

- контроль текущего состояния основного оборудования;
- контроль текущих параметров режима и их отклонений за допустимые пределы;
- аварийная и предупредительная сигнализация;
- отображение текущего состояния оборудования и параметров режима на АРМ оперативного персонала;
- дистанционное управление КА и другими управляемыми элементами ПС (в том числе, оперативными элементами вторичных схем, установочными элементами автоматических устройств и др.);
- сбор и обработка текущей информации от оборудования и систем;
- контроль исправности цепей блокировки КА;
- регистрация (и архивирование) событий и параметров, необходимых для оперативного и ретроспективного анализа работы оборудования, персонала и средств автоматизации, в том числе:
 - регистрация фактов неправильного функционирования – в том числе неисправности – технических средств управления (при наличии необходимых средств обнаружения);
 - регистрация действий персонала;
 - обмен информацией с другими уровнями иерархии управления функционированием и эксплуатацией электрических сетей;
 - обеспечение информационного взаимодействия с системами и средствами автоматизации на ПС и смежными системами.

14.14 По согласованию с заказчиком рекомендуется расширять состав реализуемых функций АСУТП за счет решения других задач контроля, анализа, диагностики и управления, повышающих качество системы управления и, как следствие, эффективность функционирования и эксплуатации.

14.15 Средствами АСУТП должен выполняться контроль шкафов (открытие дверей, повреждение, температура в шкафу и т.д.), установленных на ОРУ, в КРУЭ и ЗРУ, а также шкафов, установленных в помещениях ОПУ.

Сигналы срабатывания охранной сигнализации должны передаваться через АСУТП на ДП соответствующих уровней управления.

14.16 Требования к организации измерительных каналов приведены в разделе 11.

Для присоединений и шин РУ напряжением 110 кВ и выше должно выполняться измерение следующих текущих режимных параметров: токи (по каждой фазе, действующее), напряжения (по каждой фазе, действующее), активная и реактивная мощность, частота.

Для вводов трансформаторов и шин напряжением 10-35 кВ должно выпол-

няться измерение следующих текущих режимных параметров: токи (по каждой фазе, действующее), напряжения (по каждой фазе, действующее), напряжения нулевой последовательности, активная и реактивная мощность, частота.

Для присоединений напряжением 10-35 кВ должно выполняться измерение тока (действующее). Рекомендуется дополнительно выполнять измерение активной и реактивной мощности.

14.17 Программно-технические средства, применяемые в канале измерения, должны обеспечивать первичную обработку аналоговой/цифровой информации, включающую, как правило, масштабирование, фильтрацию, контроль и обеспечение достоверности информации. При вводе аналоговых сигналов в соответствующие программно-технические средства допускается использование определенной зоны нечувствительности, величина которой должна выбираться таким образом, чтобы не нарушалась технологическая логика решения всех функциональных задач АСУТП.

14.18 Контроль текущего состояния основного оборудования (дискретная информация) и выдача сигналов управления КА должна выполняться с использованием УСО и/или устройств РЗА. Должна проверяться достоверность дискретной информации о положении КА. Для этого для каждого КА должно обрабатываться два сигнала, соответствующих его включенному и отключенному положению.

14.19 Управление выключателем должно осуществляться через устройство РЗА с функцией автоматики выключателя.

14.20 Управление разъединителями и заземляющими ножами должно осуществляться через УСО, установленное вблизи оборудования, или контроллер АСУТП.

14.21 Если предусматривается управление элементами ПС от автоматического устройства, то должна обеспечиваться возможность перехода от режима автоматического управления на режим оперативного управления по инициативе оператора или автоматически (в последнем случае, если реализуется автоматическое обнаружение неисправности).

14.22 Время выдачи команды управления на исполнительный орган должно быть не более 3 с. Время выдачи команды - это время от момента инициализации команды с АРМ до получения обратного сообщения о передаче ее на исполнительный орган. Указанное время должно быть гарантировано при всех режимах работы системы.

14.23 Регистрироваться и заноситься в архив АСУТП должны следующие события:

- действия оперативного персонала по управлению ПС персоналом с АРМ или по месту;
- реализация команд управления устройствами блокировки и автоматического управления (но не автоматического регулирования);
- изменение положения КА, автоматов и ключей вторичных цепей;
- выход параметров за установленные допустимые пределы;
- появление, квитирование и прекращение аварийной и предупредительной сигнализации;
- запуск и срабатывание устройств РЗА;
- отказы и неисправности всех технических средств;

- события и данные формируемые другими системами;
- команды управления и данные, посылаемые другим системам;
- другие события и данные по согласованию с заказчиком.

Регистрация должна осуществляться с указанием времени возникновения, наименований событий и их принадлежности к соответствующим объектам управления. Точность фиксации времени событий должна быть согласована со средствами регистрации аварийных процессов и позволять однозначно распознавать при анализе последовательность событий, в частности, два последовательных переключения КА наивысшего быстродействия. Система регистрации должна обеспечивать персоналу возможность дальнейшего анализа событий, а также отображения и архивирования результатов анализа.

При регистрации событий и параметров режима ПС должны предусматриваться меры для защиты зарегистрированной техническими средствами информации от несанкционированного изменения персоналом.

14.24 Регистрация аварийных процессов и событий должны выполняться микропроцессорными устройствами РЗА или другими системами, установленными на ПС.

В общем случае регистрации (осциллографированию) подлежат электромагнитные переходные процессы, связанные с короткими замыканиями и работой устройств РЗА (токи, напряжения, дискретные сигналы о работе РЗА, состояние выключателей, параметры СОПТ). Должны также регистрироваться параметры электромагнитных процессов, вызванные нарушениями в работе сетей напряжением 110 кВ и выше и сопровождающиеся работой устройств ПА.

Должна быть предусмотрена возможность автоматической передачи зарегистрированных аварийных процессов и событий с устройств РЗА и других устройств в АСУТП или АСМ РЗА для дальнейшего хранения, а также отображения (ретроспективного анализа) данных на АРМ оперативного персонала и инженера-релейщика.

14.25 Для обеспечения ретроспективного анализа режимов работы ПС должно выполняться локальное хранение (без использования резервных носителей информации) зарегистрированных параметров и событий АСУТП на ПС 35-110 кВ без обслуживающего персонала в течении 1 года, на ПС 110 кВ и выше с постоянным обслуживающим персоналом – 5 лет.

Должно предусматриваться архивирование зарегистрированных параметров и событий. Как правило, архивированию подлежит регистрируемая информация о событиях и процессах, а также сообщения, выданные оперативным персоналом объекта на высшие уровни управления, и распоряжения по проведению коммутаций в главной схеме и других оперативных действий.

Данные архива должны сохраняться на резервных носителях информации по установленному регламенту (в том числе, по срокам хранения).

Зарегистрированная и архивируемая информация не должна теряться и искажаться в случаях нарушений электропитания. Должна также обеспечиваться защита этой информации от вирусов и несанкционированного доступа.

Формирование и ведение архива должно обеспечивать персоналу удобный доступ ко всей хранимой информации.

14.26 Допускается в АСУТП использование данных, собираемых и обрабатываемых на ПС средствами АСКУЭ.

14.27 Самодиагностика АСУТП должна обеспечивать непрерывную техническую диагностику программно-технического комплекса с глубиной поиска дефекта до уровня отказавшего устройства, информационного канала или программного модуля системы.

14.28 Средствами АСУТП должны выполняться передача информации, необходимой высшим уровням оперативно-технологического управления, как в штатном автоматическом режиме, так и по запросу верхнего уровня иерархии управления. В задачи АСУТП входит также прием информации, поступающей с высших уровней иерархии управления (заданных значений режимных параметров или графиков их изменения, заданных значений уставок устройств РЗА и т.д.).

14.29 Информационный обмен телеметрической информацией с высшими уровнями диспетчерского управления выполняется в соответствии с требованиями ТНПА и задания на проектирование.

Информационный обмен телеметрической информацией с высшими уровнями иерархии управления должен осуществляться с применением цифровых каналов передачи данных с использованием протоколов согласно [23] (СТП 09110.48.526) и [24] (СТП 09110.48.528).

Суммарное время на измерение и передачу телеметрической информации с объекта диспетчеризации в диспетчерский центр, а также время выдачи команды управления с диспетчерского центра на управляемый аппарат, устанавливается требованиями подсистем системы оперативно-диспетчерского управления, использующих эту информацию, и должно быть не более 3 с.

Обмен телеметрической информацией и командами управления между ПС напряжением 330 кВ и выше и диспетчерскими центрами должен осуществляться по двум независимым каналам (маршрутам) связи, обеспечивающим необходимый уровень надежности передачи данных.

14.30 АСУТП должна осуществлять подготовку и передачу различной технологической информации (в том числе, зарегистрированных аварийных процессов и событий, данных диагностики оборудования).

Обмен технологической информацией между ПС напряжением 110 кВ и выше и заинтересованными диспетчерскими службами и эксплуатирующими организациями должен осуществляться, как правило, с использованием отдельного канала связи.

14.31 К информационному обмену между оборудованием в составе АСУТП и со смежными системами контроля и управления (АСКУЭ, система мониторинга и диагностики основного оборудования, связи и др.) предъявляются следующие требования:

- обмен информацией между оборудованием АСУТП должен основываться на цифровых каналах передачи данных с использованием протокола MMS. Допускается применение протоколов [23] (СТП 09110.48.526) и [24] (СТП 09110.48.528);
- обмен информацией между АСУТП и РЗА должен основываться на цифровых каналах передачи данных с использованием протокола MMS и в некоторых случаях Modbus (п.12.1.38);

– обмен информацией со смежными системами контроля и управления должен основываться на цифровых каналах передачи данных с использованием протокола MMS. Допускается применение протоколов [23] (СТП 09110.48.526) и [24] (СТП 09110.48.528);

– запрещается использование закрытых или нестандартных протоколов обмена;

– передаваемые данные должны иметь метку времени и соответствующие их назначению атрибуты (достоверность и т.д.);

– в составе передаваемой информации должна быть служебная информация (результаты внутренней самодиагностики оборудования и ПО, наличие несчитанной информации и т.п.).

14.32 Устанавливаемые на ПС микропроцессорные устройства РЗА должны рассматриваться как компоненты нижнего уровня программно-технического комплекса, которые могут использоваться в качестве источников значительного объема информации для решения различных задач контроля и управления объектом в нормальных и аварийных режимах.

АСУТП должна обеспечивать следующие функции в части интеграции с микропроцессорными устройствами РЗА:

– считывание токов и напряжений, активной и реактивной мощности и других электрических параметров текущего режима работы;

– считывание текущих состояний дискретных входов и внутренних функций;

– изменение групп уставок устройства;

– телеуправление КА через выходные реле устройства;

– фиксацию, регистрацию (запись) действий устройств РЗА, формирование и передачу сигналов об их срабатывании;

– контроль изменения параметров настройки устройств;

– периодический контроль исправности устройств РЗА и/или сбор данных о результатах диагностики и регистрация (запись) результатов;

– считывание списка зарегистрированных событий;

– считывание аварийных осциллограмм, зарегистрированных устройствами РЗА (в ручном и автоматическом режиме);

– дистанционный просмотр и изменение (по требованию заказчика) параметров настройки устройств РЗА в диалоговом режиме с АРМ инженера службы РЗА.

14.33 При реализации взаимодействия АСУТП с АСКУЭ должна обеспечиваться возможность:

– считывание токов и напряжений, активной и реактивной мощности и других электрических параметров текущего режима работы;

– считывание информации по потреблению электроэнергии;

– получения текущей информации о функционировании системы.

Интеграция с системами АСКУЭ должна выполняться на уровне ЦСЭ или устройства сбора и передачи данных.

14.34 При реализации взаимодействия АСУТП с системами мониторинга и диагностики оборудования должна обеспечиваться возможность:

- получения текущей информации о состоянии контролируемого оборудования;
- получения архивной информации о работе контролируемого оборудования (при её наличии);
- получения текущей информации о функционировании системы.

Должна также обеспечиваться возможность доступа к архиву данных мониторинга и диагностики оборудования с верхних уровней управления.

14.35 При реализации взаимодействия АСУТП с системами автоматического управления (управления охлаждением трансформатора, пожаротушения, регулирования напряжения и реактивной мощности и др.) должна обеспечиваться возможность:

- получения текущей информации о функционировании системы;
- изменения уставок системы;
- отключения системы автоматического управления и переход на режим оперативного дистанционного управления (если это целесообразно и технически осуществимо).

14.36 При проектировании АСУТП, как правило, должен быть организован пункт управления ПС, на котором размещается стационарный АРМ оперативного персонала и с которого осуществляется оперативное управление и связь с верхним уровнем диспетчерского управления энергосистемы. Пульт управления предназначен для управления ПС в целом во всех режимах функционирования.

Дополнительно должна быть предусмотрена возможность подключения:

- мобильного АРМ оперативного персонала, с которого может осуществляться контроль и управление всем оборудованием ПС;
- мобильного АРМ инженера-релейщика, на котором осуществляется анализ аварийных ситуаций, контроль работы устройств РЗА, управление их уставками в соответствии с инструкциями;
- мобильного АРМ системного инженера, ответственного за обслуживание комплекса технических и программных средств АСУТП.

14.37 В качестве основного средства организации контроля и сигнализации текущего состояния и режима оборудования на ПС должен использоваться АРМ оперативного персонала, на экране которого отображаются мнемосхемы электрических соединений, положение КА и других управляемых элементов ПС в динамике, а также – при необходимости – текущих значений режимных параметров.

14.38 Взаимодействие персонала с АСУТП рекомендуется строить на основе выбора конкретных управляемых и контролируемых элементов на мнемосхеме. В данном случае под управляемым элементом понимается элемент первичной или вторичной схемы, состояние которого изменяется в результате выполнения команды, подаваемой оперативным персоналом, а под контролируемым – элемент оборудования, применительно к которому осуществляется контроль состояния и (или) режимных параметров.

Для улучшения восприятия оперативным персоналом текущей информации рекомендуется проектировать автоматическое представление на мнемосхеме обобщенной информации, относящейся к соответствующему фрагменту главной электрической схемы, содержащему выбранный контролируемый элемент, с последую-

щей ее детализацией по инициативе персонала.

С целью повышения самоконтроля оперативного персонала при управлении КА главной электрической схемы ПС рекомендуется обеспечивать возможность обзора мнемосхемы участка соответствующего напряжения, к которому относится управляемый элемент, а также предусматривать следующие операции управления:

- выбор управляемого элемента;
- получение подтверждения правильности выбора и возможности проведения операции с данным элементом;
- выдача команды управления;
- получение подтверждения исполнения команды;
- получение информации о причине отказа в управлении (например, включен ЗН или другой элемент).

Реализация любой операции должна строиться так, чтобы исключить ее случайное выполнение. При этом должен быть исключен одновременный выбор двух и более управляемых элементов.

14.39 Формы отображения (выбор мнемознаков, цветовая и яркостная индикация, расположение элементов и т.д.) должны соответствовать действующим стандартам и нормам.

Динамическая аналоговая информация на мнемосхемах должна обновляться с периодичностью, достаточной для решения задач оперативного управления.

Предупредительная и аварийная сигнализация должны различаться по характеру сигнала, по формам и способам визуального представления.

14.40 Встроенные часы технических средств АСУТП должны синхронизироваться от единого источника астрономического времени ПС с использованием протоколов NTP (SNTP). Точность синхронизации, а также точность привязки меток времени событий, фиксируемых в устройствах нижнего уровня системы, к астрономическому времени должны быть не хуже 1 мс.

14.41 При поэтапном проектировании и строительстве ПС верхний уровень АСУТП (серверы, сетевое оборудование, АРМ и т.п.) должен проектироваться с учетом перспективного развития ПС, т.е. ввод в работу дополнительных средств автоматизации должен осуществляться с минимальными изменениями программного и аппаратного обеспечения уже введенной в работу АСУТП.

14.42 АСУТП ПС напряжением 110 кВ должна быть построена на базе одного сервера, который должен иметь резервированные блоки питания и дисковый массив не ниже RAID5, а также поддерживать возможность горячей замены вентиляторов, жестких дисков и блоков питания без необходимости вывода его из работы.

14.43 АСУТП ПС напряжением 110 кВ (по требованию заказчика) и ПС 220 кВ и выше должна быть построена на базе двух серверов, которые должны находиться в состоянии горячего резерва. Сервера должны иметь резервированные блоки питания и дисковый массив не ниже RAID5, а также поддерживать возможность горячей замены вентиляторов, жестких дисков и блоков питания без необходимости вывода их из работы.

14.44 Питание серверов должно осуществляться системы гарантированного питания подстанции и/или от СОПТ.

14.45 Информационный обмен телеметрической информацией с высшими

уровнями иерархии управления должен осуществляться с ПС напряжением 110 кВ (по требованию заказчика) и ПС 220 кВ и выше с применением двух шлюзов связи, с ПС напряжением 110 кВ – с применением одного шлюза связи. Шлюзы связи должны в режиме реального времени поддерживать одновременные сессии со всеми диспетчерскими центрами.

14.46 Информационный обмен технологической информацией с соответствующими уровнями оперативно-технологического управления и ремонтно-технического обслуживания должен осуществляться с серверов АСУТП. Допускается для организации обмена технологической информацией применять независимые технологические шлюзы связи.

14.47 Любой отказ или комбинация из двух отказов программно-технического комплекса АСУТП, произошедших одновременно, не должны приводить к ситуации, при которой возникает угроза жизни персонала.

14.48 ПО должно базироваться на международных стандартах и отвечать следующим принципам:

- модульность построения всех составляющих;
- эффективность (минимальные затраты ресурсов на создание и обслуживание ПО);
- простота интеграции (возможность расширения и модификации);
- гибкость и открытость (возможность внесения изменений и перенастройки силами обученного персонала заказчика);
- надежность (соответствие заданному алгоритму, отсутствие ложных действий);
- защищенность от несанкционированного доступа и разрушения, как программ, так и данных;
- простота процедуры перезапуска и живучесть (реконфигурация при частичных отказах, восстановление после сбоев);
- унификация решений;
- общепринятые форматы выходных файлов и способов межзадачного обмена.

15 Кабельное хозяйство

15.1 Прокладка кабельных трасс должна осуществляться надземным (в металлических кабельных коробах), наземным (в кабельных лотках) или подземным способом.

15.2 Прокладка кабелей должна выполняться с обязательной реконструкцией кабельных трасс.

Замена силовых и контрольных кабелей, находящихся в неудовлетворительном состоянии, осуществляется с учетом их фактического состояния и результатов профилактических испытаний по СТП 33243.20.366.

15.3 Не допускается совместная прокладка силовых и контрольных кабелей в металлических коробах. При прокладке силовых и контрольных кабелей в кабельных каналах и тоннелях должны быть приняты специальные меры по снижению

уровней наведенного напряжения в контрольных кабелях.

15.4 На ПС должны применяться экранированные контрольные кабели (провода) и оптические кабели с диэлектрической броней с индексом «нг(А)» или «нг(А)-LS».

Должна применяться марка кабеля (провода) с индексом «нг» или «нг-LS», согласно СТБ 1951.

15.5 Допускается между шкафами в ОПУ (ЗРУ) применять оптические патч-корды с индексом «нг(А)-LS» и защитой от грызунов при условии обеспечения их защиты от механических повреждений.

15.6 На ОРУ кабели должны прокладываться, как правило, в наземных лотках и металлических коробах.

Применение кабельных каналов должно иметь специальное обоснование. Не следует применять лотки в местах проезда механизмов для производства ремонтных работ между фазами оборудования.

При применении лотков должен обеспечиваться проезд по ОРУ и подъезд к оборудованию машин и механизмов, необходимый для выполнения работ по ремонтно-техническому обслуживанию.

15.7 Для обеспечения проезда механизмов должны предусматриваться проезды.

15.8 Выход кабелей из лотков (коробов, каналов) к шкафам управления и защиты, приводам и сборкам различного назначения выполняется, как правило, в трубах или коробах без углубления их в землю. Одиночные кабели (до семи) от кабельных сооружений до приводов и шкафов различного назначения могут прокладываться в земле в гофрированных трубах, при отсутствии над ними проездов.

15.9 Во всех кабельных сооружениях следует предусматривать запас емкости для дополнительной прокладки кабелей порядка 15 % от количества, предусмотренного на расчетный период.

15.10 На ПС напряжением 110 кВ и выше, на которых установлены два трансформатора (АТ), компоновка кабельного хозяйства должна быть выполнена таким образом, чтобы при возникновении пожаров в кабельном хозяйстве или вне его, вероятность выхода из строя двух трансформаторов (АТ) была бы минимальной. Кабельные потоки от РУ различных напряжений и трансформаторов должны прокладываться в отдельных лотках или каналах и по разным трассам.

Допускается прокладка кабелей с разных сторон канала с несгораемой перегородкой между ними.

15.11 В целях повышения надежности и полноценного дублирования кабели основных и резервных систем (РЗА, АСУТП, связи и т.д.) должны прокладываться по разным трассам.

В целях повышения надежности и полноценного дублирования основные и резервные защиты (либо два комплекта защит) должны быть разделены по цепям переменного тока и напряжения, по цепям оперативного тока и исполнительным цепям путем размещения их в разных кабелях, а также, по возможности, по разным трассам.

15.12 Для прокладки потребительских силовых кабелей следует предусматривать организованный вывод их по территории ПС (в каналах, туннелях, траншеях и

т.п.) до ее внешнего ограждения.

15.13 Расположение кабельных каналов и прокладку кабелей следует выполнять с учетом требований по электромагнитной совместимости.

15.14 Проход кабелей через стены и фундаменты выполнять согласно СН 2.02.05 (пункт 8.1.5).

15.15 При замене устройств РЗА, телемеханики АСУТП и связи на новые устройства, выполненные на микропроцессорной или микроэлектронной базе и имеющие высокую чувствительность к импульсным помехам, в отношении испытаний устройств и прокладки силовых и контрольных кабелей необходимо руководствоваться СТП 09110.47.104.

15.16. Для подключения ячеек КРУ(Н) 6-10 кВ использовать кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена.

16 Проектирование и внедрение релейной защиты и автоматики и автоматизированной системы управления технологическими процессами

16.1 Проектирование систем РЗА и АСУТП ПС должно выполняться в соответствии с требованиями настоящего стандарта, серии стандартов [8], а также требованиями других ТНПА, не противоречащих настоящему стандарту.

16.2 Данный раздел относится к управлению проектированием и внедрением в части:

- объема разрабатываемой проектной документации;
- технического процесса и его вспомогательных инструментов;
- жизненного цикла технических и программных средств;
- обеспечения качества, начинающегося со стадии разработки и заканчивающегося прекращением и снятием с эксплуатации технических и программных средств.

16.3 Разработка информационных систем ПС основана на спецификации системных требований, которая определяет объем, функции, границы и дополнительные ограничения и требования к системе и включает в себя:

- определение необходимой аппаратной и программной конфигурации информационных систем: определение технических и программных средств, их интерфейсов, протоколов;
- адаптацию функциональности и количества сигналов к конкретным эксплуатационным требованиям;
- документирование всех конкретных определений.

16.4 Проектная организация на стадии «предпроектная документация» разрабатывает проектную документацию, включающую требования к системам РЗА и АСУТП ПС, которые определяют:

- область действия;
- принципиальную схему ПС;
- требования к функциям системы;
- необходимые условия окружающей среды;
- другие требования.

Проектная документация на стадии «предпроектная документация» в части РЗА и АСУТП должна содержать:

- предварительные расчеты токов аварийных режимов;
- структурную схему расстановки и организации каналов связи РЗА в сети;
- краткую пояснительную записку (в составе общей пояснительной записки).

При разработке (в соответствии с заданием на проектирование) в составе предпроектной документации технических требований к ТТ и ТН, должны быть выполнены ориентировочные расчеты нагрузок ТТ и ТН.

При разработке (в соответствии с заданием на проектирование) в составе предпроектной документации технических требований к оборудованию РЗА, предпроектная документация в части РЗА выполняется в объеме архитектурного проекта (п.12.1.6).

16.5 Проектная организация на стадии «архитектурный проект» разрабатывает проектную документацию, включающую требования к системам РЗА и АСУТП ПС, которые определяют:

- область действия;
- принципиальную схему ПС;
- требования к функциям системы;
- требования к техническим и программным средствам;
- правила именования для первичного и вторичного оборудования;
- схемы адресации, необходимые для взаимодействия с другими системами заказчика;
- требования к надежности, доступности, избыточности и временам отклика;
- требования к мерам безопасности;
- необходимые условия окружающей среды;
- другие требования.

На данном этапе разрабатываются технические требования, которые будут использованы для проведения тендеров и дальнейшего проектирования, независимо от того, кем будут выполняться проектные и монтажные работы.

Проектная документация на стадии «архитектурный проект» в части РЗА и АСУТП должна содержать:

- предварительные расчеты токов аварийных режимов;
- расчеты для выбора и проверки устройств РЗА;
- структурную схему расстановки и организации каналов связи РЗА в сети;
- структурную схему подключения технических средств (РЗА, измерительные преобразователи, УСШ, счетчики электроэнергии и т.д.) к ТТ и ТН;
- расчеты цепей ТТ и ТН (при необходимости);
- структурную схему АСУТП и организации каналов связи АСУТП;
- списки сигналов и функционально-логических схем РЗА (в соответствии с требованиями СТП 33240.35.134);
- структурную схему ЛВС ПС;
- пояснительные записки;
- технические требования к оборудованию РЗА и АСУТП (при необходимости).

16.6 После проведения торгов, проектная организация, совместно с производителем оборудования и поставщиком (системным интегратором), разрабатывает:

- окончательную функциональную и физическую структуру системы;
- требования к техническим и программным средствам, необходимым для выполнения заданных функций;
- требования к взаимодействию компонентов системы между собой и смежными системами;
- спецификации используемых технических и программных средств.

16.7 Рекомендуются основную часть проектной спецификации системы разрабатывать во время проведения торгов с учетом предлагаемой структуры системы и оборудования.

16.8 Проектная документация на стадии «строительный проект» в части РЗА и АСУТП должна содержать:

- расчеты аварийных режимов;
- расчеты уставок устройств РЗА;
- расчеты цепей ТТ и ТН;
- схемы расстановки устройств РЗА в сети;
- схемы организации каналов связи РЗА;
- схемы подключения технических средств (РЗА, измерительных преобразователей, УСШ, счетчиков электроэнергии и т.д.) к ТТ и ТН;
- схемы ЛВС РЗА;
- структурную схему АСУТП;
- схемы ЛВС АСУТП;
- схему организации каналов связи АСУТП;
- общую структурную схему ЛВС ПС;
- принципиальные схемы и схемы подключения проектируемого оборудования;
- документацию для конфигурирования и параметрирования технических и программных средств РЗА в соответствии с требованиями СТП 33240.35.134;
- таблицы SV потоков и GOOSE сообщений;
- таблицы настройки оборудования ЛВС РЗА и АСУТП (IP адреса, VLAN, приоритеты, фильтрация, RSTP (MRP) и т.д.);
- измененные принципиальные схемы и схемы подключения существующих устройств РЗА, если реконструкция ПС производится с сохранением существующих устройств РЗА (при необходимости – изменения в принципах работы, конфигурациях и схемах);
- измененные принципиальные схемы и схемы подключения существующих устройств АСУТП, если реконструкция ПС производится с сохранением существующих устройств АСУТП (при необходимости – изменения в настройках и схемах);
- кабельный журнал;
- задания на изготовление нетиповых шкафов;
- пояснительные записки.

16.9 Производитель или поставщик (системный интегратор) совместно с проектной организацией разрабатывает конфигурации микропроцессорных устройств (в соответствии с требованиями СТП 33240.35.134) для конкретного проекта и выпол-

няет их тестирование.

16.10 Наладочная организация выполняет настройку технологических, функциональных и системных параметров IED на специфические для проекта характеристики.

Наладочная организация, совместно с системным интегратором и эксплуатирующей организацией (заказчиком), тестирует систему и вводит систему в эксплуатацию.

16.11 Допускается, чтобы одна организация выполняла несколько функций. Например, производитель также может являться системным интегратором, или заказчик сам выполняет системную интеграцию.

16.12 Как правило, в процессе проектирования должны использоваться инженерные инструменты трех видов:

- инструмент спецификации системы: предназначен для составления требований к системе и устройствам с точки зрения необходимых функциональных возможностей системы и процессов;
- инструмент конфигурирования системы (системный дизайн): предназначен для выбора необходимых IED на основе спецификации системы (требований) и определения связей между IED системы и логическими отношениями между функциональными возможностями IED и основным оборудованием. Как правило, инструмент настройки системы должен обеспечивать формирование спецификации системы;
- инструмент конфигурирования (параметрирование) IED: предназначен для создания согласованного набора параметров IED для конкретного IED в системе.

16.13 Обеспечение качества системы является общей задачей системного интегратора/производителя, проектировщика, наладочной организации и заказчика с различными областями ответственности. Если участвуют две или более стороны, обязанности каждой стороны определяются в задании на проектирование и документации на закупку оборудования.

16.16 Изготовитель несет ответственность за правильное проведение типовых испытаний и системных испытаний своих отдельных продуктов. Типовые тесты и системные тесты являются предварительными условиями для участия в торгах.

Все тесты должны проводиться независимой лабораторией организации-изготовителя, которая имеет право на проведение испытаний, или независимой внешней организацией, квалифицированной для испытаний соответствующей независимой организацией.

16.17 Все технические средства должны пройти обычные заводские тесты, определенные производителем, для обеспечения качества, прежде чем они будут отправлены заказчику.

16.18 Поставщик (системный интегратор) обязан подготовить и провести специальные испытания для отдельных продуктов и всей системы. Кроме того, обязан подтвердить выполнение технических требований, включая критерии эффективности.

16.19 При внедрении системы поставщик (системный интегратор) отвечает за то, чтобы все функции были совместно протестированы представителями системного интегратора, проектной организации (при необходимости) и заказчика во время

заводского приемочного испытания и обязательного приемочного испытания с конкретной конфигурацией и набор параметров клиента.

16.20 Ввод в эксплуатацию системы на объекте до приемочного испытания выполняется поставщиком (системным интегратором) или наладочной организацией с участием поставщика (системного интегратора). За пуском в эксплуатацию следует этап пробной эксплуатации. Сроки этой фазы и условия, которые должны быть выполнены, например, пробная эксплуатация до или после приемочного испытания, должны быть согласованы между заказчиком и поставщиком (системным интегратором).

16.21 Приемочный тест на заводе служит для проверки системы и ее функций с точки зрения заказчика. Заводские приемочные испытания являются необязательными.

Объем и объект заводского приемочного испытания должны обсуждаться и согласовываться между системным интегратором и заказчиком и должны документироваться как часть договора на поставку оборудования.

Результат заводского приемочного испытания должен быть документирован и подписан как системным интегратором, так и заказчиком.

В процессе проведения заводского приемочного испытания должна выполняться проверка типичных решений и их поведение в нормальных и ненормальных ситуациях.

16.22 Основная цель приемочного испытания системы на месте – показать правильный монтаж и подключение всех компонентов системы. Он должен выполняться на полностью установленном оборудовании на отдельных этапах.

Этапы выполняются в соответствии с планом ввода в эксплуатацию, который должен охватывать проверку всего информационного обмена и выполнения всех функций.

Процедура приемочного испытания должна документировать результаты каждого шага и является необходимой для ввода системы в эксплуатацию.

16.23 После ввода объекта в эксплуатацию должна быть обеспечена в соответствии с согласованными условиями гарантия на аппаратное и программное обеспечение.

Производитель и поставщик оборудования несут ответственность за поддержание процесса обеспечения качества, в том числе за исправление любых ошибок, связанных с программными и техническими средствами, обнаруженные во время испытаний и гарантийного срока.

17 Средства связи

17.1 Комплекс средств связи ПС предназначен для взаимодействия штатного персонала ПС, в том числе предоставления ему выхода на абонентов сети общего пользования Республики Беларусь, обеспечения взаимодействия персонала ПС с персоналом центров управления, эксплуатации и ремонтно-технического обслуживания, а также для обеспечения возможности информационного обмена в

рамках работы систем автоматического и автоматизированного управления энергосистем.

Комплекс средств связи ПС должен иметь в своем составе:

оборудование внешней связи ПС (проводной, беспроводной связи, ВЧ связи по ЛЭП) с объектами электроэнергетики, которым требуется взаимодействие и информационный обмен с ПС в технологическом процессе и процессе эксплуатации, а также для диспетчерского, технологического и противоаварийного управления, включая средства связи для передачи сигналов РЗА;

оборудование систем внутренней связи (видео, компьютерной, телефонной, беспроводной (ультракоротковолновой радиодоступ) и громкоговорящей связи);

оборудование системы электропитания и кондиционирования.

17.2 Требуемый объем средств связи и передачи информации должен определяться в соответствии с СТП 09110.48.513, и с учетом обеспечения энергетических объектов необходимыми средствами связи для решения задач диспетчерского, технологического, административно-хозяйственного управления, системной автоматизации и релейной защиты, а также ремонтно-технического обслуживания и эксплуатации.

При выборе видов (каналов) связи в процессе проектирования средств передачи информации следует учитывать рекомендации СТП 09110.48.513.

17.3 При ТПВ и РК должна предусматриваться модернизация средств внешней связи ПС, организованной по кабельным, радио

релейным линиям связи, ВОЛС, ВЧ каналам по ВЛ, ультракоротковолновой радиосвязи и спутниковой связи, с заменой оборудования и, при необходимости, устройств гарантированного электропитания не только на данной ПС, но и комплексной заменой оборудования на всей протяженности линий связи. На основании этого должен учитываться полный объем работ на сети внешней связи ПС.

17.4 Комплекс средств внешней и внутренней связи ПС следует предусматривать, руководствуясь утвержденными схемами перспективного развития средств диспетчерского и технологического управления энергосистемами.

17.5 ПС, на которых должны организовываться сетевые узлы связи, включая центры автоматической коммутации, оснащаются также оборудованием, соответствующим статусу данного узла связи. Кроме стандартного набора оборудования, обеспечивающего функционирование корпоративных и технологических сетей, на узле связи может устанавливаться ряд дополнительного оборудования, такого как компоненты систем управления, серверы приложений, баз данных.

17.6 Оборудование комплекса связи должно размещаться в отдельном помещении. На ПС, не имеющих помещений, оборудование связи должно размещаться в специальном контейнере. По согласованию с заказчиком допускается размещение оборудования комплекса связи в помещении совместно с устройствами РЗА, ПА, АСУТП, АСКУЭ.

В помещении оборудование должно размещаться в соответствии с СТП 09110.48.159, СТП 33240.48.151, в которых отражены технологические требования к помещениям и требования к внутристанционной проводке, заземлениям и защите.

17.7 Электроснабжение оборудования узла связи должно осуществляться в соответствии с СТП 33240.48.151, СТП 33240.48.152. На транзитных узлах связи,

при отсутствии ДГУ, должна быть предусмотрена возможность подключения передвижной ДГУ.

17.8 При ТПВ и РК средств связи ПС должна предусматриваться модернизация оборудования с заменой аналоговой коммутационной и каналообразующей аппаратуры для внешней связи ПС на цифровую поэтапно, с учетом экономической целесообразности.

17.9 Схема организации внешней связи ПС должна выполняться с учетом необходимых направлений передачи информации, требуемого количества каналов связи, включая установленные требования по условиям передачи данного вида информации (скорость, время, надежность и т. п.), включая установленные требования в отношении передачи информации для ГПО «Белэнерго», центральной диспетчерской службы, АСКУЭ и САРЧМ.

Для ПС, на которых требуется обеспечить дистанционное управление КА, необходимо предусматривать применение для этих целей выделенных сетей электросвязи либо применение средств криптографической защиты информации при использовании сетей связи общего пользования (открытых каналов связи).

17.10 При нецелесообразности строительства ВОЛС считать технологию ШБД базовой для построения широкополосных каналов связи уровня «ЭС – РЭС – ПС, ТП, РП».

17.11 Медножильный кабель должен заменяться на волоконно-оптический кабель с цифровой системой передачи либо, при соответствующих обоснованиях, на цифровую радиорелейную линию или цифровую систему радиодоступа.

17.12 Если существующий кабель связи использовался также для передачи сигналов РЗА, то при необходимости его замены учитываются требования РЗА.

17.13 Реконструкции подлежат соединительные и абонентские линии связи между ПС и внешними автоматическими телефонными станциями в случае замены учрежденческой автоматической телефонной станции на цифровую в объеме, необходимом для этих изменений.

17.14 Оптические кабели на участках между ПС следует прокладывать по ВЛ в соответствии с СН 4.04.05, СП 4.04.07, СТП 09110.20.185.

17.15 При организации внешней связи ПС с использованием ВОЛС-ВЛ прокладку оптического кабеля по территории ПС и ввод в здание следует проектировать в соответствии с СН 4.04.05, СП 4.04.07, СТП 09110.20.185.

17.16 Оборудование комплекса средств связи на ПС с ОПУ рекомендуется размещать следующим образом:

17.16.1 Аппаратура связи: каналообразующая аппаратура ВЧ связи по ВЛ, аппаратура уплотнения кабельных, волоконно-оптических и радиорелейных линий, ультракоротких волн и КВ радиостанций, абонентских терминалов спутниковой связи, аппаратура для передачи данных, кроссы, боксы, учрежденческая автоматическая телефонная станция, в случае ее применения, а также устройства электропитания аппаратуры связи, в том числе щиты и распределительные панели – в помещениях аппаратной связи. Антенные устройства должны быть размещены в точках с наименьшим уровнем помех от электроустановок, при этом должно отсутствовать затенение излучения в направлении связи.

17.16.2 Абонентские устройства связи: диспетчерский коммутатор, пульт

управления радиостанции, радиотрансляционный узел – в помещении щита управления.

17.16.3 Специализированная аппаратура ВЧ связи по ВЛ для РЗА и ПА – в помещениях совместно с соответствующими устройствами РЗА и ПА.

17.16.4 Устройства системы электропитания: выпрямители, преобразователи, герметичные аккумуляторы (как правило в специальных шкафах, на стеллажах, в стойках источников бесперебойного питания) – в аппаратной связи, негерметичные аккумуляторы – в специальном помещении.

17.17 На узловых и транзитных ПС напряжением 220 кВ и выше, на которых предусматривается организация узлов системы диспетчерского и технологического управления энергосистем, при соответствующем обосновании допускается размещение оборудования средств связи в отдельно стоящем здании узла связи.

17.18 Помещения узла связи и их компоновка должны соответствовать СТП 09110.48.159, СТП 33240.48.151.

Помещения, где установлена аппаратура, (УПАТС, системы гарантированного электропитания, аппаратура уплотнения и др.), должны быть оснащены системой кондиционирования воздуха.

17.19 Электропитание оборудования комплекса средств связи ПС или узла связи должно осуществляться в соответствии с СТП 33240.48.152.

17.20 В целях своевременного информирования персонала об угрозе возникновения и о возникновении ЧС следует предусматривать установку эфирных радиоприемников дежурного персонала, начальника ПС и на посту охраны в здании проходной.

17.21 На ПС напряжением 110 кВ и выше, где располагаются ДП, для записи диспетчерских переговоров должна предусматриваться установка звукозаписывающих устройств в соответствии с требованиями СТП 33240.20.522.

17.22 На ПС с постоянным дежурством оперативного персонала для нужд эксплуатации и ремонтно-технического обслуживания в пределах территории ПС должна быть предусмотрена установка телефонных аппаратов, включенных в учрежденческую автоматическую телефонную станцию или диспетчерские коммутаторы ПС, в следующих местах:

- а) в производственных помещениях ОПУ и зданий вспомогательного назначения;
- б) в ЗРУ;
- в) на проходной ПС;
- г) на территории ПС – радиотелефонов или устройств, работающих по радиоканалу.

Количество телефонных аппаратов и конкретные места их установки определяются местными условиями.

При необходимости применения систем внутриобъектной радиосвязи на энергообъектах с диспетчерским управлением она должна соответствовать СТП 33240.48.158.

17.23 На всех ПС напряжением 110 кВ и выше с постоянным дежурством оперативного персонала должна предусматриваться связь оповещения с установкой на территории ОРУ и ЗРУ и проходной ПС громкоговорителей, включенных в радио-

трансляционную и радиопоисковую сеть ПС.

17.24 Устройства и аппаратура связи, устанавливаемые на ПС, подлежат защите от опасных напряжений и токов на ПС.

17.25 Комплекс средств связи или узлы связи ПС необходимо укомплектовывать специальным оборудованием и контрольно-измерительными средствами измерения в составе и объеме, необходимом для эксплуатации и обслуживания устройств и аппаратуры связи, а также комплектом запасных частей (блоков и т.д.).

18 Компоновка и конструктивная часть

18.1 ПС напряжением 35-750 кВ проектируются, как правило, открытого типа.

18.1.1 ПС напряжением 35-110 кВ должны преимущественно проектироваться комплектными, заводского изготовления. РУ напряжением 6 и 10 кВ для комплектных трансформаторных ПС выполняются в виде КРУН или КРУ, устанавливаемых в закрытом помещении.

18.1.2 Сооружение закрытых ПС напряжением 35-220 кВ следует предусматривать в случаях:

- расположения ПС глубокого ввода с трансформаторами мощностью 16 МВ·А и более на селитебной территории городов;
- расположения ПС на территории городов, когда это диктуется градостроительными соображениями;
- расположения ПС в зонах сильных промышленных загрязнений;
- необходимости снижения уровня шума до допустимых пределов.

18.2 РУ напряжением 6 и 10 кВ закрытого типа применяются:

- в районах, где по условиям загрязнения атмосферы или наличия снежных заносов и пыльных уносов невозможно применение КРУН;
- при числе шкафов более 15;
- на ПС напряжением 110-750 кВ;
- на ПС напряжением 35 кВ при наличии ТЭО.

18.2.1 В ЗРУ напряжением 6 и 10 кВ рекомендуется устанавливать шкафы КРУ заводского изготовления. Для ремонта КРУ и хранения выкатных тележек в ЗРУ должно предусматриваться специальное место.

18.2.2 В закрытых РУ напряжением 6-10 кВ рекомендуется располагать оборудование секций в отдельных, изолированных друг от друга помещениях, с установкой, двух последовательно включенных секционных выключателей в разных помещениях. При соответствующем обосновании вместо одного из двух секционных выключателей устанавливается секционный разъединитель.

18.3 На ПС напряжением 35-330 кВ с упрощенными схемами на стороне ВН с минимальным количеством аппаратуры, размещаемых в районах с загрязненной атмосферой, рекомендуется открытая установка оборудования ВН и трансформаторов с усиленной внешней изоляцией. Закрытая установка допускается при наличии ТЭО.

18.4 Уровень изоляции оборудования ОРУ и ошиновки выбирается в соответствии с требованиями ТКП 339 и с учетом степеней загрязнения по ГОСТ 9920.

18.5 ЗРУ напряжением 35 кВ и выше применяются в районах:

- с загрязненной атмосферой, где применение ОРУ с усиленной изоляцией или аппаратурой следующего класса напряжения с учетом ее обмыва неэффективно, а удаление ПС от источника загрязнения экономически нецелесообразно;
- стесненной городской и промышленной застройки;
- с сильными снегозаносами и снегопадами, а также в особо суровых климатических условиях и при стесненных площадках при соответствующем ТЭО.

18.6 Трансформаторы напряжением 35-750 кВ следует, как правило, устанавливать открытыми.

18.7 Закрытая установка трансформаторов напряжением 35-220 кВ применяется:

- когда усиление изоляции не дает должного эффекта;
- когда в атмосфере содержатся вещества, вызывающие коррозию, а применение средств защиты нерационально;
- при необходимости снижения уровня шума до нормированных значений и невозможности обеспечить необходимое снижение шума другими средствами.

18.8 Компоновка и конструкция ОРУ напряжением 35 кВ и выше должны обеспечивать возможность проведения ремонта и технического обслуживания выключателей, измерительных трансформаторов и других аппаратов с применением автокранов, гидроподъемников или телескопических вышек преимущественно без снятия напряжения с соседних присоединений, а также подъезд передвижных лабораторий к оборудованию для проведения профилактических работ.

18.9 Компоновки ОРУ напряжением 35 кВ и выше должны предусматривать возможность перехода от простых к более сложным схемам электрических соединений, за исключением тех случаев, когда в перспективе не предусматривается расширение ПС.

При необходимости расширения РУ напряжением 110-330 кВ целесообразно сохранять конструктивно-компоновочные решения расширяемой части, как в действующей.

Отдельно стоящие ТТ устанавливаются лишь в тех случаях, когда использование встроенных ТТ не обеспечивает требуемых условий РЗА, АСКУЭ и питания средств измерения, а также в случаях применения колонковых выключателей.

18.10 Ошиновка ОРУ напряжением 35-750 кВ выполняется, как правило, алюминиевыми и сталеалюминевыми проводами, а также трубами (жесткая ошиновка) из алюминиевых сплавов. При трубчатой ошиновке следует предусматривать компенсаторы от температурных расширений и меры против вибрации.

При сооружении ОРУ вблизи химических предприятий и т.п. местах, где опытом эксплуатации установлено разрушение алюминия, следует применять специальные алюминиевые и сталеалюминевые провода, защищенные от коррозии. Допускается применение проводов СИП, проводов покрытых термоусадочной лентой при ошиновке ОРУ.

18.11 Жесткая ошиновка выбирается с учетом наибольшего допустимого прогиба от собственного веса, веса ответвлений и гололедных отложений, а также расчетных ветровых и электродинамических воздействий.

18.12 Жесткая ошиновка на стороне напряжения 6 и 10 кВ трансформаторов

(реакторов) допускается только на коротких участках в случаях, когда применение гибких токопроводов усложняет конструкцию. Рекомендуется мост от трансформатора до РУ напряжением 6-10 кВ выполнять кабелем с изоляцией из сшитого полиэтилена. Жесткие шинные мосты напряжением 6-10 кВ выполнять на изоляторах на класс выше. Жесткие шинопроводы при вводе моста в ЗРУ должны быть взяты в термоусаживающуюся изоляцию.

18.13 Механический расчет ошиновки для определения максимальных усилий в ошиновке, стрел провеса и отклонений следует выполнять для различных сочетаний ветровых, гололедных и температурных воздействий в соответствии с СН 4.04.05.

18.14 Все ответвления от проводов и шин, а также присоединения их к аппаратным зажимам должны производиться опрессовкой, в том числе методом взрыва, или сваркой.

Болтовые соединения допускаются только на ответвлениях к ОПН, разрядникам, конденсаторам связи, ТН и на выводах силового оборудования (присоединение аппаратного зажима).

18.15 На ПС напряжением 35 кВ и выше для подвески гибкой ошиновки должны, как правило, применяться стеклянные и полимерные изоляторы.

18.16 Не допускается расположение ошиновки с одним пролетом над двумя системами сборных шин или над двумя трансформаторами. При необходимости такого прохождения ошиновки между системами шин или трансформаторами должен быть установлен дополнительный портал.

18.17 Компонировка оборудования и расположение ОРУ напряжением 330-750 кВ должны обеспечивать наименьшее влияние электрического поля на обслуживающий персонал. В случаях, когда электрическое поле на рабочих местах и пешеходных дорожках превышает нормируемые гигиеническими нормативами значения, необходимо предусматривать стационарные, инвентарные и индивидуальные средства защиты.

18.18 На ПС с ОРУ, изоляция которых загрязняется водорастворимыми промышленными уносами, следует предусматривать специальные стационарные или передвижные установки, обеспечивающие обмыв водой загрязненной изоляции под напряжением.

18.19 На новых и реконструируемых ПС, содержащих батареи статических конденсаторов с экологически безопасным жидким диэлектриком, необходимо предусматривать под конструкцией батарей статических конденсаторов асфальтированную площадку с направленным стоком с нее, с оборудованным приемком для возможности стекания в этот приемок жидкости из поврежденных конденсаторов и исключения попадания ее в почву.

Для хранения повреждаемых конденсаторов необходимо предусматривать выгороженную асфальтированную площадку с направленным стоком в приемок, позволяющий принять до 5 % от общего объема этой жидкости всех конденсаторов, находящихся в эксплуатации. К указанной площадке должен быть обеспечен круглогодичный подъезд транспорта.

18.20 Закрытые подстанции и РУ с КРУЭ

18.20.1 КРУЭ напряжением 110-750 кВ должны применяться в районах с высокой плотностью застройки при соответствующем ТЭО.

18.20.2 Зал КРУЭ, по возможности, должен располагаться на нулевой отметке ПС. Температура в зале должна поддерживаться в диапазоне от +5 до +35 °С.

По требованию заказчика, указанному в задании на проектирование, нижний предел температуры в зале КРУЭ может задаваться меньше +5 °С, при этом должны быть предусмотрены компенсирующие мероприятия для выполнения требуемых климатических условий эксплуатации приводов КРУЭ, шкафов местного управления, шкафов зажимов и другого дополнительного оборудования, устанавливаемого в зале КРУЭ, в соответствии с нормативно-технической документацией заводоизготовителей.

18.20.3 Ворота в зал КРУЭ, при расположении его на нулевой отметке, должны обеспечивать возможность транспортировки наибольшей по габаритам единицы оборудования в транспортной упаковке, быть механизированными, уплотненными и теплоизолирующими. Целесообразно иметь тамбур между воротами, открывающимися в зал КРУЭ, и внешними воротами.

18.20.4 При расположении зала КРУЭ на втором этаже в перекрытиях должен быть предусмотрен монтажный проем, размеры которого должны обеспечивать транспортировку наибольшей единицы оборудования в транспортной упаковке. На нулевой отметке должен быть обеспечен заезд грузовой автомашины под монтажный проем.

18.20.5 В зале КРУЭ предусматривается кран-балка, перекрывающая всю площадь зала, в том числе и монтажный проем. Грузоподъемность кран-балки должна соответствовать транспортной единице элегазового оборудования с наибольшей массой, которое будет установлено в зале КРУЭ.

18.20.6 В зале КРУЭ должна быть выполнена приточная вентиляция и вытяжная вентиляция с забором воздуха из кабельных каналов.

При наличии подвальных помещений под КРУЭ следует предусматривать установку стационарного датчика утечки в них и светового табло при спуске в подвалы.

18.20.7 Ширина прохода вдоль полюсов ячеек (достаточно со стороны фасада ячеек) для транспортировки газотехнологического оборудования должна быть не менее 3 м для РУ напряжением 110 кВ и 4 м – для РУ напряжением 220 кВ и выше. Для размещения высоковольтной испытательной установки и производства технологических работ на оборудовании в зале КРУЭ должна быть предусмотрена площадка. При этом должна быть обеспечена возможность демонтажа и транспортировки КРУЭ.

Связь между силовыми трансформаторами и РУ с КРУЭ должна выполняться, как правило, кабелем.

18.20.8 Конструкция КРУЭ должна обеспечивать возможность проведения ремонта и технического обслуживания отдельных его элементов без снятия напряжения со смежных присоединений и отключения секций и систем шин.

18.20.9 При применении КРУЭН должны быть предусмотрены мероприятия для выполнения требуемых климатических условий эксплуатации приводов КРУЭ, шкафов местного управления, шкафов зажимов и другого дополнительного оборуду-

дования.

18.20.10 В здании ПС при обосновании предусматриваются вспомогательные помещения:

- для хранения элегаза (с вытяжной вентиляцией);
- для хранения запасных частей и приспособлений;
- для ремонтного персонала (с естественным освещением).

18.20.11 ОПУ должны предусматриваться на ПС:

- с постоянным дежурным персоналом на щите управления;
- при необходимости размещения устройств РЗА, автоматизированной системы управления и связи;
- оборудованных аккумуляторными батареями;
- имеющих ЗРУ 35 кВ и выше.

18.20.12 К помещениям для размещения АБ предъявляются следующие требования:

18.20.12.1 Помещения для размещения стационарных АБ из негерметичных свинцово-кислотных аккумуляторов должны быть отделены от других производственных помещений категорий А, Б, В1-В3 и коридоров противопожарными перегородками первого типа и противопожарными перекрытиями третьего типа с классом пожарной опасности К0.

18.20.12.2 Вход в помещение стационарных АБ из негерметичных свинцово-кислотных аккумуляторов должен осуществляться из коридора, лестничной клетки и помещений категорий В4, Д через тамбур.

Для помещений с необслуживаемыми герметизированными АБ это требование не обязательно.

Двери тамбура должны открываться наружу и должны быть снабжены самозапирающимися замками, допускающими открывание их без ключа с внутренней стороны. Площадь тамбура должна быть не менее 1,5 м².

18.20.12.3 Помещения постоянного оперативного тока должны быть оборудованы естественной и принудительной приточно-вытяжной вентиляцией.

В помещениях постоянного оперативного тока (аккумуляторных) с негерметизированными АБ и герметизированными АБ, в которых проводится подзаряд напряжением более 2,4 В на элемент должны использоваться устройства принудительной приточно-вытяжной вентиляции.

Для герметизированных АБ, в которых проводится подзаряд напряжением менее 2,4 В на элемент устройств стационарной принудительной приточно-вытяжной вентиляции не требуется.

18.20.12.4 Стены, потолки, двери и оконные рамы, металлические конструкции и другие части помещений АБ должны окрашиваться кислотостойкой краской.

18.20.12.5 АБ устанавливаются на стальные стеллажи, смонтированные на изоляторах и покрытые кислотостойкой краской в отдельном помещении. Допускается по согласованию с заказчиком необслуживаемые АБ емкостью до 200 А·ч размещать в шкафу в помещении релейных панелей.

Для вновь возводимых ПС в случае двух и более АБ все они должны размещаться в разных помещениях. Для реконструируемых ПС в случае стесненных условий допускается установка двух АБ в одном помещении.

Конструкция АБ (стеллаж, аккумуляторы, межаккумуляторные переключки и внешние присоединения) должна иметь сейсмическую стойкость, соответствующую географическому расположению ПС.

18.20.12.6 Полы помещений АБ должны быть строго горизонтальными, на бетонном основании с кислотным покрытием (керамические кислотостойкие плитки с заполнением швов кислотостойким материалом). Плинтус должен быть устроен из кислотостойкого материала.

18.20.12.7 Противопожарные требования к помещениям стационарных герметичных батарей из свинцово-кислотных аккумуляторов, снабженных зарядным устройством, гарантирующие ограничения величины напряжения заряда, принимаются как для помещений с категорией по взрывопожарной и пожарной опасности В4, в соответствии с СН 2.02.05.

18.20.13 Здания ЗРУ допускается выполнять как отдельно стоящими, так и сблокированными со зданиями ОПУ, в том числе и по вертикали.

18.20.14 Здание ОПУ рекомендуется выполнять модульной конструкции, состоящей из быстросочленяемых блоков максимальной заводской готовности, устанавливаемых на заранее подготовленном фундаменте. В комплект поставки может входить лестница.

В модуле изготовителем должны быть предусмотрены:

- силовой щиток напряжением ~ 400 В (питание систем освещения, отопления, вентиляции, кондиционирования);
- щиток аварийного освещения;
- система рабочего освещения (напряжение сети в нормальном режиме ~ 400 В/ ~ 230 В (фаза-ноль));
- система аварийного освещения (напряжение сети в нормальном режиме ~ 400 В/ ~ 230 В (фаза-ноль), в аварийном режиме – 230 В – автоматическое переключение питания системы аварийного освещения на блок аварийного освещения щита постоянного тока 230 В);
- розеточная сеть ~ 230 В;
- сеть ремонтного освещения ~ 230 В/ ~ 12 В (ящик с понижающим трансформатором);
- система отопления (напряжение сети ~ 400 В/ ~ 230 В (фаза-ноль));
- система вентиляции (напряжение сети ~ 400 В);
- система кондиционирования (напряжение сети ~ 400 В/ ~ 230 В (фаза-ноль));
- охранный сигнализация;
- пожарная сигнализация;
- закладные металлоконструкции в полу для установки панелей (шкафов), в том числе и в резервных местах;
- металлические кабельные каналы указанных размеров подпольного исполнения для разводки контрольных и силовых кабелей в соответствии с планом;
- трубы указанных размеров в дне кабельных каналов с последующей герметизацией для вывода силовых и контрольных кабелей в кабельные лотки на ОРУ в соответствии с планом;
- кабельные стойки с консолями вдоль стен кабельных каналов для прокладки силовых и контрольных кабелей;

– заземляющее устройство внутри модуля.

Все несущие металлические элементы конструкции (стойки угловые, промежуточные, соединительные, горизонтальные связи) в модуле ОПУ должны быть обработаны огнезащитным покрытием в соответствии с СН 2.02.02 (пункт 5.3.4).

На окнах ОПУ должны быть предусмотрены антивандальные решетки.

18.20.15 Строительную часть ОРУ всех напряжений рекомендуется проектировать с учетом ее сооружения в объеме расчетного периода.

18.20.16 Строительную часть под трансформаторы следует предусматривать с учетом возможности замены трансформаторов на следующую ступень по шкале мощности.

18.20.17 При реконструкции ПС должно быть проведено обследование технического состояния строительных конструкций зданий и сооружений, подлежащих дальнейшему использованию.

Обследование проводит заказчик с привлечением проектных, научно-исследовательских или специализированных организаций, имеющих лицензию на данный вид работ.

По результатам обследования составляется заключение о техническом состоянии обследованных элементов объекта, которое оформляется в виде акта, протокола или отчета.

Документ, отражающий результаты обследования, в общем случае должен содержать:

- исполнительные чертежи;
- сведения о сроке эксплуатации строительных конструкций, проведенных ремонтных работах;
- ведомости обнаруженных дефектов и повреждений;
- рекомендации по проведению испытаний отдельных элементов строительных конструкций;
- сведения о степени огнестойкости зданий и сооружений.

Акт (протокол, отчет) обследования технического состояния строительных конструкций зданий и сооружений прилагается к заданию на проектирование ТПВ и РК ПС и служит основанием для определения объемов работ при проектировании ТПВ и РК.

18.20.18 При проектировании строительной части ПС выбор материалов, конструирование и расчеты зданий и сооружений выполняются в соответствии с требованиями ТНПА.

18.20.19 Стальные порталы, молниеотводы, опоры под оборудование и т.д., а также стальные детали железобетонных стоек порталов и опор под оборудование должны быть защищены от коррозии изготовителем с применением технологии горячего оцинкования.

В районах с сильноагрессивной степенью воздействия среды металлоконструкции ОРУ всех напряжений поверх цинкового покрытия следует окрашивать лакокрасочными материалами I и II групп по СН 2.01.07.

Все конструкции должны быть доступны для наблюдения, окраски, а также не должны задерживать влагу и затруднять проветривание. Замкнутые профили должны быть герметизированы.

18.20.20 Для защиты железобетонных опор и фундаментов от воздействия агрессивных сред в зависимости от степени этого воздействия следует применять соответствующие марки бетона по водонепроницаемости и морозостойкости, а также бетон на сульфатостойком цементе. В качестве дополнительной защиты при необходимости может применяться покрытие фундаментов (в том числе их наземной части) и опор (подземной части и на 0,5 м выше поверхности земли) в соответствии с ТНПА.

18.20.21 На дверях и внутренних стенках камер ЗРУ, оборудовании ОРУ, лицевых и внутренних частях КРУ наружной и внутренней установки, сборках и др. должны быть выполнены надписи установленного образца и формы, указывающие назначение присоединения и их диспетчерские наименования.

18.20.22 Для открытой прокладки кабелей (проводов) внутри помещений для обеспечения защиты от механических повреждений следует использовать короба и трубы из поливинилхлорида, использование полиэтиленовых труб при открытой прокладке кабелей (проводов) ввиду их физико-химических свойств не допускается.

Применение скрытой прокладки либо прокладки в коробах из поливинилхлорида выполняется по согласованию с заказчиком.

18.21 Быстровозводимые комплектные трансформаторные подстанции напряжением 35-110 кВ.

18.21.1 В целях уменьшения сроков строительства подстанций напряжением 35, 110 кВ мощностью до 6.3 МВА, могут применяться быстровозводимые комплектные трансформаторные ПС. Это готовые решения, включающие серийно выпускаемое оборудование, унифицированные или типовые строительные изделия и конструкции, которые поставляются заводами-изготовителями в собранном виде либо отдельными блоками для дальнейшей сборки на месте установки, включая силовые трансформаторы.

18.21.2 Количество типоразмеров оборудования, строительных конструкций и изделий быстровозводимой комплектной трансформаторной ПС должно быть минимальным.

Быстровозводимая комплектная трансформаторная ПС должна состоять из следующих типовых узлов:

- ОРУ 35(110) кВ;
- силовые трансформаторы;
- порталы, контактно-натяжную арматуру, ошиновку;
- кабельные конструкции;
- ОРУ напряжением 10(6) кВ или КРУН напряжением 10(6) кВ;
- заземляющее устройство;
- молниезащиту;
- фундаменты;
- маслосборное и маслоприемные устройства для силовых трансформаторов;
- освещение подстанции;
- ограждение подстанции;

18.21.3 В качестве коммутационных аппаратов на ОРУ 35 кВ могут применяться необслуживаемые реклоузеры наружной установки со встроенной системой измерения, РЗиА, бесперебойного питания и функцией передачи данных.

18.21.4 В качестве силовых трансформаторов могут применяться трансформаторы номинальной мощностью до 6,3 МВА.

18.21.5 В качестве фундаментов под ОРУ и порталы могут применяться сваи типа С35-1-х-Н с металлической закладной в верхней части или стойки УСО. Длина свай, стоек выбирается в зависимости от несущей способности грунта.

18.21.6 Все применяемые металлоконструкции в РУ должны быть защищены от коррозии методом горячего оцинкования, выполненного в заводских условиях.

18.21.7 На подстанции должны быть применены железобетонные или металлические кабельные трассы. Трассы необходимо проложить вдоль стоек с установленным оборудованием и фундаментам силовых трансформаторов. Подвод трассы к шкафам необходимо производить через ответвление с помощью металлических лотков.

18.21.8 В качестве коммутационных аппаратов на ОРУ 10 (6) кВ могут применяться необслуживаемые реклоузеры (выключатели) наружной установки, укомплектованные системой измерения, РЗА, учета, бесперебойного питания и функцией передачи данных.

18.21.9 На быстровозводимой комплектной трансформаторной ПС может применяться распределенная система оперативного тока. Каждый шкаф управления реклоузером должен содержать индивидуальную АКБ с системой заряда. Питание шкафов выполняется от системы собственных нужд.

18.21.10 Заземляющее устройство и молниезащита подстанции должны быть выполнены согласно требованиям СН 4.04.05 и СН 4.04.03.

19 Ремонт, техническое и оперативное обслуживание

19.1 Проектирование сооружений, помещений и средств для ремонтно-технического обслуживания ПС должно соответствовать требованиям СТП 33240.20.501 и настоящего стандарта.

19.2 Задание на проектирование ПС может предусматривать проектирование РПБ или зданий вспомогательного назначения для обеспечения ремонтно-технического обслуживания этой ПС, группы ПС или прилегающего узла электросетей, а для крупных ПС напряжением 750 кВ также здания производственно-бытового назначения.

19.3 Оснащенность РПБ и РЭП автотранспортом, спецмеханизмами и тракторами для обеспечения проведения ремонтно-технического обслуживания принимается в соответствии с отраслевыми нормативами комплектования указанными машинами и механизмами и не должна ограничивать выполнение полного комплекса ремонтных работ и сдерживать повышение эффективности технического обслуживания и улучшение социальных условий труда персонала.

19.4 Объемы и сроки проведения ремонтно-технического обслуживания оборудования, устройств и сооружений определяются СТП 33243.20.366, СТП 33240.20.501, а также технической документацией изготовителей.

19.5 С внедрением средств диагностики технического состояния оборудования осуществляется переход от проведения ремонтно-технического обслуживания по установленным срокам к проведению ремонтно-технического обслуживания по ре-

зультатам диагностического контроля и профилактических испытаний.

19.6 Форма и структура организации ремонта, технического и оперативного обслуживания ПС определяется утвержденной схемой организации эксплуатации или проектом организации района или филиала электрических сетей), в которых указывается также местоположение и тип РПБ, РЭП, оснащение их необходимыми механизмами и ремонтными средствами.

19.7 Проектирование РПБ, РЭП осуществляется в виде самостоятельного проекта. Допускается включение РПБ, РЭП в проекты ПС, если они предусмотрены заданием на проектирование ПС.

Допускается включение в состав проекта ПС ДП района электрических сетей в части оборудования для ДП и каналов диспетчерской и технологической связи и телемеханики, если в соответствии с утвержденной схемой организации эксплуатации предусмотрено совмещение функций диспетчера по району электрических сетей и дежурного по ПС и в задании на проектирование сделана соответствующая запись.

19.8 Допускается также включение в состав проекта ПС напряжением 330 кВ и выше тренажеров и полигонов для обучения и тренировки персонала при наличии указания в задании на проектирование ПС.

19.9 Ремонт и техническое (сервисное) обслуживание ПС должно осуществляться, как правило, специализированными бригадами:

- с РПБ (РЭП) района или филиала электрических сетей;
- с базовой ПС группы ПС.

В обоих случаях для обслуживания ПС предусматриваются производственные помещения в ОПУ, а также используются передвижные ремонтные мастерские службы или группы ПС. В случае, когда ПС является базовой для группы ПС, не имеющих РПБ, на ней должно предусматриваться здание вспомогательного назначения.

На ПС напряжением 220-750 кВ с объемом работ по техническому обслуживанию и ремонту 800 усл. ед. и более возможна организация местных специализированных бригад.

В этом случае на ПС также должно быть предусмотрено здание вспомогательного назначения, в состав помещений которого должна входить мастерская по ремонту выключателей и другого оборудования, оснащенная грузоподъемным механизмом.

19.10 В ОПУ ПС, а также на закрытой ПС независимо от формы обслуживания должны предусматриваться помещения для персонала, осуществляющего ремонт и техническое обслуживание силового оборудования, РЗА, средств телемеханики, управления и связи. Рабочее место оперативного персонала ПС должно предусматриваться в помещении панелей управления, которое рекомендуется отделять от помещения панелей РЗА сплошным ограждением.

19.11 На ПС, не имеющих ОПУ, для организации рабочего места персонала по оперативному, ремонтно-техническому обслуживанию силового оборудования, средств РЗА, управления и связи, а также для размещения устройств связи и хранения средств техники безопасности должны предусматриваться обогреваемые помещения площадью 12–18 м².

Помещения для персонала должны быть отделены от помещения, в котором

устанавливается оборудование средств связи.

19.12 В зале КРУЭ должны быть предусмотрены монтажно-ремонтная площадка и место для размещения сервисной аппаратуры, а также санузел с холодной и горячей водой (при наличии водоснабжения на ПС), которые следует располагать на одном уровне с залом КРУЭ.

19.13 Персонал, который допускается к обслуживанию элегазового оборудования, должен пройти соответствующую подготовку.

19.14 Ремонтно-техническое обслуживание трансформаторов на ПС напряжением до 750 кВ включительно независимо от мощности трансформаторов должно осуществляться на месте их установки с помощью передвижных кранов. Рядом с трансформатором следует предусматривать площадку, рассчитанную на размещение элементов, снятых с ремонтируемого трансформатора, а также технологического оборудования и такелажа, необходимых для ремонтных работ. При этом должно быть обеспечено расстояние:

- от крана до оборудования – 1,0 м;
- между оборудованием – 0,7 м.

19.15 При реконструкции ПС установка силовых трансформаторов напряжением 35-330 кВ мощностью 10 МВА и более может выполняться непосредственно на фундамент без кареток и рельс, кроме ПС с ремонтными башнями и путями перекачки и ПС с закрытой установкой трансформаторов.

19.16 Железнодорожные пути для перекачки трансформаторов на ПС напряжением 35-750 кВ предусматриваются в случаях, когда:

- на ПС имеется или предусматривается башня для ремонта трансформаторов;
- замена поврежденной фазы АТ осуществляется путем перекачки резервной фазы;
- имеется подъездная железная дорога к ПС;
- предусматривается закрытая установка трансформаторов.

19.17 Мероприятия по защите информации, обрабатываемой в технических средствах ИС, перед передачей их в сторонние организации для ремонта (том числе гарантийного) или технического обслуживания, а также при получении этих технических средств после ремонта (технического обслуживания) должны определяться в локальных правовых актах владельца ПС.

20 Охранные мероприятия и биологическая защита

20.1 Общие положения

20.1.1 ПС классифицируются в зависимости от вида и размеров ущерба, который может быть нанесен ПС, находящимся на ПС людям и имуществу.

В случае реализации террористической угрозы, ПС подразделяют на:

- ПС высокой значимости (ПС критически важные) – напряжением 330-750 кВ;
- ПС средней значимости (ПС особо важные) – напряжением 110-220 кВ;
- ПС низкой значимости – напряжением 10-35 кВ и напряжением 110-220 кВ, не относящиеся ко 2 классу.

20.1.2 Ограждение ПС выполняется согласно СН 4.04.05 (пункт 13.2.4) и по СП 4.04.07 (пункт 13.1.7).

Территория ПС напряжением 35 кВ и выше должна быть ограждена сплошным внешним ограждением высотой не менее 2,2 м. Ограждение должно исключать возможность случайного прохода людей (животных), проезда транспортных средств, минуя контрольно-пропускные пункты (далее – КПП), калитки и (или) въездные ворота.

Ограждение не должно иметь проломов, лазов, иных повреждений, а также незапираемых дверей, ворот, калиток.

Ограждение выполняется в виде прямолинейных участков с минимальным количеством изгибов и поворотов.

Силовые трансформаторы рекомендуется ограждать внутренним сетчатым ограждением высотой не менее 1,6 м.

ОРУ разных номинальных напряжений и силовые трансформаторы могут иметь общее ограждение.

Для закрытых ПС, а также для столбовых, мачтовых и комплектных ПС наружной установки с внешним напряжением до 35 кВ ограждения могут не предусматриваться.

20.1.3 Территория ПС напряжением 330 кВ и выше, особо важных ПС напряжением 110 кВ, 220 кВ оборудуется сплошным ограждением, которое состоит из основного, дополнительного и предупредительного ограждений.

Основное ограждение выполняется из железобетонных конструкций высотой не менее 2,2 м.

К основному ограждению не должны примыкать какие-либо пристройки, кроме зданий, являющихся продолжением периметра объекта. По периметру основного ограждения с внутренней стороны предусматривается незастраиваемая полоса земли для организации охранных мероприятий.

Складирование товарно-материальных ценностей к основному ограждению ближе 5 м не допускается. Снаружи основного ограждения не должны находиться кустарники и деревья, способствующие несанкционированному проникновению на объект.

Дополнительное ограждение устанавливается для усиления основного ограждения и состоит из верхнего и нижнего дополнительных ограждений.

Верхнее дополнительное ограждение устанавливается на основное ограждение и исключает возможность проникновения между ними. В качестве верхнего дополнительного ограждения могут применяться:

- инженерное средство защиты типа «Спираль АКЛ»;
- спиральный барьер безопасности «Егоза»;
- иные устройства.

Крепление верхнего дополнительного ограждения к основному ограждению может осуществляться:

– прутками арматурной стали диаметром не менее 8 мм. Расстояние между точками крепления верхнего дополнительного ограждения к основному ограждению не должно превышать расстояния 1 м;

- прутками арматурной стали диаметром не менее 16 мм, прикрепленными к

опорам основного ограждения и проходящими внутри верхнего дополнительного ограждения. Расстояние между точками крепления верхнего дополнительного ограждения к пруткам арматурной стали не должно превышать расстояния 1 м.

Высота основного и верхнего дополнительного ограждения должна составлять не менее 2,5 м.

Дополнительное верхнее ограждение устанавливается также на крышах и с внешней стороны фасадов одноэтажных и двухэтажных зданий, примыкающих к основному ограждению.

Нижнее дополнительное ограждение устанавливается под основным ограждением с заглублением в грунт не менее 0,5 м. Оно выполняется в виде бетонированного цоколя или металлической оцинкованной решетки из прутков диаметром не менее 8 мм с ячейками размером не более 100 x 100 мм.

Предупредительное ограждение располагается с внутренней стороны основного ограждения, выполняется в виде двойного спирального барьера безопасности «Егоза».

С внутренней стороны предупредительного ограждения оборудуется пешеходная тропа шириной не менее 1 м.

Для обслуживания технических средств охраны, связи, сигнализации, оповещения и освещения, осмотра местности в предупредительном ограждении предусматриваются проходы, оборудуемые воротами (калитками). Ворота и калитки в предупредительном ограждении должны быть металлическими и запираются на замок.

При необходимости вдоль основного ограждения периметра объекта между основным и внутренним предупредительным ограждениями устраивается зона отторжения.

В зоне отторжения размещаются:

- инженерно-технические системы и средства охраны;
- охранное освещение;
- указательные и предупредительные знаки.

Зона отторжения должна быть тщательно спланирована и расчищена. В ней не допускается размещение строений и предметов, затрудняющих применение технических средств охраны и действия служб охраны. Ширина зоны отторжения, в которой размещаются технические средства охраны периметра, должна превышать ширину зоны их обнаружения.

20.1.4 Ворота должны быть сплошными металлическими и устанавливаться на автомобильных и железнодорожных въездах на территорию ПС. По периметру ПС могут устанавливаться как основные, так и запасные или аварийные ворота.

Конструкция ворот должна обеспечивать их жесткую фиксацию в закрытом положении.

Ворота с электроприводом и дистанционным управлением должны оборудоваться устройствами аварийной остановки и открытия вручную на случай неисправности или отключения электричества.

Ворота следует оборудовать ограничителями или стопорами для предотвращения самопроизвольного открытия (закрытия).

В качестве запирающих устройств для основных ворот следует использовать

замки гаражного типа, а также прочные засовы, задвижки, шпингалеты и т.п.

Запасные или аварийные ворота со стороны охраняемой территории должны запираются на два засова или задвижки, которые, в свою очередь, должны запираются на навесные замки с защищенной или закаленной дужкой.

На ПС с дежурным персоналом, не имеющих КПП и охраны, въездные ворота оборудуются переговорным устройством для осуществления связи со ЩУ и дистанционным отпиранием калитки и ворот.

На ПС напряжением 330 кВ и выше, особо важных ПС напряжением 110 кВ, 220 кВ перед воротами устанавливаются противотаранные ограждения в виде стальных сегментов, поднимающихся из земли на высоту 0,4 м, или в виде установки бетонных конструкций на дороге, ведущей к воротам, на расстоянии не более 30 м до ворот, исключающих возможность их переезда и обеспечивающих поворот автотранспорта на 90°.

20.1.5 Остекление зданий на территории ПС следует максимально сокращать, особенно на ПС без постоянного дежурного персонала, т.е. без персонала, осуществляющего дежурство 24 ч в сутки (круглосуточно).

Оконные проемы не должны предусматриваться в следующих зданиях и сооружениях ПС:

- в ЗРУ на ПС без постоянного дежурного персонала;
- на фасадной стороне ОПУ в случае совмещения фасадной линии ОПУ с оградой ПС;
- в кабельных этажах и шахтах;
- в складских помещениях.

В случае необходимости в естественном освещении окна первого и второго этажей оборудуются решетками.

20.1.6 Оборудованию охранной сигнализации помещений ПС без постоянного дежурного персонала подлежат входные наружные двери первого и других этажей, оконные проемы и форточки первого этажа ОПУ, ЗРУ, коридоров обслуживания КРУН, насосных станций, компрессорных, аккумуляторных, ЗВН, складских помещений.

На ПС с постоянным дежурным персоналом охранную сигнализацию допускается выполнять в меньшем объеме, в первую очередь за счет отказа от ее использования в помещениях, где располагается дежурный персонал.

Охранная сигнализация помещений ПС должна осуществлять контроль:

- закрытого состояния входных наружных дверей, а также оконных фрамуг и форточек помещений ПС;
- целостности оконных стекол;
- целостности дверных и оконных проемов;
- закрытого состояния въездных ворот и калиток.

20.1.7 Конструкция ввода и вывода кабелей, водопровода и канализации на территории ПС должна исключать проникновение на ПС посторонних лиц.

20.1.8 На планах ПС и каждого ОРУ напряжением 330 кВ и выше следует предусматривать маршруты обхода для осмотра оборудования и маршруты следования к рабочим местам, обеспечивающие безопасный подход ко всем аппаратам. Участки маршрутов, на которых напряженность электрического поля превышает

15 кВ/м, должны быть экранированы.

Для сокращения объема экранирования маршруты следует располагать в зонах экранирующего действия стоек порталов, фундаментов и заземленных частей оборудования.

Протяженность маршрутов обходов допускается увеличить при напряжении электрического поля менее 15 кВ/м, определяя длительность пребывания персонала на маршруте в соответствии с ТКП 427.

20.1.9 Уровни напряженности магнитного поля на рабочих местах ПС не должны превышать допустимых значений в соответствии с [25].

20.2 Технические мероприятия по обеспечению безопасности и антитеррористической защищенности

20.2.1 Мероприятия по обеспечению технической защищенности объектов предусматриваются в проектной документации в соответствии с заданием на проектирование.

20.2.2 Объем технических средств и систем охраны определяется согласно СН 3.02.19 и СН 3.02.06.

20.2.3 Следует оснащать ПС напряжением 35-750 кВ следующими инженерно-техническими средствами защиты:

а) ПС напряжением 35 кВ согласно СН 3.02.19:

- системой видеонаблюдения среднего уровня безопасности (территория, здания, помещения);
- системой охранной сигнализации для зданий и помещений минимального уровня безопасности;

б) ПС напряжением 110-220 кВ согласно СН 3.02.19:

- системой видеонаблюдения среднего уровня безопасности (территория, здания, помещения);
- системой охранной сигнализации для зданий, помещений и территории среднего уровня безопасности;
- системой контроля и управления доступом территории минимального уровня безопасности;
- ручной системой тревожной сигнализации;

в) ПС напряжением 330 кВ и выше согласно СН 3.02.19:

- интегрированной системой охраны;
- системой видеонаблюдения среднего уровня безопасности (территория, здания, помещения);
- системой охранной сигнализации для зданий, помещений и территории среднего уровня безопасности;
- системой контроля и управления доступом территории минимального уровня безопасности;
- ручной системой тревожной сигнализации;

г) контрольно-пропускной пункт – на ПС высокой значимости и, при обосновании, на ПС средней значимости;

д) ограждение периметра – на ПС высокой, средней, низкой значимости,

кроме закрытых ПС.

При необходимости повышения требований к построению уровней безопасности объектов, условия повышения уровней указываются в задании на разработку проектной документации.

20.2.4 По решению заказчика колодцы, люки (за исключением пожарных резервуаров и колодцев для размещения пожарных гидрантов), лазы, подземные тоннели и т. п. во избежание несанкционированного проникновения через них оборудуют постоянными или съемными решетками и другими защитными устройствами и системой охранной сигнализации.

20.2.5 По решению заказчика колодцы, люки (за исключением пожарных резервуаров и колодцев для размещения пожарных гидрантов), лазы, подземные тоннели и т. п. во избежание несанкционированного проникновения через них оборудуют постоянными или съемными решетками и другими защитными устройствами и системой охранной сигнализации.

20.2.6 На КПП предусматривают:

- постовое помещение для работников (сотрудников) охраны площадью не менее 6 м² на одного работника, запираемое изнутри;
- систему контроля и управления доступом;
- комнату досмотра;
- комнату для хранения оружия (для военизированной охраны, при необходимости);
- санитарно-бытовые помещения;
- шкафы-ячейки (камеры) для хранения личных вещей работников и посетителей объекта;
- коридор для прохода работников ПС и посетителей.

Для постового помещения предусматривают выход в коридор, обеспечивающий пропускную способность для работников (сотрудников) ПС, а также открывающееся окно для проверки документов.

Устройства управления техническими средствами и системами охраны, охранном освещением, въездными воротами, калитками размещают в постовом помещении.

При необходимости осмотра автотранспорта у КПП оборудуют смотровые площадки и (или) эстакады. Для обеспечения безопасности работников охраны у КПП оборудуют «островок безопасности» размером не менее 0,5 x 0,5 м.

Окна и двери КПП оборудуют инженерно-техническими средствами защиты. Окна выполняют с видом на охраняемую территорию, въездные ворота и на внешнюю сторону охраняемого объекта.

Входные двери КПП выполняют из металла толщиной не менее 3 мм, оборудуют смотровым окном и переговорным устройством.

Комнаты досмотра размещают в изолированном помещении, недоступном для лиц, не участвующих в досмотре, исключая возможность наблюдения за проведением личного досмотра со стороны (в том числе с использованием систем видеонаблюдения).

На ПС 750 кВ предусматривается, как правило, один пост охраны общей численностью 7 человек, включая начальника охраны. На ПС, имеющих два постоянно

действующих автотранспортных въезда, может быть предусмотрено два поста охраны с общей численностью 13 человек (в том числе один начальник охраны).

На ПС 330 кВ и на особо важных ПС 110-220 кВ предусматривается, как правило, один пост охраны общей численностью 5 человек.

20.2.7 Охранное освещение по периметру ПС предусматривают на ПС, имеющих периметральную охранную сигнализацию, а также на всех ПС с постоянным дежурным персоналом. Включение охранного освещения по периметру ПС осуществляют вручную или автоматически при срабатывании периметральной охранной сигнализации. Охранное освещение должно обеспечить освещенность поверхности земли вдоль внутренней стороны ограждения не менее 0,5 лк, а при проектировании системы видеонаблюдения периметра ПС должно обеспечить минимальную освещенность не менее значений освещенности, определяемых в СН 3.02.19 (приложения А-Г).

20.2.8 Сигналы срабатывания от периметральной охранной сигнализации и от охранной сигнализации помещений ПС передаются:

- для ПС напряжением 330-750 кВ, особо важных ПС напряжением 110-220 кВ, имеющих охрану – на КПП, где размещена охрана и щит управления ПС;
- для ПС, не имеющих охраны, но с постоянным персоналом – на щит управления ПС;
- для ПС с дежурством персонала менее 24 часов в сутки – на ДП района или филиала электрических сетей по каналам телемеханики, а также на щит управления ПС;
- для ПС напряжением 35 кВ и выше без постоянного дежурного персонала – на ДП района или филиала электрических сетей.

Срабатывание системы охранной сигнализации сопровождается включением светозвуковых оповещателей.

При организации централизованной охраны с использованием системы передачи извещений, передача извещений о состоянии охраняемого объекта на пульт централизованного наблюдения должна быть организована по двум каналам передачи данных. Необходимость передачи извещений о срабатывании системы охранной сигнализации на пульт централизованного наблюдения Департамента охраны Министерства внутренних дел устанавливается в задании на проектирование.

20.2.9 Работника (сотрудника) охраны обеспечивают постоянной телефонной и радиосвязью с оперативным персоналом ПС.

20.3 Защита подстанций от беспилотных летающих аппаратов

20.3.1 Мероприятия и состав ЗОК определяются заказчиком в составе задания на проектирование.

20.3.2 Проектные решения ЗОК должны в течение всего эксплуатационного периода обеспечивать:

- механическую безопасность;
- пожарную безопасность;
- эксплуатационную пригодность для персонала и населения, находящегося в

непосредственной близости от ЗОК;

– оперативное восстановление элементов ЗОК при их частичном повреждении.

20.3.3 Срок службы ЗОК и их элементов устанавливается в задании на проектирование в соответствии с ГОСТ 27751 с учетом их ремонтпригодности.

20.3.4 ЗОК от БПЛА должны обладать следующими функциональными способностями:

– ЗОК с использованием сетчатых конструкций должны обеспечить предотвращение подлета БПЛА к защищаемому объекту на расстояние, гарантирующее приемлемые нагрузки при взрыве заряда взрывчатых веществ (обеспечить бесконтактный взрыв с заданной вероятностью разрушения здания или сооружения);

– ЗОК с использованием сетчатых конструкций и защитных противоосколочных экранов должны обеспечить предотвращение поражения защищаемого объекта и людей, находящихся внутри него, осколками или поражающими элементами заряда;

– ЗОК, рассчитанные на воздействие контактного взрыва взрывчатых веществ должны обеспечить недопущение обратного откола элементов ЗОК (бетонных блоков, кирпичных стен).

20.3.5 Конструктивные решения ЗОК

20.3.5.1 Опорные сетки – основной защитный элемент, препятствующий пролету БПЛА.

20.3.5.2 Дополнительные сетки – дополнительный защитный элемент, улавливающий фрагменты разрушенного БПЛА и осколочные поражающие элементы боевой части БПЛА.

20.3.5.3 Ограждения из стальных тросов – пространственные конструкции из стальных тросов, препятствующих пролету БПЛА.

20.3.5.4 Опоры – пространственные конструкции, предназначенные для крепления основных элементов защиты, препятствующих пролету БПЛА и воспринимающие нагрузки от падения и взрывов БПЛА.

20.3.5.5 Растяжки – пространственные конструкции из стальных тросов, обеспечивающие пространственную жесткость несущего каркаса конструкции.

20.3.5.6 Фундаменты – конструкции, передающие нагрузки от каркасов ЗОК на грунтовое основание.

20.3.5.7 Тюфяки – дополнительные ЗОК, улавливающие осколочные поражающие элементы боевой части БПЛА.

20.3.5.8 Маты – дополнительные ЗОК, улавливающие осколочные поражающие элементы боевой части БПЛА.

20.3.5.9 Противоосколочные стенки – дополнительные ЗОК, улавливающие осколочные поражающие элементы боевой части БПЛА.

20.3.6 Требования к проектированию несущих конструкций ЗОК

20.3.6.1 Основные требования к конструкциям:

– при проектировании конструкций из стальных профилей следует руководствоваться СП 5.04.01 и ГОСТ 27751;

– при проектировании конструкций из железобетона следует руководствоваться СП 5.03.01 и [25];

– защиту конструкций от воздействия огня для обеспечения пожарной безопасности и огнестойкости строительных конструкций при проектировании следует выполнять в соответствии с СН 2.02.05.

20.3.6.2 Основные расчетные требования к конструкциям:

– при расчете конструкций из стальных профилей следует руководствоваться СП 5.04.01;

– при расчете конструкций из железобетона следует руководствоваться СП 5.03.01;

– при необходимости допускается подтверждать расчеты экспериментальными исследованиями;

– при расчете конструкций следует учитывать коэффициенты надежности по нагрузкам и материалу, а также коэффициенты условий работы и коэффициент надежности по ответственности сооружения (элемента сооружения).

Для обеспечения надежности несущих конструкций следует использовать нормативные и расчетные значения нагрузок и сопротивления.

Коэффициенты надежности по нагрузкам γ_f и материалу γ_m представляют собой отношения:

$$\gamma_f = P/P_n \quad (19.1)$$

$$\gamma_m = R_n/R \quad (19.2)$$

где P_n , R_n – нормативная нагрузка и нормативное сопротивление, определяемые по ГОСТ 27751, ГОСТ 14918, СН 2.01.02, СН 2.01.04, СН 2.01.05;

P , R – расчетная нагрузка и расчетное сопротивление, представляющие собой максимальную нагрузку и минимальное сопротивление (в статистическивероятностном смысле) за срок службы сооружения.

20.3.7 При проектировании улавливающих сетчатых конструкций, ЗОК следует руководствоваться ГОСТ 5336, [26], [27], [28].

20.3.8 При проектировании улавливающих конструкций из стальных канатов следует соблюдать требования ГОСТ 2172.

20.3.9 Требования к проектированию противоосколочных конструкций

20.3.9.1 Защита жизненно важных агрегатов объекта от осколочного воздействия заряда БПЛА может быть обеспечена за счет установки по периметру и покрытию защитных конструкций из сборных каменных или бетонных блоков, с прочностью на сжатие не менее 100 кг/см^2 , а также различного вида тьюфяков, заполненных песком или глиной, габионов расчетной толщины.

20.3.9.2 В качестве защиты людей, находящихся внутри зданий и сооружений, от осколков оконных стекол следует использовать взрывозащитные пленки и/или взрывозащитные и противоосколочные шторы, располагаемые с внутренней стороны окон.

20.3.9.3 Защитные противоосколочные конструкции снаружи зданий и сооружений должны устанавливаться с таким расчетом, чтобы расстояние между отдельными агрегатами и защитными конструкциями могло обеспечивать беспрепятственное их обслуживание и при необходимости проведение ремонтных работ. При этом каменные и бетонные блоки монтируются на цементно-песчаном растворе марки не ниже М75.

20.3.9.4 Входы в здания допускается защищать с помощью защитных экранов, устанавливаемых на расстоянии не более чем 3,0 м от здания, с высотой на 1,0-2,0 м превышающей высоту двери.

20.4 Охранные мероприятия и биологическая защита

Охранные мероприятия и биологическая защита предусматриваются в проектной документации в соответствии с СН 4.04.05 и по СП 4.04.07.

21 Учет электроэнергии

Проектирование средств и систем учета электроэнергии и контроля ПКЭ должно выполняться в соответствии с СН 4.04.05 и по СП 4.04.07.

При реконструкции (модернизации) существующей ПС требования вышеуказанных ТНПА распространяются только на реконструируемую (модернизируемую) часть ПС.

22 Требования к шкафам низковольтных комплектных устройств

20.1 Шкафы НКУ с оборудованием РЗА АСУТП, АСКУЭ, СОПТ, СН, связи и другими устройствами выполняются в соответствии с требованиями настоящего стандарта, а также требованиями других ТНПА, не противоречащих настоящему стандарту.

22.2 На ПС должны применяться шкафы одностороннего или двухстороннего обслуживания.

22.3 Габариты типовых шкафов (В×Ш×Г) внутреннего исполнения, устанавливаемых в ОПУ, должны составлять:

- общая высота – 2200 мм;
- ширина – 600 или 800 мм;
- глубина – 600 или 800 мм.

Изменение габаритов типового шкафа допускается при проектном обосновании и согласовании с заказчиком.

В помещении должны устанавливаться шкафы одинаковой высоты, а в ряду – одинаковой глубины.

В общую высоту шкафа должен входить цоколь размером 200 мм.

22.4 Для ПС напряжением 110 кВ с модульными зданиями рекомендуется применять шкафы внутреннего исполнения с односторонним обслуживанием шириной 800 мм. При этом шкафы, как правило, должны быть оснащены поворотной рамой, на которой устанавливается часть оборудования. Клеммные ряды и часть оборудования, не требующая визуального осмотра, должны устанавливаться на монтажной раме в глубине шкафа.

22.5 Габариты шкафов наружного исполнения, а также устанавливаемых в ЗРУ, определяются техническими решениями проекта.

22.6 Все шкафы должны иметь стандартные (комплектуемые изготовителем) боковые стенки, при этом ширина шкафов может быть увеличена на 15-20 мм.

22.7 Передняя дверь может быть сплошной металлической или полностью

прозрачной.

Если в шкафу имеются сигнальные элементы, то конструкция шкафа должна обеспечивать возможность их визуального контроля без открывания двери: дверь из прозрачного материала, установка сигнальных элементов на двери и т.п.

Установка ключей, накладок, испытательных блоков и т.п. должна выполняться на передней стенке шкафа за дверью.

22.8 Задняя дверь должна быть распашной, разделенной на две створки, либо цельной общей шириной не более 600 мм.

22.9 Все двери шкафов, установленных в ОПУ, ЗРУ и КРУ, должны быть оборудованы ручками и закрываться стандартным (комплектуемым изготовителем) замком. При поставке нескольких шкафов замки должны иметь универсальный ключ.

22.10 Все двери шкафов, установленных на ОРУ, должны быть оборудованы ручками и закрываться стандартным (комплектуемым изготовителем) замком с индивидуальным ключом. При поставке нескольких шкафов замки должны иметь универсальный ключ.

22.11 Все двери шкафов и стенки, допускающие демонтаж, должны комплектоваться датчиками открытия (снятия).

22.12 При открывании дверей должны быть предусмотрены фиксаторы, с углом раскрытия не менее 110° .

22.13 Для крепления шкафа к закладным должны использоваться болтовые соединения, в количестве не менее 4-х. Крепление с помощью сварки запрещается.

22.14 Шкафы, предназначенные для эксплуатации в закрытых помещениях с естественной вентиляцией и без/с искусственно регулируемые климатическими условиями, должны изготавливаться для климатического исполнения УХЛ4.

22.15 Шкафы, предназначенные для эксплуатации на открытом воздухе (наружного исполнения), должны изготавливаться для климатического исполнения УХЛ1.

22.16 Требования в части стойкости шкафа наружного исполнения к атмосферным условиям должны соответствовать ГОСТ 15543.1. Шкафы наружного исполнения должны быть изготовлены из нержавеющей или полимерных материалов

22.17 Шкафы НКУ наружного исполнения должны быть оснащены системой антиконденсационного обогрева. Необходимость установки системы обогрева определяется техническими решениями проекта.

22.18 Охлаждение шкафа должны выполняться, как правило, путем естественной вентиляции. Применение принудительной вентиляции внутри шкафа внутренней установки не рекомендуется.

22.19 Необходимость установки принудительного охлаждения шкафа наружной установки определяется техническими решениями проекта. Для обеспечения необходимой степени защиты шкафа должен применяться, как правило, теплообменник «воздух-воздух».

22.20 Шкафы, как правило, должны быть оборудованы датчиками температуры контактного типа, обеспечивающими двухуровневую (настраиваемую) сигнализацию повышения температуры. Шкафы наружной установки дополнительно должны иметь контактный датчик (настраиваемый) сигнализации понижения температу-

ры.

22.21 Требования в части стойкости шкафа внутреннего исполнения должны обеспечиваться при следующих атмосферных условиях:

- место установки защищается от попадания брызг воды, масел, эмульсий, а также от прямой солнечной радиации;
- естественная вентиляция или устройства регулирования климатических условий;
- отсутствие конденсации влаги;
- температура окружающего воздуха – $+10...+25^{\circ}\text{C}$,
- относительная влажность воздуха – $20\%...50\%$;
- относительная влажность воздуха не более 50% при максимальной температуре 40°C ;
- допускается повышенная влажность при низких температурах, например, 60% при 20°C ;
- предельная температура окружающего воздуха не более 40°C , а её среднее значение за период 24 ч не более 35°C ;
- нижний предел температуры окружающего воздуха – плюс 5°C .

22.22 При эксплуатации шкафов НКУ в особых условиях, эти условия должны быть оговорены в задании на закупку и соглашении между изготовителем и заказчиком. Заказчик должен информировать изготовителя о наличии нижеследующих особых условий эксплуатации:

- значения температуры, относительной влажности, отличающиеся от указанных в 0;
- изменения температуры или давления воздуха происходят с такой скоростью, при которой может произойти повышенная конденсация внутри шкафа;
- воздействие сильных электрических или магнитных полей;
- воздействие плесени или микробов (микроорганизмов);
- установка в пожароопасных или взрывопожароопасных помещениях;
- воздействие сильной вибрации и ударов.

22.23 Изготовитель должен установить меры, которые должны быть приняты в части электромагнитной совместимости, связанной с установкой, эксплуатацией и техническим обслуживанием шкафов.

22.24 Определяющими принципами при формировании компоновки шкафа являются:

- размещение аппаратуры по монтажным единицам;
- соблюдение правильного расположения аппаратов по допустимым уровням их размещения;
- удобство эксплуатации устройств и оборудования оперативным, наладочным и ремонтным персоналом.

22.25 В шкафу НКУ ПС архитектуры I и II, устанавливаемом в ОПУ, рекомендуется располагать не более четырех монтажных единиц.

В шкафу НКУ АСКУЭ ПС архитектуры I и II, устанавливаемом в ОПУ, рекомендуется располагать не более шести СЭ.

22.26 В шкафу НКУ ПС архитектуры III с шиной процесса, устанавливаемом в ОПУ, рекомендуется располагать не более десяти монтажных единиц.

22.27 В шкафу НКУ ПС, устанавливаемом вблизи оборудования в ЗРУ или на ОРУ, рекомендуется располагать не более четырех монтажных единиц.

22.28 В шкафу с аппаратурой, относящейся к разным присоединениям или разным устройствам одного присоединения, которые могут проверяться отдельно, должны быть нанесены разграничительные линии.

22.29 Комплектующие элементы должны устанавливаться в соответствии с инструкциями изготовителя с учетом удобства и безопасности наблюдения за изделиями при выполнении сборочных работ, проведении осмотра, испытаний и обслуживания.

22.30 При формировании в шкафу рядов с устройствами, измерительными элементами и аппаратурой ВК необходимо учитывать допустимые минимальный и максимальный уровни размещения данных типов аппаратных элементов, установленных в ряду, относительно пола.

22.31 Установку аппаратных элементов следует производить в зоне от 400 до 2000 мм от уровня пола.

Аппараты ручного оперативного управления (переключатели, кнопки) рекомендуется располагать на высоте не более 1700 мм и не менее 700 мм от уровня пола, по согласованию с заказчиком – не менее 500 мм от уровня пола.

Средства измерения рекомендуется устанавливать таким образом, чтобы шкала каждого устройств находилась на высоте 1000-1800 мм от уровня пола. Допускается, по согласованию с заказчиком, располагать на высоте не менее 500 мм от уровня пола.

Установка СЭ должна выполняться с учетом СП 4.04.07 (пункт 14.4.6).

22.32 Ряды зажимов в шкафу, как правило, должны соответствовать следующим требованиям:

- должны применяться винтовые зажимы или, по согласованию с заказчиком, пружинные зажимы. Рекомендуются более надежные винтовые зажимы;
- ряды зажимов формируются вертикально и располагаются на левой и правой боковинах шкафа по виду со стороны монтажа;
- в случае одного ряда зажимов, он устанавливается на левой боковине шкафа по виду со стороны монтажа;
- в шкафу шириной 1000 мм и более рекомендуется применять четыре вертикальных ряда зажимов;
- допускается при проектном обосновании горизонтальное расположение зажимов;
- ряды зажимов должны устанавливаться таким образом, чтобы была свободная зона, достаточная для прокладки и крепления кабелей;
- ряды зажимов должны разделяться на части (клеммники) по монтажным единицам и функциональным группам (токовые цепи, цепи напряжения и др.);
- нумерация в пределах клеммника выполняется с номера 1 по N, а вначале клеммника устанавливается маркировочная колодка;
- для минимизации длин проводников клеммники следует располагать с учетом размещения аппаратных элементов.

22.33 В шкафах должно выполняться разделение цепей в рядах зажимов и цепей, переключение которых может привести к отключению основного оборудования

или короткому замыканию, в том числе:

- цепь «плюса» оперативных цепей и цепь включения или отключения;
- цепи «плюса» и «минуса» оперативного тока;
- цепи разного функционального назначения (токовые, напряжения, оперативные, сигнализации).

Разделение выполняется свободными зажимами, промежуточными цепями или специальными разделительными пластинами, обеспечивающими визуальное и механическое разделение соседних зажимов.

22.34 Разводка цепей в шкафу, как правило, должны выполняться с учетом следующих требований:

- цепи с одинаковыми марками соединяются между собой в шкафу и выводятся на ряд зажимов, если это требуется, от аппарата ближайшего к ряду зажимов;
- в шкафах, где расположено несколько отдельных устройств, питание которых осуществляется от общего «+» и «-», подсоединение каждого устройства к «+» и «-» следует осуществлять комбинированным способом: через ряд зажимов; последовательно по выводам устройства группами по 2-7 выводов с организацией через клеммник кольцевой схемы;
- при разводке оперативных цепей рекомендуется располагать их в ряду зажимов для удобства эксплуатации по возрастанию цифровых марок относительно полюсов цепей оперативного тока;
- при количестве точек подключения к полюсам цепей оперативного тока более 6 необходимо выполнять кольцевую разводку.

22.35 Степень защиты шкафа от прикосновения к токоведущим частям, попадания твердых посторонних тел и жидкости должна соответствовать ГОСТ 14254.

Степень защиты шкафов внутреннего исполнения должна быть не менее IP2X после его установки в соответствии с инструкциями изготовителя.

Степень защиты шкафов наружного исполнения должна быть не менее IP54 после его установки в соответствии с инструкциями изготовителя.

22.36 Для шкафов с подводом кабелей снизу в нижней зоне на отметке не менее 250 мм от уровня пола должна быть свободная зона для подвода кабеля.

22.37 Для шкафов с подводом кабелей сверху в верхней зоне на отметке не менее 250 мм от уровня крышки должна быть свободная зона для подвода кабеля.

22.38 Проходы кабелей как снизу, так и сверху внутрь шкафов должны осуществляться через уплотняющие устройства, предотвращающие попадание внутрь пыли, влаги, посторонних предметов и сохранять заявленную степень защиты.

22.39 Конструкция прохода кабелей и выполнение уплотнения должны исключать механические повреждения оболочек кабеля.

22.40 Шкафы должны иметь элемент для заземления. Организация элемента заземления и присоединения заземляющих проводников должна выполняться с учетом обеспечения требований к электромагнитной совместимости шкафа.

22.41 Заземление экранов контрольных кабелей следует выполнять специальными зажимами большой площадью контактов, осуществляющими прижатие экрана к заземленной конструкции шкафа.

22.42 Шкафы должны подвергаться выходному контролю на площадке изготовителя.

23 Водоснабжение, канализация. Отвод масла.

Противопожарные мероприятия. Отопление и вентиляция

23.1 Хозяйственно-питьевое, противопожарное водоснабжение и канализация

23.1.1 На ПС, имеющих постоянный дежурный персонал, и на ПС с дежурством на дому (при расположении служебно-жилого дома вблизи ПС) следует предусматривать хозяйственно-питьевой водопровод и хозяйственно-фекальную канализацию с подключением к близлежащим сетям, а при отсутствии сетей по согласованию с органами санитарного надзора предусматривать простейшие местные очистные сооружения (септик, поля подземной фильтрации, выгреб).

При невозможности сооружения хозяйственно-питьевого водопровода допускается использование водозаборных скважин.

23.1.2 На ПС без постоянного дежурного персонала и расположенной вдали от сетей водопровода и канализации (более 250 м) должна предусматриваться надворная уборная с герметическим колодцем. Персонал оперативно-выездной бригады должен быть обеспечен привозной питьевой водой и рукомойником.

23.1.3 При расположении ПС напряжением 35 кВ и выше без постоянного дежурного персонала вблизи существующих или проектируемых систем водоснабжения и канализации (на расстоянии до 250 м) в здании ОПУ должен предусматриваться санузел (умывальник и унитаз). При этом сеть канализации должна быть, по возможности, самотечной.

На ПС без ОПУ санузел должен быть предусмотрен в здании для приезжего оперативного и ремонтно-эксплуатационного персонала.

23.1.4 Расход воды на противопожарное водоснабжение ПС должен рассчитываться согласно СН 2.02.02, а на хозяйственные нужды – по СН 4.01.03. Внутренние сети водопровода и канализации рекомендуется выполнять из полиэтиленовых труб. Для наружной канализации рекомендуется использовать полихлорвиниловые трубы.

23.2 Техническое водоснабжение

23.2.1 Тип охладителя для синхронного компенсатора (градирня или брызгальный бассейн) выбирается с учетом места расположения охладителя и климатических условий района размещения ПС.

23.2.2 Качество добавочной воды в системах технического водоснабжения должно исключать отложения карбоната кальция и магния в трубах охладителей и их коррозию. Для обеспечения этого условия при необходимости должна использоваться стабилизационная обработка воды.

23.3 Противопожарные мероприятия

23.3.1 Противопожарные мероприятия для ПС напряжением 35 кВ и выше в зависимости от отнесения ПС к определенной группе определяются согласно СТП 33240.49.101 и других ТНПА.

23.3.2 Категория зданий и помещений ПС по взрывопожарной и пожарной

опасности определяется в соответствии с ТКП 474.

23.3.3 Оборудование автоматическими установками пожарной сигнализации, установками пожаротушения зданий, помещений, сооружений и оборудования на ПС, а также системами передачи извещений о чрезвычайных ситуациях на пункт диспетчеризации пожарной автоматики Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Беларусь следует предусматривать согласно СН 2.02.03.

23.3.4 Степень огнестойкости зданий, предел огнестойкости строительных конструкций и объемно-планировочные решения следует определять по СН 2.02.05.

23.4 Отвод масла

23.4.1 Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслonaполненного оборудования на ПС должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

23.4.2 Маслоотводы выполняются, как правило, закрытыми, в отдельных случаях (например, при сильнопучинистых грунтах, при высоких уровнях грунтовых вод и пр.), при специальном обосновании, допускаются открытые маслоотводы при соблюдении следующих условий:

- при сооружении бордюра по периметру маслоприемника для задержания растекающегося масла;
- трасса маслоотводов должна проходить на расстоянии не менее 10 м от маслonaполненной аппаратуры;
- сброс масла из маслоприемников осуществляется в маслосборник, как правило, закрытый, с последующей откачкой в передвижные емкости стационарным или передвижным насосом.

23.4.3 Допускается размещение маслосборника вне ограды ПС (преимущественно для комплектных трансформаторных ПС и ПС напряжением 110 кВ по блочным и мостиковым схемам) при условии его ограждения, обеспечения подъезда автотранспорта и согласовании с землевладельцем.

23.4.4 Маслосборники на ПС, не оборудованных автоматической установкой водяного пожаротушения, должны выполняться закрытого типа и рассчитываться на единовременный прием 100 % объема масла, содержащегося в наибольшем по объему масла трансформаторе или реакторе, и 80 % воды от автоматической установки водяного пожаротушения из расчета орошения площади маслоприемника и площадей боковых поверхностей трансформатора или реактора с интенсивностью 0,2 л/с·м² в течение 10 мин.

Удаление масла или воды из маслоприемника без отвода масла и маслосборника должно предусматриваться передвижным (переносным) насосным агрегатом. При этом рекомендуется выполнение простейшего устройства для проверки наличия масла (воды) в маслоприемниках.

23.4.5 Для ПС напряжением 750 кВ рекомендуется размещать маслосборники вблизи маслonaполненного оборудования.

23.4.6 Для закрытых ПС маслосборник рекомендуется предусматривать за пределами здания.

23.4.7 После ликвидации аварии на трансформаторе весь объем стоков из маслосборника должен откачиваться в передвижные емкости и вывозиться по согласо-

ванию с местными органами санитарного надзора на местное автотранспортное предприятие для отделения масла от воды в очистных сооружениях с бензиномаслоуловителем. Уловленное масло в зависимости от количества и качества используется для хозяйственных нужд.

23.4.8 Требования к устройству маслоприемников под трансформаторы (реакторы) определены ТКП 339 (пункт 6.2.3.25).

23.5 Отопление и вентиляция

23.5.1 Выполнение раздела проекта «Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха» в зданиях ПС должно выполняться в соответствии с СН 2.04.02, СН 4.02.03, по СП 2.04.01, СНБ 2.04.02 и решениями, принятыми в технологической и архитектурно-строительной частях проекта.

23.5.2 Требуемая температура внутреннего воздуха в помещениях для нормальной работы оборудования, кратности воздухообмена, тепловыделения от установленного оборудования, наличие вредных, горючих или взрывоопасных газов, выделяющихся при работе или при аварии, необходимость устройства аварийной вентиляции определяются на основании технологических заданий.

23.5.3 Отопление зданий на ПС без обслуживающего персонала – дежурное электрическое. Нагревательные приборы – электроконвекторы с закрытыми термoelementами со встроенными и выносными термостатами, с температурой на поверхности прибора не более 85 °С. Электроконвекторы подключаются стационарно, без штепсельных соединений (без вилок).

23.5.4 На ПС с оперативно-диспетчерским персоналом в зданиях вспомогательного назначения и щите управления по заданию заказчика и с разрешения Энергонадзора источником теплоснабжения может служить автоматизированная электрoкотельная.

Нагревательные приборы водяной системы отопления – регистры из стальных гладких труб, выполненные на сварке в производственных помещениях и радиаторы – в служебно-бытовых. В помещениях щита управления при отсутствии дежурного персонала и в ЗРУ должна быть обеспечена температура в соответствии с требованиями изготовителей аппаратуры, устанавливаемой в этих помещениях.

В электротехнических помещениях, а также релейной защиты и сигнализации, щитов управления, контроллеров и т.д., рекомендуется предусматривать электрическое отопление с использованием электроконвекторов. Допускается предусматривать:

а) систему водяного отопления с регистрами из гладких труб на сварке, с выносом регулирующей арматуры за пределы помещения;

б) систему воздушного отопления, совмещенную с приточной вентиляцией.

23.5.5 Системы вентиляции в зданиях ПС должны обеспечивать:

– поступление свежего воздуха в помещения;

– ассимиляцию теплоизбытков от оборудования;

– удаление системами общеобменной и аварийной вентиляции вредных, горючих и взрывоопасных газов при их поступлении в помещения.

В противопожарных целях предусматривается отключение всех систем вентиляции и кондиционирования в случае возникновения пожара и закрытие огнезадер-

живающих клапанов.

Для создания комфортных условий в жаркий и переходные периоды для персонала диспетчерских помещений необходима установка кондиционеров.

В технологических помещениях, при необходимости, предусматривается круглогодичная система кондиционирования со 100%-м резервированием.

23.5.6 Помещения постоянного оперативного тока должны быть оборудованы приточно-вытяжной вентиляцией с естественным или механическим побуждением и системой кондиционирования со 100%-м резервированием.

Системы вентиляции и отопления помещений аккумуляторных батарей необходимо проектировать согласно СТП 33240.50.500-21.

В помещениях постоянного оперативного тока (аккумуляторных) с негерметизированными АБ, в которых проводится подзаряд напряжением более 2,4 В на элемент должны использоваться устройства принудительной приточно-вытяжной вентиляции с охлаждением, а также естественной вытяжкой (в объеме однократного воздухообмена) с отсосом воздуха из верхней зоны. Принудительная приточно-вытяжная вентиляция должна быть заблокирована с зарядно-подзарядными устройствами и не выключаться в течение 1,5 ч после отключения режима максимального (аварийного) заряда АБ.

Для герметизированных АБ, в которых проводится подзаряд напряжением менее 2,4 В на элемент устройств предусматривается естественная приточно-вытяжная вентиляция для обеспечения расчетного воздухообмена согласно ТКП 339, но не менее однократного воздухообмена. На теплый период, на основании технологического задания или задания на проектирование, предусматривается система кондиционирования.

Температура в помещении АБ должна поддерживаться не ниже +10 °С или принимается по нормам технологического проектирования.

В помещениях кислотных следует проектировать приточно-вытяжную вентиляцию, рассчитанную на 5-ти кратный воздухообмен.

Вытяжная система помещений аккумуляторных батарей должна обслуживать только АБ и кислотную.

Поток приточного воздуха не должен быть направлен на поверхность электролита аккумуляторов. Вытяжка из помещений аккумуляторных должна осуществляться из нижней (1/3) и верхней (2/3) зон помещения при помощи вентилятора с резервным агрегатом.

Вентиляторы необходимо принять во взрывобезопасном исполнении. Воздуховоды не должны располагаться над банками аккумуляторных батарей.

23.5.7 В помещениях ЗРУ для ассимиляции теплоизбытков выполняется приточно-вытяжная вентиляция с естественным побуждением.

В ЗРУ для удаления дыма и газов после аварии маслonaполненного оборудования выполняется вытяжная вентиляция, рассчитанная на пятикратный воздухообмен в час.

23.5.8 В КРУЭ и кабельном помещении расположенным под залом КРУЭ и помещении хранения баллонов с элегазом предусматривается приточно-вытяжная вентиляция с естественным побуждением, рассчитанная на ассимиляцию тепловых выделений, но не менее однократного воздухообмена в час.

В помещении КРУЭ предусматривается устройство аварийной вытяжной вентиляции, рассчитанной на восьмикратный воздухообмен в час. Вытяжка осуществляется из нижней (2/3) и верхней (1/3) зон помещения.

Аварийная вентиляция заблокирована с датчиками газоанализатора либо включается автоматически при срабатывании сигнала технологических защит элегазовых выключателей о падении давления в баллонах с элегазом.

После срабатывания электрозашит и включения аварийной вентиляции, вход в КРУЭ разрешается не ранее, чем через 30 минут.

В кабельном помещении расположенном под залом КРУЭ, и помещении хранения баллонов с элегазом предусматривается устройство аварийной вытяжной вентиляции, рассчитанной на 8-кратный воздухообмен в час. Вентилятор включается автоматически по сигналу от газоанализатора, а также вручную от кнопки, установленной у входа в кабельное помещение дверей снаружи здания.

23.5.9 Вентиляция камер трансформаторов и токоограничивающих реакторов должна обеспечивать отвод выделяемого ими тепла.

Расчет вентиляции выполняется на перепад температур между удаляемым и приточным воздухом не более 15 °С при нагрузках, соответствующих номинальным мощностям.

Вентиляционные системы камер трансформаторов и реакторов не должны быть связаны с другими вентиляционными системами.

Пуск систем вентиляции камер трансформаторов (реакторов), удаляющих теплоизбытки, выполняется автоматически при достижении в помещении температуры +35 °С и выключаются при +25 °С.

Для реакторов внутренней установки с принудительным охлаждением и для всех реакторов наружной установки указания о требуемых условиях естественного или принудительного воздушного охлаждения определяются техническими параметрами, указанными изготовителем.

23.5.10 К вентилируемым кабельным сооружениям относятся кабельные тоннели, этажи, кабельные шахты. Для каждого кабельного вентилируемого сооружения следует предусматривать самостоятельную приточно-вытяжную вентиляцию с естественным или механическим побуждением.

Автоматическое включение вентиляционных систем, как правило, производится при повышении температуры внутреннего воздуха более 35 °С, отключение - при температуре менее 25 °С. Иные границы температур принимаются на основании технологического задания.

Для прекращения доступа воздуха в случае возникновения пожара, а также для предупреждения промерзания в зимнее время, вентиляционные системы должны быть оборудованы клапанами с электроприводом.

Допустимые параметры воздуха в помещении следует принимать в соответствии с технологически заданием. Расчетные параметры воздуха должны быть приняты максимальные из допустимых для вентиляции, минимальные для системы отопления (не менее 5 °С для отапливаемых зданий). Расчет воздухообмена в кабельных сооружениях определяется исходя из перепада температур между приточным и вытяжным воздухом не более 10 °С.

24 Дизайн подстанций и улучшение эстетического воздействия на человека и окружающую среду

24.1 Для отделки фасадов зданий применяют высококачественные современные материалы.

24.2 Ремонт существующих и устройство новых транспортных проездов и пешеходных связей выполняют из экологически чистых материалов.

24.3 Наружное ограждение территории ПС выполняют с учетом требований раздела «Охранные мероприятия и биологическая защита» настоящего стандарта. Выполнение наружного ограждения с применением декоративных вставок и элементов необходимо согласовать с Заказчиком.

24.4 При выполнении планировки территории рекомендуется учитывать существующий уклон территории, при необходимости допускается устраивать подпорные стенки.

24.5 Рекомендуется предусматривать водоотводящие желоба для отвода воды с крыш зданий.

24.6 В зданиях с постоянным пребыванием персонала предусматривают установку кондиционеров.

24.7 В зданиях закрытых ПС, а также в зданиях с постоянным пребыванием персонала для выполнения внутренней отделки помещений применяют современные, экологически чистые, высококачественные материалы.

24.8 На территории ОРУ для обеспечения движения дежурного персонала по территории предусматривают устройство пешеходных дорожек по наземным кабельным каналам с указателями маршрута.

25 Генеральный план и транспорт

25.1 Застройка территории (горизонтальная планировка)

25.1.1 Решение генерального плана ПС должно быть увязано со схемой разводки ВЛ всех напряжений, положением подъездной автомобильной (железной) дороги.

25.1.2 Размещение всех зданий, сооружений, автодорог и инженерных сетей должно обеспечивать перспективное расширение ПС.

25.1.3 При размещении ПС на землях, покрытых лесом, должна предусматриваться расчистка лесных площадей согласно требованиям ТКП 339 и противопожарных норм.

25.4 При размещении ПС на площадках с грунтовыми условиями II типа по просадочности по [29] компоновку генерального плана выполнять с учетом для снижения вероятности замачивания грунтов в основании.

25.1.5 При расположении сооружений и оборудования на площадке ПС должно предусматриваться:

– использование индустриальных методов проведения строительных и монтажных работ;

- ревизия, ремонты и испытания оборудования с применением машин, механизмов и передвижных лабораторий;
- проезд (подъезд) пожарных автомашин;
- доставка тяжеловесного оборудования с помощью автотранспортных или железнодорожных средств;
- плотность застройки ПС не менее указанной в таблице 25.1:

Таблица 25.1

Напряжение ПС, кВ	Плотность застройки ПС, %
35	80
110–220	75
330–750	68
<p>Примечания</p> <p>1 Плотность застройки ПС определяется как отношение площади застройки к площади ПС в ограде, %.</p> <p>2 Площадь застройки определяется как сумма площадей ОРУ (в пределах их ограждений) и всех зданий, сооружений и монтажных площадок с учетом резервируемой площади в пределах ограды.</p> <p>3 Указанные значения, %, не распространяются на реконструируемые ПС.</p>	

25.1.6 Взаимное размещение РУ должно обеспечивать минимальное количество пересечений и углов поворота на подходах ВЛ к ПС, минимальную протяженность внутриплощадочных дорог и инженерных сетей, а также токопроводов, связывающих РУ с трансформаторами.

25.1.7 При разработке генерального плана здания и сооружения ПС следует сгруппировать в две основные зоны для ПС напряжением 220 кВ и выше:

- зону основных технологических зданий и сооружений (ОПУ, здание релейного щита, здание ЗРУ, ОРУ, трансформаторные группы и компенсирующие устройства);
- зону вспомогательных зданий и сооружений (мастерская для ревизии трансформаторов, здание масляного хозяйства, открытый склад масла, гараж, склад, насосная первого подъема, совмещенная с артезианской скважиной, резервуары противопожарного водоснабжения и другие).

25.1.8 Территория, предусмотренная для расширения ПС после расчетного периода, оговаривается проектом, оформляется при отводе площадки как не подлежащая застройке и не ограждается. До расширения ПС эта территория может быть использована для сельскохозяйственных нужд.

25.1.9 Свободная от застройки территория ПС должна благоустраиваться путем посева многолетних трав либо отсыпаться гравием или щебнем (по заданию заказчика). В зонах отдыха вне ОРУ допускается посадка древесно-кустарниковой растительности.

25.1.10 Ширину полосы отвода земли вокруг внешнего ограждения территории ПС следует принимать не более 1,0 м при отсутствии за пределами ограды инженерных сооружений (водоотводные каналы, откосы планировки и др.), а при наличии сооружений – с учетом их размещения.

25.2 Вертикальная планировка

25.2.1 При вертикальной планировке территории ПС следует применять:

- а) сплошную систему вертикальной планировки с выполнением планировочных работ по всей территории;
- б) выборочную или местную систему вертикальной планировки с выполнением планировочных работ только на участках, где расположены отдельные здания и сооружения, с сохранением естественного рельефа на остальной существующей территории.

25.2.2 Выборочную систему планировки следует применять также при наличии скальных грунтов, при необходимости сохранения деревьев и при неблагоприятных гидрогеологических условиях.

25.2.3 Вертикальная планировка территории ПС выполняется с учетом расположения основных и второстепенных зданий и сооружений, устройством внутриплощадочных проездов, обеспечивающих подъезд к сооружениям, и с соблюдением норм проектирования.

25.2.4 Вертикальную планировку следует проектировать с максимальным использованием естественного рельефа, по возможности, с нулевым балансом земляных масс.

25.2.5 Уклоны поверхности площадки надлежит принимать: вдоль ячеек ОРУ, как правило, не более 0,05 – для глинистых грунтов, 0,03 – для песчаных и вечномерзлых грунтов, 0,01 – для грунтов легкоразмываемых (лесс, мелкие пески). В условиях просадочных грунтов II типа минимальные уклоны планируемой поверхности следует принимать 0,005.

25.2.6 В особо трудных условиях горной и пересеченной местности допускается планировать территорию ПС террасами.

25.2.7 Сопряжение террас следует выполнять откосами, а при стесненных условиях допускается заменять откосы подпорными стенками. Высоту откосов, исходя из условий эксплуатации ПС, рекомендуется принимать не более 2,0 м.

25.2.8 Уклоны вдоль ячеек ОРУ допускается увеличивать с соблюдением мероприятий, исключающих размыв поверхности. В исключительных случаях в особо трудных условиях горной и пересеченной местности, при условиях выполнения требований ТКП 339 и техники безопасности работы механизмов, уклоны могут быть увеличены до 0,12.

25.2.9 Отвод атмосферных вод с площадки ПС должен, как правило, осуществляться поверхностным способом.

25.2.10 Устройство дождеприемников и ливневой закрытой канализации выполняют при наличии ТЭО и задания на проектирование.

25.2.11 Рекомендуется, чтобы отметка пола первого этажа зданий была выше планировочной отметки участка, примыкающего к зданию, не менее чем на 20 см. При этом отметка низа отмостки должна превышать планировочную отметку не менее чем на 0,05 м.

25.2.12 При размещении ПС на заболоченной или подтопляемой территории следует предусматривать защиту от заболачивания и затопления. Защиту площадки от затопления атмосферными водами, притекающими с нагорной стороны, производят с помощью водозащитных сооружений (нагорные канавы, лотки, кюветы).

25.3 Автомобильные дороги

25.3.1 Для ПС с трансформаторами мощностью 1000 кВА и более должны предусматриваться следующие виды автомобильных дорог:

- подъездная дорога для связи ПС с общей сетью автомобильных дорог;
- резервный подъезд к ПС (при площади ПС более 5 га);
- внутриплощадочные автомобильные дороги.

25.3.2 Для перевозки тяжелых грузов (трансформаторов, ШР, синхронных компенсаторов) от разгрузочной площадки железнодорожной станции или причала водного транспорта до площадки ПС, в случае отсутствия подъездного железнодорожного пути, должен быть разработан автодорожный маршрут.

25.3.3 Проект подъездных автомобильных дорог ПС следует увязывать со схемами районных планировок и с генеральными планами населенных пунктов и промышленных предприятий при расположении площадки в пределах последних.

25.3.4 Подъездные автомобильные дороги должны выполняться в соответствии с СН 3.03.04 и ТКП 45-3.03-96, а в пределах населенных пунктов – в соответствии с СН 3.03.06. При доставке оборудования трейлерами грузоподъемностью 200 т и более ширина проезжей части уточняется в каждом конкретном случае в зависимости от габаритов транспортных средств.

25.3.5 Внутриплощадочные автомобильные дороги должны иметь ширину проезжей части не менее 3,5 м, кроме трейлерного проезда, являющегося продолжением подъездной автодороги в пределах площадки, ширина которого должна быть равна 4,5 м.

25.3.6 Покрытие ремонтных площадок у трансформаторов выполняется аналогично покрытию основных внутриплощадочных дорог.

25.3.7 Автомобильные дороги, являющиеся также и пожарными проездами с усовершенствованным облегченным покрытием, должны быть предусмотрены, как правило, к следующим зданиям, сооружениям и установкам: к трансформаторам, ШР, к зданию маслохозяйства и емкостям масла, ОПУ, ЗРУ, вдоль рядов выключателей ОРУ напряжением 110 кВ и выше, вдоль батарей статических конденсаторов, к каждой фазе выключателей напряжением 330-750 кВ, компрессорной, складу хранения водорода и материальному складу, насосным резервуарам воды.

25.3.8 Ко всем остальным сооружениям предусматриваются проезды по спланированной территории, укрепленной посевом трав или отсыпкой щебня (гравия).

25.3.9 К зданиям и сооружениям должен быть обеспечен подъезд пожарно-спасательной техники, а к зданию шириной более 18 м – подъезд обеспечить с двух продольных сторон здания.

25.3.10 Внутриплощадочные автодороги ПС напряжением 220 кВ и выше должны проектироваться, как правило, по кольцевой системе.

25.3.11 Покрытие проезжей части подъездных основных внутриплощадочных автомобильных дорог должно выполняться для ПС напряжением 35-110 кВ с использованием местных дорожно-строительных материалов на основе технико-экономического сравнения вариантов:

- щебеночное или гравийное;
- чернощебеночное или черногравийное.

В отдельных случаях, при специальном обосновании, для ПС напряжением 110 кВ допускается устройство асфальтобетонного, цементобетонного покрытия.

25.3.12 При отсутствии местных дорожных строительных материалов покрытие дорог на ПС, расположенных в северной строительно-климатической зоне, выполняется из сборных железобетонных плит.

25.3.13 При благоприятных грунтовых условиях, обеспечивающих круглогодичный проезд автотранспорта для ПС напряжением 35-110 кВ, допускается проектировать автомобильные дороги с низшим покрытием (из грунтов, улучшенных местным каменным материалом); для ПС напряжением 220 кВ и выше:

– асфальтобетонное;

– с применением сборных железобетонных плит, при специальном обосновании (отсутствие местных дорожных строительных материалов, асфальтобетонных заводов, неблагоприятные климатические и гидрологические условия), когда это требуется по условиям доставки тяжелого оборудования.

25.3.14 В отдельных случаях при отсутствии в районе сооружения ПС напряжением 20-750 кВ асфальтобетонных заводов и наличии автомобильных дорог с переходным покрытием (щебеночное, гравийное и др.), обеспечивающих круглогодичное движение автотранспорта и безрельсовую доставку тяжеловесного оборудования, допускается покрытие автомобильных дорог ПС, аналогичное существующему на дорогах, к которым осуществляется примыкание.

25.3.15 Покрытие подъездных дорог ПС напряжением 110 кВ и выше протяженностью до 200 м, примыкающих к дорогам с усовершенствованным покрытием, и участок внутриплощадочной дороги до места установки или разгрузки тяжелого оборудования допускается выполнять из сборных железобетонных плит.

25.3.16 Существующие автодороги на реконструируемой ПС должны быть обследованы на возможность их дальнейшего использования с точки зрения технического состояния их конструкции и габаритов для провозки и обслуживания вновь устанавливаемого оборудования. При необходимости выполняется проект реконструкции автодорог.

25.3.17 Перед въездом на территорию ПС должна быть выполнена разворотная площадка размером не менее 12 x 12 м.

25.4 Железные дороги. Пути перекачки трансформаторов

25.4.1 Подъездные железнодорожные пути нормальной колеи к ПС напряжением 220-750 кВ предусматриваются в случае технической невозможности доставки тяжеловесных грузов (трансформаторов, ШР, синхронных компенсаторов) трейлерами по автодорогам или при наличии ТЭО.

25.4.2 Подъездной железнодорожный путь должен быть предусмотрен до трансформаторной башни, а при ее отсутствии – до места установки или разгрузки трансформаторов (ШР). Трасса подъездного железнодорожного пути, как правило, должна совпадать на территории ПС с продольным путем перекачки трансформаторов.

25.4.3 Продольный путь перекачки трансформаторов, как правило, совмещается с автомобильной дорогой и, по возможности, должен быть горизонтальным.

25.4.4 В исключительных случаях, по условиям вертикальной планировки,

продольный уклон пути допускается принимать не более 1 %. Проект подъездного железнодорожного пути следует согласовывать с организацией Белорусской железной дороги.

25.4.5 Примыкание подъездного железнодорожного пути допускается к станционным путям Белорусской железной дороги и к путям промышленных предприятий.

25.4.6 Применение старогодных рельсов при строительстве подъездных железнодорожных путей и путей перекачки трансформаторов не допускается.

26 Охрана окружающей среды

26.1 Конструктивные технические решения проектируемой ПС в части охраны окружающей среды должны соответствовать требованиям [30].

Должны предусматриваться:

– мероприятия по снижению напряженности электрического и магнитного полей до допустимых значений (применение стационарных, переносных и съемных экранирующих устройств, обеспечение заземления всех изолированных от земли крупногабаритных объектов, находящихся в электрическом поле, выбор соответствующей высоты установки оборудования и др.);

– засыпка гравием маслоприемников под трансформаторами при его открытой установке;

– сигнализация наполнения и средств удаления из маслосборников воды;

– специальная площадка для складирования банок батарей статических конденсаторов, при наличии их на ПС, и др.

26.2 При изъятии земель в постоянное (площадка ПС) и во временное (склады, поселок строителей и др.) пользование следует ориентироваться на акт выбора места размещения земельного участка в соответствии с [31].

26.3 При проектировании новой или реконструкции ПС необходимо выполнить мероприятия, обеспечивающие допустимый уровень шума на территории жилой застройки, в соответствии с СН 2.04.01 и [32].

В случае превышения уровня шума или электромагнитного излучения на прилегающей к ПС территории необходимо предусмотреть мероприятия по снижению шума (шумозащитные насаждения, шумозащитные экраны) или мероприятия по снижению напряжения электромагнитного поля (заземление и т.п.). Потребность в таких мероприятиях определяется на основании расчета санитарно-защитной зоны ПС по физическим факторам воздействия (шум, электромагнитное излучение) либо акта натурных замеров шума от существующих трансформаторов и оборудования и в непосредственной близости от жилых и общественных зданий, находящихся в районе ПС.

26.4 При расположении ПС в районах массового гнездования и мест остановки перелетных птиц при перелетах для предотвращения их гибели следует предусматривать закрытие отверстий полых железобетонных стоек опор сетками или наголовниками, а также установку на порталах и опорах, отходящих ЛЭП напряжением до 330 кВ птичьих заградителей.

26.5 Выполнение специальных мероприятий на подступах к ПС, для исключения заносов ПС (повышенные заборы, лесонасаждения и др.) в районах с повышенными снеготаносами, не должно отрицательно сказываться на жизнедеятельности населения окружающей местности, т.е. выполнение мероприятий не должно приводить к заносам транспортных магистралей и др.

26.6 В соответствии с требованиями ТНПА при проектировании в качестве приложения к разделу «Охрана окружающей среды» разрабатывается экологический паспорт проекта, который согласовывается в установленном порядке.

27 Информационная безопасность

27.1 Общие требования

27.1.1 В соответствии с требованиями нормативных правовых актов Республики Беларусь [33] и [34] должны разрабатываться:

СЗИ, отвечающая требованиям [35], для ИС, предназначенных для непосредственного управления оборудованием ПС;

СИБ, отвечающая требованиям [36], для ПС напряжением 220 кВ и более.

27.1.2 Выполнение работ по проектированию, созданию и вводу в действие СЗИ (СИБ) выполняется подразделением защиты информации или иным подразделением (должностным лицом), ответственным за обеспечение защиты информации, владельца ПС, либо организацией, имеющей соответствующее специальное разрешение (лицензию) Оперативно-аналитического центра при Президенте Республики Беларусь в части требуемого вида деятельности.

27.1.3 Исходные данные для проектирования СЗИ (СИБ) должны предоставляться разработчику в виде утвержденных руководителем организации – владельца ПС документов и включать:

- действующую Политику ИБ организации – владельца ПС [35];
- сведения о категориях обрабатываемой в ИС информации и перечни защищаемой информации по каждой из категорий [33];
- копию акта отнесения ИС к классу типовых ИС согласно приложению 2 к [35] либо копию приказа (распоряжения) руководителя государственного органа или его уполномоченного заместителя об отнесении ИС к КВОИ;
- перечень аварийных установившихся режимов ПС, которые могут быть инициированы путем несанкционированного (ошибочного) воздействия на технические средства, ПО и обрабатываемую в ИС ПС информацию.

Проекты указанных выше документов допускается разрабатывать предприятиям, определенным в 23.2, при проведении предпроектного обследования объекта автоматизации.

27.1.4 К защищаемой информации в ИС ПС следует относить:

- обрабатываемую в ИС ПС информацию, в том числе команды телеуправления, данные телеизмерений, данные телесигнализации;
- значения программных настроек технических средств, включая значения уставок и других условно постоянных данных;
- системное и прикладное ПО;

– значения настраиваемых параметров средств защиты от несанкционированного доступа.

27.1.5 В перечень аварийных режимов ПС следует включать режимы, при которых не обеспечивается снабжение электроэнергией всех потребителей, а устранение указанных ситуаций требует привлечения оперативно-диспетчерского и ремонтного персонала энергосистемы.

27.2 Состав и последовательность работ по разработке системы защиты информации информационных систем и системы информационной безопасности критически важных объектов информации

27.2.1 Состав и последовательность работ по разработке СЗИ ИС и СИБ КВОИ приведены в обязательном приложении Д.

27.2.2 При проведении предпроектного обследования модернизируемых ПС следует проводить инструментальный поиск уязвимостей ИБ, результаты которого должны учитываться при разработке ТЗ на СЗИ ИС или на СИБ КВОИ.

По результатам предпроектного обследования владельцем ПС (при необходимости) уточняется и документируется состав ИС, для которой будет разрабатываться СЗИ (СИБ).

27.2.3 Разработка ТЗ на СЗИ ИС или на СИБ КВОИ должна вестись на основании требований ИБ, установленных законодательством и заданием на проектирование ПС.

Перечень требований к реализации технических средств и организационных мер, включаемых в ТЗ на СЗИ ИС, следует определять на основе [33], [35] с учетом результатов предпроектного обследования, а также исходных данных, приведенных в 27.1.3.

Перечень требований к реализации технических средств и организационных мер, включаемых в ТЗ на СИБ КВОИ, определяется на основе [33], [36] с учетом результатов предпроектного обследования, а также исходных данных, приведенных в 27.1.3.

Выбор способов и средств (организационных мер) реализации требований ТЗ на СЗИ ИС (СИБ КВОИ) должен производиться с использованием [37].

27.2.4 Перечень необходимой эксплуатационной документации определяется в ТЗ на СЗИ ИС (СИБ КВОИ).

При создании проектной и эксплуатационной документации СЗИ ИС (СИБ КВОИ), если в ТЗ нет прямого указания на конкретные ТНПА, рекомендуется придерживаться требований единой системы конструкторской документации и единой системы программной документации.

27.2.5 Проверка работоспособности и полноты реализации функций безопасности информации, реализованных в ПО ИС, должна проводиться разработчиком в рамках предварительных испытаний (тестирования ПО).

Руководитель разработки:

– разрабатывает и утверждает методику проведения предварительных испытаний по результатам согласования с заказчиком;

– составляет проект приказа о проведении предварительных испытаний, определяет технического руководителя, состав рабочих групп, проводящих конкретные

проверки в рамках испытаний опытного образца;

- организует и проводит предварительные испытания опытного образца.

Результаты предварительных испытаний оформляются протоколом (актом).

По результатам предварительных испытаний должна проводиться (при необходимости) доработка ПО ИС, проектной и эксплуатационной документации.

Решение о необходимости проведения повторных предварительных испытаний после доработки ПО ИС принимает руководитель разработки.

Положительные результаты предварительных испытаний могут являться основанием для начала проведения опытной эксплуатации СЗИ ИС (СИБ КВОИ) или для их представления на приемочные испытания.

27.2.6 Для программных комплексов, предназначенных для непосредственного управления оборудованием ПС, должно разрабатываться задание по безопасности согласно требованиям СТБ 34.101.1, СТБ 34.101.2, СТБ 34.101.3, которое должно пройти оценку в аккредитованной испытательной лаборатории и получить протокол оценки, подтверждающий соответствие задания по безопасности требованиям указанных стандартов.

При определении способов реализации требований задания по безопасности рекомендуется учитывать положения [37].

Проверка соответствия программных комплексов, предназначенных для непосредственного управления оборудованием ПС, требованиям задания по безопасности должна проводиться в ходе приемочных испытаний СЗИ ИС (СИБ КВОИ).

Не допускается проводить приемочные испытания, если программные комплексы не прошли успешно проверку на соответствие требованиям задания по безопасности.

27.2.7 На стадии внедрения ИС проводится ее опытная эксплуатация с целью определения готовности ИС к приемочным испытаниям.

Опытную эксплуатацию проводит персонал владельца ПС совместно с представителями разработчика ИС. Опытная эксплуатация, как правило, проводится на месте эксплуатации ИС после ее инсталляции и настройки в соответствии с программой опытной эксплуатации, содержащей:

- перечень типов испытаний;
- состав функций ИС, подлежащих проверке в ходе опытной эксплуатации, со ссылкой на пункты ТЗ на разработку ИС;
- перечень используемой документации на ИС;
- условия и сроки проведения опытной эксплуатации;
- порядок регистрации результатов опытной эксплуатации и выявленных недостатков;
- порядок разработки рекомендаций по устранению выявленных недостатков и внесения изменений в техническую документацию.

В опытную эксплуатацию (в части обеспечения ИБ) рекомендуется включать следующие типы испытаний:

- оценку готовности персонала ПС к самостоятельным действиям по управлению СЗИ (СИБ) в штатных режимах работы ПС и при фиксации аварийных ситуаций, включая инциденты ИБ;
- оценку качества эксплуатационной документации и правильности пользова-

ния ею персоналом;

- тестирование на наличие уязвимостей и на проникновение (контроль эффективности защищенности);

- выборочную проверку реализации функций безопасности информации в ИС.

Результаты опытной эксплуатации фиксируют в рабочем журнале, в который заносят сведения о продолжительности каждого типа испытаний, полученных результатах, отказах, сбоях, проводимых корректировках документации и настроек ИС.

Опытная эксплуатация должна заканчиваться оформлением акта завершения опытной эксплуатации, содержащего:

- список представителей разработчика и заказчика, составивших акт;

- наименование документов, на основании которых производилась опытная эксплуатация;

- основные результаты опытной эксплуатации;

- заключение о результатах опытной эксплуатации.

27.2.8 Приемочные испытания ИС включают в себя приемочные испытания СЗИ ИС (СИБ КВОИ), являются обязательными и проводятся владельцем ИС с участием разработчика.

Приемочные испытания следует проводить на месте постоянной эксплуатации ИС.

На приемочные испытания представляются:

- программа и методика приемочных испытаний, утвержденная владельцем ИС и согласованная с разработчиком ИС;

- утвержденное ТЗ на разработку ИС и ТЗ на СЗИ ИС (СИБ КВОИ), если оно разрабатывалось отдельно от ТЗ на разработку ИС;

- комплект эксплуатационной документации согласно ТЗ на ИС;

- комплект проектной документации согласно ТЗ на ИС, включая документы, подтверждающие выполнение требований к процессу разработки ИС;

- протоколы (акт) предварительных испытаний, журнал и акт завершения опытной эксплуатации (если они проводились);

- локальный правовой акт владельца ИС, касающиеся защиты информации в ИС.

Приемочные испытания считаются пройденными успешно, если ИС успешно выдержала все тесты, предусмотренные методикой испытаний. Если хотя бы по одной проверке в процессе приемочных испытаний ИС получен отрицательный результат, то это фиксируется в протоколе испытаний с описанием фактического результата проверки.

Приемочные испытания считаются законченными, когда их результаты оформлены актом приемки ИС.

Акт приемки ИС должен содержать:

- оценку соответствия состава и комплектности ИС технической документации, представленной на приемочные испытания;

- результаты (протоколы, акты) испытаний ИС согласно программе и методике испытаний;

- заключение о соответствии показателей и характеристик ИС, установленных

при проведении приемочных испытаний, требованиям ТЗ;

– рекомендации (замечания) приемочной комиссии по использованию ИС либо указание на необходимость доработки проекта.

Акт приемочных испытаний утверждает владелец ПС.

27.3 Требования к организации процесса разработки системы защиты информации информационных систем (системы информационной безопасности критически важных объектов информации)

27.3.1 В процессе разработки СЗИ ИС (СИБ КВОИ) следует предпринимать меры по ИБ, основанные на требованиях СТБ 34.101.3 и СТБ ISO/IEC 27001:

– к организации процесса разработки;

– к подбору состава работников, непосредственно осуществляющих разработку.

27.3.2 Процесс разработки ИС следует организовывать на основе политики ИБ, документов системы менеджмента качества и системы менеджмента информационной безопасности (для КВОИ) предприятия-разработчика.

27.3.3 Рекомендуется применять следующие меры безопасности в процессе разработки ИС:

– разработка ИС должна вестись только в помещениях, обеспечивающих защиту от несанкционированного проникновения в них лиц, не связанных с разработкой (с обеспечением разработки) данной ИС;

– доступ в помещения, в которых производятся разработка или испытания ИС, должен быть разрешен по списку, утвержденному в установленном порядке;

– в помещениях должны быть оборудованы места для хранения документации (включая проекты и черновики) и носителей информации о решениях по обеспечению ИБ в ИС, исключающие неконтролируемый доступ к ним;

– разработчикам ИС следует использовать инструментальные средства разработки, полученные из доверенных источников, например, лицензионные средства разработки;

– все средства разработки перед их установкой, обновлением либо добавлением в них новых модулей (add-on, plug-in) должны быть проверены как минимум одним антивирусным ПО;

– для доступа к материалам проекта, хранимым в средствах вычислительной техники, следует использовать средства аутентификации и разграничения доступа пользователей;

– разработчику рекомендуется предоставлять только те локальные и сетевые ресурсы, которые ему необходимы для работ по проекту, участником которого он является;

– администрирование используемых для разработки ИС средств вычислительной техники (серверов, персональных компьютеров и др.) и инструментального ПО должно осуществляться уполномоченными лицами;

– при разработке документации СЗИ ИС (СИБ КВОИ) следует использовать согласованные с заказчиком разработки ИС инструментальные средства разработки ПО) и формат представления документов;

– исходный код ПО и документацию на разрабатываемую ИС следует хранить

в системе управления версиями, а документацию на бумажном носителе – в местах, исключающих неконтролируемый доступ к ней;

– резервные копии исходных кодов ПО, комплект используемых программных инструментов, схемы используемых баз данных (без наполнения данными), скомпилированный проект ПО, а также документацию на него рекомендуется хранить на съемном электронном носителе с подтверждением его целостности сертифицированным программным средством;

– при выполнении работ по проектированию и (или) созданию систем защиты информации информационное взаимодействие между информационными системами должно осуществляться с использованием защищенных каналов передачи данных).

27.3.4 Рекомендуется применять следующие меры в отношении работников, непосредственно осуществляющих разработку:

– к участию в проектах по разработке и сопровождению ИС должны допускаться только штатные работники предприятия необходимой квалификации;

– работники, привлекаемые к разработке ИС, должны быть ознакомлены под роспись с настоящим стандартом, НПА и локальными правовыми актами, регулирующими процесс разработки.

Приложение А (рекомендуемое)

Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций напряжением 35–750 кВ

А.1 Общие положения

А.1.1 Настоящим стандартом устанавливается максимальное количество типовых схем РУ, охватывающих все встречающиеся в практике проектирования варианты ПС, для упрощения процедуры проектирования.

Окончательная схема, состав и характеристики оборудования РУ определяются при проектировании.

А.1.2 Схемы РУ на напряжение 6-20 кВ приведены на рисунках А.1–А.2.

А.1.3 Схемы РУ на напряжение 35 кВ приведены на рисунках А.3–А.8. Схема переходного пункта на кабельно-воздушной линии электропередачи напряжением 35-330 кВ приведена на рисунке А.9.

А.1.4 Схемы РУ на напряжение 110 кВ приведены на рисунках А.10–А.26.

А.1.5 Схемы РУ на напряжение 220 кВ приведены на рисунках А.27–А.29.

А.1.6 Схемы РУ на напряжение 330 кВ приведены на рисунках А.30–А.35.

А.1.7 Схема РУ на напряжение 750 кВ приведена на рисунке А.36.

А.2 Основные требования, предъявляемые к схемам

А.2.1 Схемы РУ (всех типов: ОРУ, ЗРУ, КРУЭ) ПС при конкретном проектировании разрабатываются на основании схем развития электрических сетей энергосистем, схем электроснабжения района или объекта и других работ по развитию электрических сетей и должны:

- обеспечить требуемую надежность электроснабжения потребителей ПС в соответствии с категориями электроприемников и транзитных перетоков мощности по межсистемным и магистральным связям в нормальном и послеаварийном режимах;

- учитывать перспективу развития ПС;

- учитывать требования ПА;

- обеспечивать возможность проведения ремонтных работ и технического обслуживания на отдельных элементах схемы без отключения смежных присоединений;

- обеспечивать наглядность, экономичность и автоматичность.

А.2.2 Схемы РУ должны предусматривать вывод выключателей и отделителей в ремонт, осуществляемый:

- для всех схем РУ напряжением 6-35 кВ, а также для блочных и мостиковых схем РУ напряжением 110, 220 кВ (за исключением цепи, по которой осуществляется транзит мощности) – путем временного отключения цепи, в которой установлен ремонтируемый аппарат;

- для мостиковых схем и схем со сборными шинами РУ напряжением 110, 220 кВ – путем применения обходного выключателя или шунтирующих перемычек с

разъединителями;

– для схем РУ напряжением 330-750 кВ (кроме схемы блока «линия – трансформатор» 330 кВ), а также 220 кВ по схеме четырехугольника – отключением выключателя без отключения присоединения.

А.2.3 Число одновременно срабатывающих выключателей в пределах РУ одного напряжения должно быть не более:

– при повреждении линии – двух;

– при повреждении трансформаторов напряжением до 330 кВ – четырех, напряжением 750 кВ – трех.

А.2.4 Сравнение конкурирующих вариантов схем, намеченных на основании перечисленных требований, и их окончательный выбор проводятся на основании технико-экономических расчетов с учетом принципа равной надежности.

А.3 Общие указания по применению типовых схем

А.3.1 Схемы РУ, указанные в схеме развития энергосистемы электрических сетей района, города или электроснабжения объекта, являются предварительными и выбираются при конкретном проектировании ПС.

А.3.2 Число трансформаторов, устанавливаемых на ПС, принимается, как правило, не более двух.

На ПС с ВН 330 кВ на основе технико-экономических расчетов допускается установка более двух АТ. При установке четырех АТ последние, как правило, присоединяются на стороне ВН попарно через один выключатель с установкой разъединителя в цепи каждого АТ. При этом управление разъединителями, как правило, включается в схему автоматики.

А.3.3 В блочных и мостиковых схемах РУ напряжением 35-220 кВ в цепях трансформаторов устанавливаются выключатели.

Возможно применение блочных и мостиковых схем без выключателей при передаче сигнала на отключение головного выключателя питающей линии с применением устройства телеотключения или по кабелям. Данное решение должно иметь ТЭО.

А.3.4 При применении типовых схем для конкретного объекта подлежат определению:

– типы, количество и технические параметры основного оборудования и ошиновки;

– количество воздушных и кабельных линий;

– необходимость и место установки регулирующих и компенсирующих устройств, токоограничивающих и заземляющих реакторов, а также схема их присоединения;

– режимы нейтралей трансформаторов всех классов напряжений;

– необходимость высокочастотной обработки линий и количество обрабатываемых фаз.

В схемах РУ не показаны ТТ, встроенные в силовые трансформаторы, остальные ТТ показаны независимо от того, встроены они в выключатель или являются выносными.

А.3.5 При определении границы применимости типовых схем в пунктах А.1.4-А.1.8 под присоединением понимается линия, трансформатор, АТ, ШР и прочее. К присоединениям в данном случае не относятся секционные, шиносоединительные и обходные выключатели, трансформаторы напряжения секций шин.

А.4 Указания по применению блочных схем

А.4.1 Блочные схемы применяются на стороне ВН тупиковых ПС напряжения до 330 кВ включительно или ответвительных ПС, присоединяемых к одной или двум линиям напряжения до 220 кВ включительно.

А.4.2 Схемы № 35-1 на рисунке А.3, № 110-1 на рисунке А.10 (блок «линия – трансформатор» без коммутационного оборудования или с разъединителем) применяются на напряжении 35-330 кВ при питании линией, не имеющей ответвлений, одного трансформатора. При этом для защиты линии и оборудования РУ напряжением 330 кВ с трансформаторами любой мощности и РУ напряжением 110 и 220 кВ с трансформаторами мощностью 63 МВ·А и более предусматривается передача отключающего сигнала; для защиты оборудования РУ напряжением 35 кВ с трансформаторами мощностью менее 63 МВ·А допускается использование РЗА линии со стороны питающего конца и обеспечивающей отключение линии при КЗ на ней и части обмотки трансформатора без выдержки времени, а при КЗ на остальной части обмотки трансформатора – с выдержкой времени второй ступени.

При кабельном вводе в трансформатор разъединитель, разрядник и ВЧ обработка не предусматриваются.

А.4.3 РУ в схемах № 35-1 (рисунок А.3), № 110-1 (рисунок А.10) можно развивать за счет установки аналогичного блока без перемычки на ВН. Такое решение рекомендуется применять в условиях интенсивного загрязнения и при ограниченной площади застройки. Применение однострансформаторной ПС допускается при обеспечении требуемой надежности электроснабжения потребителей.

А.4.4 Схемы № 35-3Н на рисунке А.4, № 110-3Н на рисунке А.11, № 220-3Н на рисунке А.27 и № 330-3Н на рисунке А.30 (блок «линия – трансформатор» с выключателем), а также схемы № 35-4Н на рисунке А.5 и № 110-4Н на рисунке А.14 (два блока «линия – трансформатор» с выключателями и ремонтной перемычкой со стороны линии) применяются на напряжении 35-330 кВ.

А.4.5 Схема № 110-4АН на рисунке А.12 (два блока «линия – трансформатор» с выключателями в цепях трансформаторов, ремонтной перемычкой со стороны линий и дополнительными линиями) выполняется при коротких линиях, когда отстроить РЗА невозможно (количество присоединений должно быть не более шести).

А.4.6 Схема № 110-4ВН на рисунке А.13 (два блока «линия – трансформатор» с выключателями, ремонтной перемычкой со стороны линий и дополнительной линией, присоединенной через выключатель. Применяется на напряжении 110 кВ для подключения к РУ напряжением 110 кВ ПС третьей линии напряжением 110 кВ при отсутствии возможности расширения РУ напряжением 110 кВ.

А.4.7 На схемах с блоками «линия – трансформатор» в целях упрощения показан один блок, для ПС с двумя трансформаторами число таких блоков удваивается.

А.5 Указания по применению мостиковых схем

А.5.1 Мостиковые схемы применяются на стороне ВН ПС 35-110 кВ при необходимости осуществления секционирования линий и мощности трансформаторов до 63 МВ·А включительно.

А.5.2 На напряжении 35-110 кВ мостиковые схемы применяются, как правило, с ремонтной перемычкой, но при соответствующем обосновании перемычка может не предусматриваться.

А.5.3 Схемы № 110-5Н на рисунке А.18 (мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий), а также № 35-5АН на рисунке А.6) и № 110-5АН на рисунке А.16 (мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов) применяются на напряжении 35–110 кВ.

При необходимости секционирования сети на проектируемой ПС в режиме ремонта любого выключателя предпочтительнее применять схему № 110-5АН (рисунки А.16).

А.5.4 Схемы № 110-5 (мостик с выключателем в перемычке и в цепях трансформаторов), № 110-5Н (мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий), № 110-5АН (мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов) и № 110-5БН (мостик с выключателями в цепях трансформаторов и в цепях линий с ремонтной перемычкой со стороны линий) применяются на напряжении 35-110 кВ.

А.5.5 Схемы № 110-5 на рисунке А.15, № 110-5АН на рисунке А.16, № 110-5БН на рисунке А.17 и № 110-5Н на рисунке А.18 могут быть применены при установке одного трансформатора на первом этапе развития ПС. Количество выключателей при этом определяется технической необходимостью.

А.5.6 Схема № 110-7 на рисунке А.19 (одна рабочая секционированная выключателем система шин) выполняется при количестве присоединений от пяти до четырнадцати включительно.

А.5.7 На секциях необходимо предусмотреть дополнительно установку ОПН.

А.6 Указания по применению схем четырехугольника и треугольника

А.6.1 Схемы четырехугольника применяются в РУ напряжением 110-750 кВ при четырех – шести присоединениях (линий и трансформаторов), необходимости секционирования транзитной линии.

А.6.2 Схемы № 110-9 на рисунке А.20, № 220-7 на рисунке А.28, № 330-7 на рисунке А.32, № 750-7 на рисунке А.36 (четыреугольник) применяются при двух линиях и двух трансформаторах.

На напряжении 330-750 кВ на первом этапе при одном трансформаторе и одной линии устанавливаются два взаимно резервируемых выключателя или используется передача отключающего сигнала. В последующем – при одном трансформаторе и двух линиях устанавливаются три выключателя, при двух трансформаторах и одной линии – как правило, три выключателя, при этом, если подключение второй линии происходит за расчетным периодом, допускается установка двух выключателей.

При ТЭО допускается не устанавливать линейные разъединители.

А.6.3 Схема № 330-6 «Треугольник» на рисунке А.31. Применяется на напряжении 330 кВ при трех присоединениях 330 кВ. Используется как начальный этап более сложных схем.

А.7 Указания по применению схем со сборными шинами и одним выключателем на присоединении

А.7.1 Схемы с одной и двумя рабочими системами сборных шин (далее – системами шин) применяются на стороне ВН и СН ПС напряжением 35-220 кВ при пяти и более присоединениях.

А.7.2 Схемы с одной секционированной и обходной системами шин применяются на напряжении 110-220 кВ при парных линиях или линиях, резервируемых от других ПС, а также нерезервируемых, но не более одной на любой из секций.

А.7.3 Схема № 35-9 на рисунке А.8 (одна рабочая, секционированная выключателем, система шин) применяется без обходной системы шин и предназначается для РУ 35 кВ на сторонах ВН, СН и НН.

В качестве начального этапа развития схемы № 35-9 возможно подключение двух отходящих линий, по одной на каждой секции.

А.7.4 Схемы № 110-12 на рисунке А.21 (одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная системы шин) применяются на напряжении 110 кВ при пяти и более присоединений с учетом условий А.1.7.2.

А.7.5 Схема № 110-13 на рисунке А.22 (две рабочие и обходная системы шин) применяется на напряжении 110 кВ при числе присоединений от пяти до четырнадцати включительно, когда неприменима схема № 110-12 (рисунок А.21).

А.7.6 Схема № 110-13А на рисунке А.23 (две рабочие системы шин) выполняется при количестве присоединений от пяти до четырнадцати включительно.

А.7.7 Схема № 110-14 на рисунке А.24 (две рабочие, секционированные выключателями, и обходная системы шин с двумя обходными и двумя шиносоединительными выключателями) применяется на напряжении 110 кВ при следующих условиях:

а) при необходимости снижения токов КЗ (например, путем опережающего деления сети при КЗ);

б) при числе присоединений более четырнадцати, когда не применима схема № 110-12 (рисунок А.21);

А.7.8 В РУ напряжением 110-220 кВ, выполненных по схемам № 110-12 (рисунок А.21), № 110-13 (рисунок А.22) и № 220-13 (рисунок А.29), № 110-14 (рисунок А.24) при установке одного трансформатора на первом этапе сооружения ПС для создания второго места заземления обходной системы шин предусматривается опережающая установка разъединителя обходной системы шин в ячейке второго трансформатора.

А.7.9 В РУ напряжением 110-220 кВ, выполненных по схемам № 110-12 (рисунок А.21), № 110-13 (рисунок А.22) и № 220-13 (рисунок А.29), № 110-14 (рисунок А.24) из ячеек с КРУЭ, с использованием элегазовых выключателей, а также с выкатными выключателями (на напряжении 110 кВ) обходная система шин не выполняется.

А.7.10 Схема № 110-15 на рисунке А.25 (две рабочие, секционированные выключателями, системы шин с двумя шиносоединительными выключателями) выполняется с количеством присоединений более четырнадцати при выполнении ОРУ из ячеек с КРУЭ, с использованием элегазовых выключателей, а также с выкатными выключателями.

А.7.11 Схема № 110-15А на рисунке А.26. Две рабочие, секционированные выключателями, системы шин без шиносоединительных выключателей. Выполняется при четырех и более питающих линиях.

А.8 Указания по применению схем со сборными шинами с двумя и полутора выключателями на присоединение

А.8.1 Схемы со сборными шинами с двумя и полутора выключателями на присоединение применяются на стороне ВН и СН ПС напряжением 330 кВ.

А.8.2 Схема № 330-15 на рисунке А.33 (трансформаторы-шины с присоединением линий через два выключателя) применяются при трех и четырех линиях, когда не предполагается увеличения количества линейных присоединений.

А.8.3 Схема № 330-16 на рисунке А.34 (трансформаторы-шины с полуторным присоединением линий) применяется при пяти и шести линиях. При необходимости присоединение дополнительно одной-двух линий допускается путем добавления четвертой цепочки с выключателями (увеличение количества линий до восьми).

Схема № 330-16 (рисунок А.34) на первом этапе развития, когда присоединяются 3 или 4 линии, выполняются с тремя междушинными цепочками с уменьшенным количеством выключателей в цепочке.

А.8.4 Схема № 330-17 на рисунке А.35 (полуторная) применяется при числе присоединений 8 и более.

А.1.8.5 В РУ в схемах № 330-15 (рисунок А.33), № 330-16 (рисунок А.34) при установке одного трансформатора на первом этапе сооружения ПС второй комплект заземляющих ножей на шинах устанавливается на шинном разъединителе соседней с ТН ячейки.

А.8.6 В схемах № 330-16 (рисунок А.34), № 330-17 (рисунок А.35) при числе линий более шести и в схемах № 330-15 (рисунок А.33) и № 330-16 (рисунок А.34) при четырех трансформаторах, а также по условиям сохранения устойчивости энергосистемы проверяется необходимость секционирования сборных шин.

А.8.7 Парные линии и трансформаторы должны подключаться со стороны разных систем шин и не в одну цепочку.

А.9 Указания по применению схем распределительных устройств 10(6) кВ

А.9.1 Схема № 20 (10, 6)-1 на рисунке А.1 (одна одиночная, секционированная выключателем, система шин) применяется при двух трансформаторах, каждый из которых присоединен к одной секции.

А.9.2 Схема № 20 (10, 6)-2 на рисунке А.2 (две одиночные, секционированные выключателями, системы шин) применяется при двух трансформаторах с расщепленной обмоткой, каждый из которых присоединен к двум секциям.

А.9.3 При наличии соответствующего обоснования в указанных схемах допускается другое количество секций, а также групповое или индивидуальное реак-

тирование присоединений.

А.9.4 Количество отходящих линий в РУ 20 (10, 6) кВ ПС энергосистемы определяется из расчета загрузки каждой линии не менее 25 % от номинального тока ячейки.

А.10 Указания по применению переходного пункта напряжением 35-330 кВ

А.10.1 Переходной пункт сооружается в случае необходимости соединения воздушной и кабельной линии. Схема переходного пункта на кабельно-воздушной линии электропередачи напряжением 35-330 кВ приведена на рисунке А.9.

А.11 Указания по установке измерительных трансформаторов

А.11.2 В схемах присоединения ВЛ через развилку выключателей допускается установка ТТ на ВЛ между линейным разъединителем ВЛ и развилкой ошиновки на разъединители выключателей.

А.11.3 При выборе типа и количества ТН следует руководствоваться следующим:

А.11.3.1 Следует предотвращать возможный феррорезонанс перенапряжений в РУ 110-330 кВ с ТН индуктивного типа и делительными конденсаторами, включенными параллельно гасительным камерам выключателей, а также при отсутствии конденсаторов и наличии большого числа присоединений. При наличии ТН разных типов применение ТН индуктивного типа определяется на основании технико-экономического сравнения, учитывающего возможные мероприятия по устранению феррорезонанса, количества и стоимости примененного оборудования. Предпочтение следует отдавать антирезонансным ТН.

Следует избегать установки на ВЛ двух ТН индуктивного типа.

А.11.3.2 В РУ 330 и 750 кВ на каждой ВЛ рекомендуется устанавливать два ТН (с двух сторон от ВЧ-заградителя) для выполнения полного дублирования цепей напряжения от каждого ТН до панелей (шкафов) защиты. При неисправности одного из ТН нагрузка неисправного ТН переключается на исправный ТН.

А.11.3.3 В РУ 110 и 220 кВ по схемам «треугольник», «четырёхугольник», «мостик» рекомендуется устанавливать один ТН на каждой ВЛ. Питание нагрузки ТН одной линии резервируется от ТН другой линии.

А.11.3.4 На каждой системе (секции) шин в РУ 330-750 кВ для обеспечения работы РЗЛ и АСКУЭ рекомендуется устанавливать по два комплекта ТН с четырьмя обмотками.

В РУ 110-220 кВ количество ТН на шинах определяется расчетом исходя из обеспечения условия их работы в требуемом классе точности.

А.11.3.5 В схемах n-угольников рекомендуется для осуществления АПВ с контролем наличия напряжения и синхронизма при отключениях соответствующего присоединения устанавливать ТН в каждой вершине.

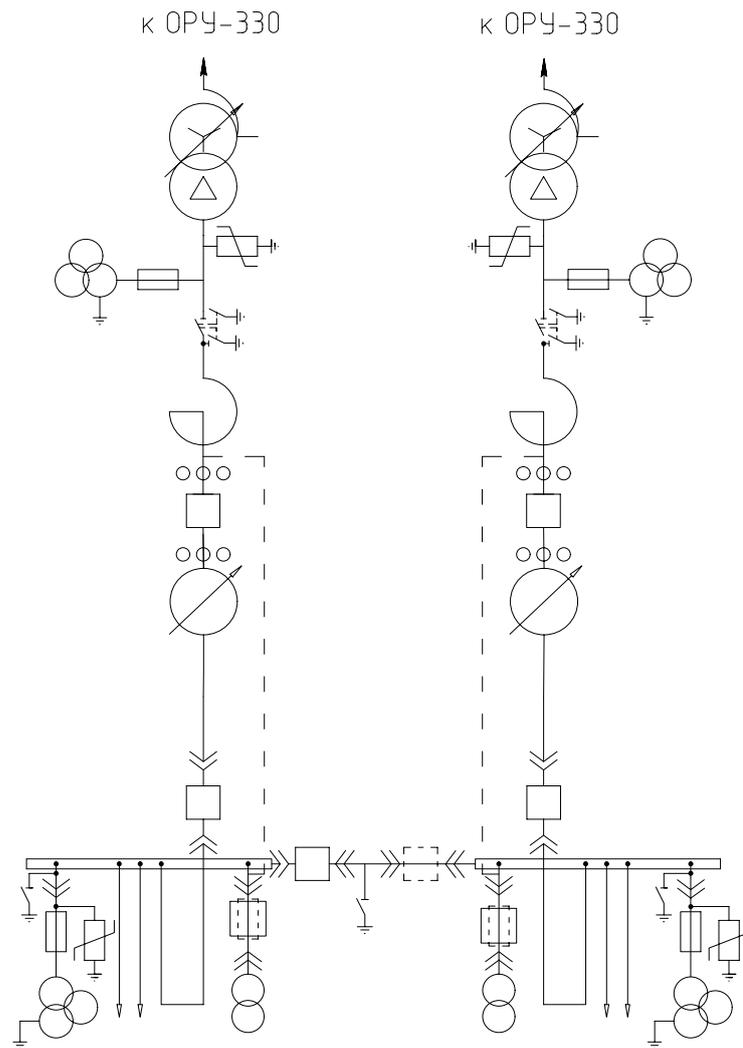
А.11.3.6 В случае обоснованной необходимости установки на ВЛ двух ТН они устанавливаются с разных сторон высокочастотного заградителя. До заградите-

ля со стороны ВЛ предпочтительна установка ТН емкостного типа. Другой ТН должен присоединиться по другую сторону от ВЧ заградителя.

А.11.3.7 В схемах "мостика" рекомендуется предусматривать ТН в узлах, к которым подключена ремонтная, перемычка.

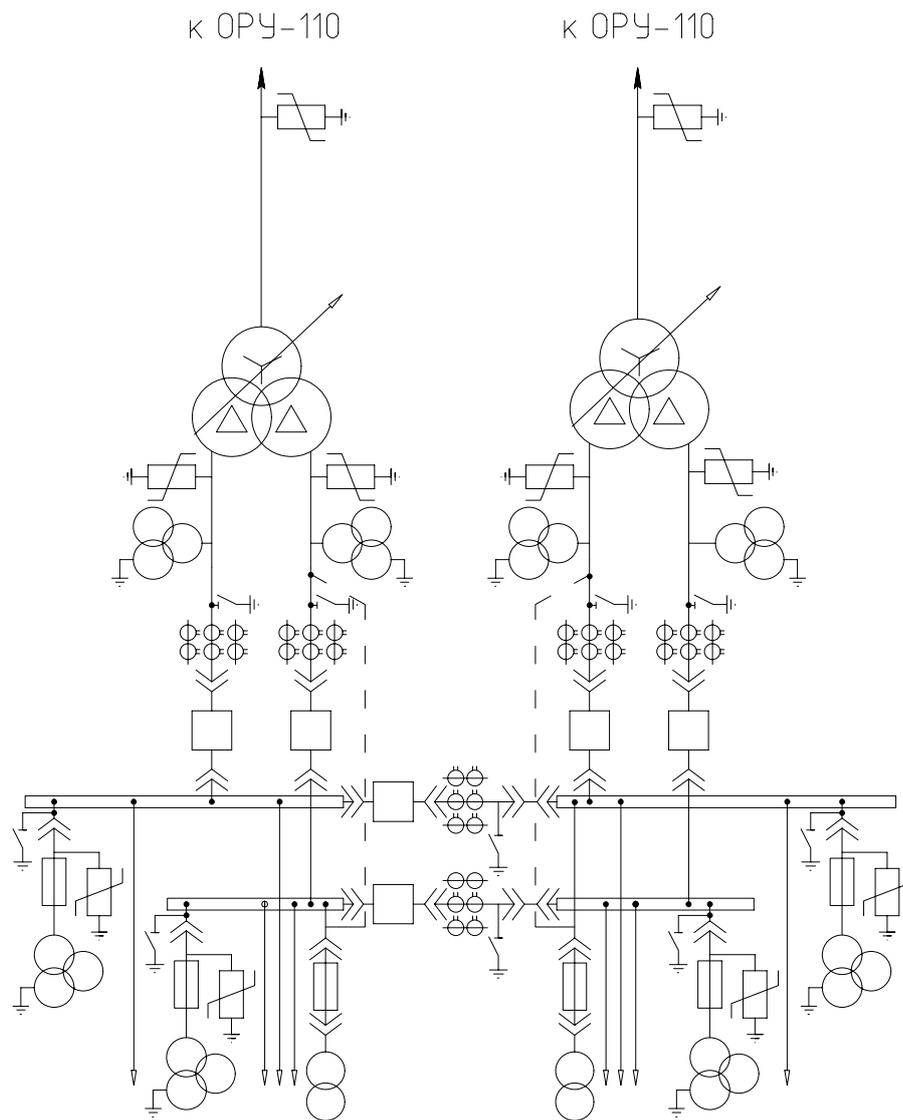
А.11.3.8 В схемах РУ на среднем напряжении 110 и 220 кВ, на вводах автотрансформаторов при соответствующем обосновании устанавливается ТН.

А.11.3.9 При установке на ВЛ трансформаторов тока и трансформаторов напряжения рекомендуется при соответствующем обосновании применение комбинированных трансформаторов тока и напряжения.



Количество обмоток ТТ и ТН уточняется при проектировании.

Рисунок А.1 – Схема № 20 (10, 6)-1.
Одна одиночная, секционированная выключателем, система шин



Количество обмоток ТТ и ТН уточняется при проектировании.

Рисунок А.2 – Схема № 20 (10, 6)-2.
 Две одиночные, секционированные выключателями, системы шин

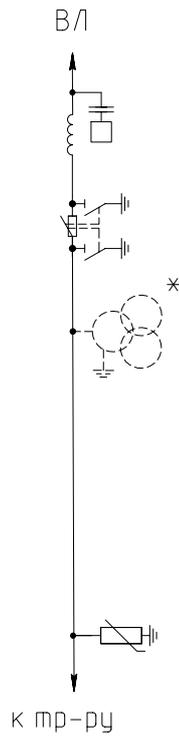
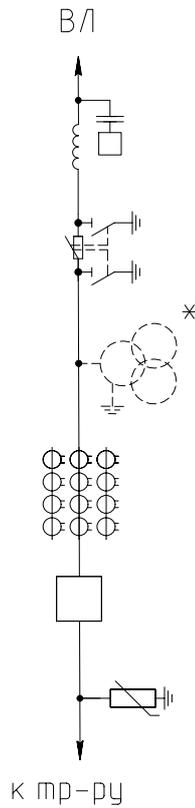
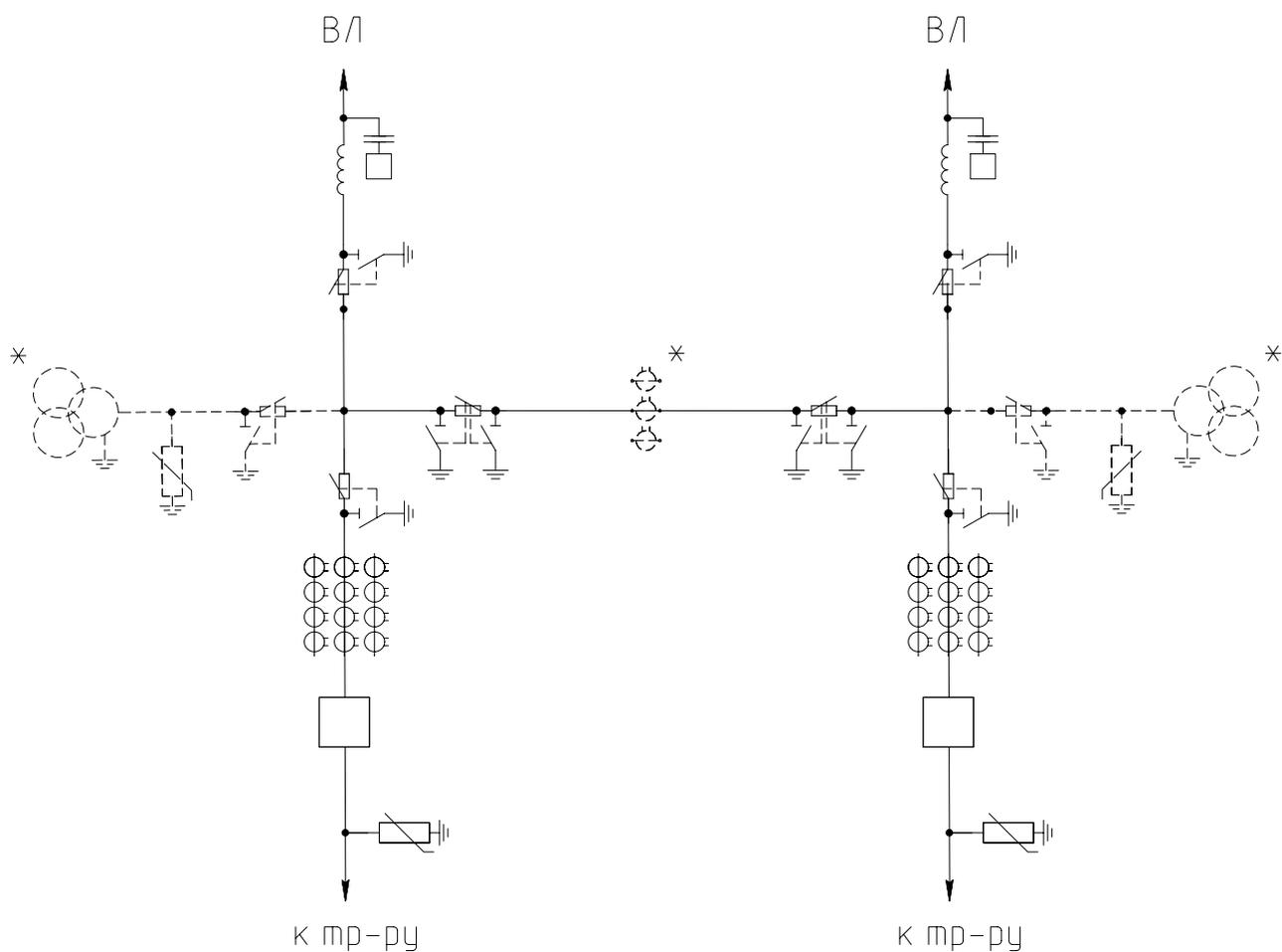


Рисунок А.3 – Схема № 35-1.
Блок «линия – трансформатор» с разъединителем



Количество обмоток ТТ уточняется при проектировании.

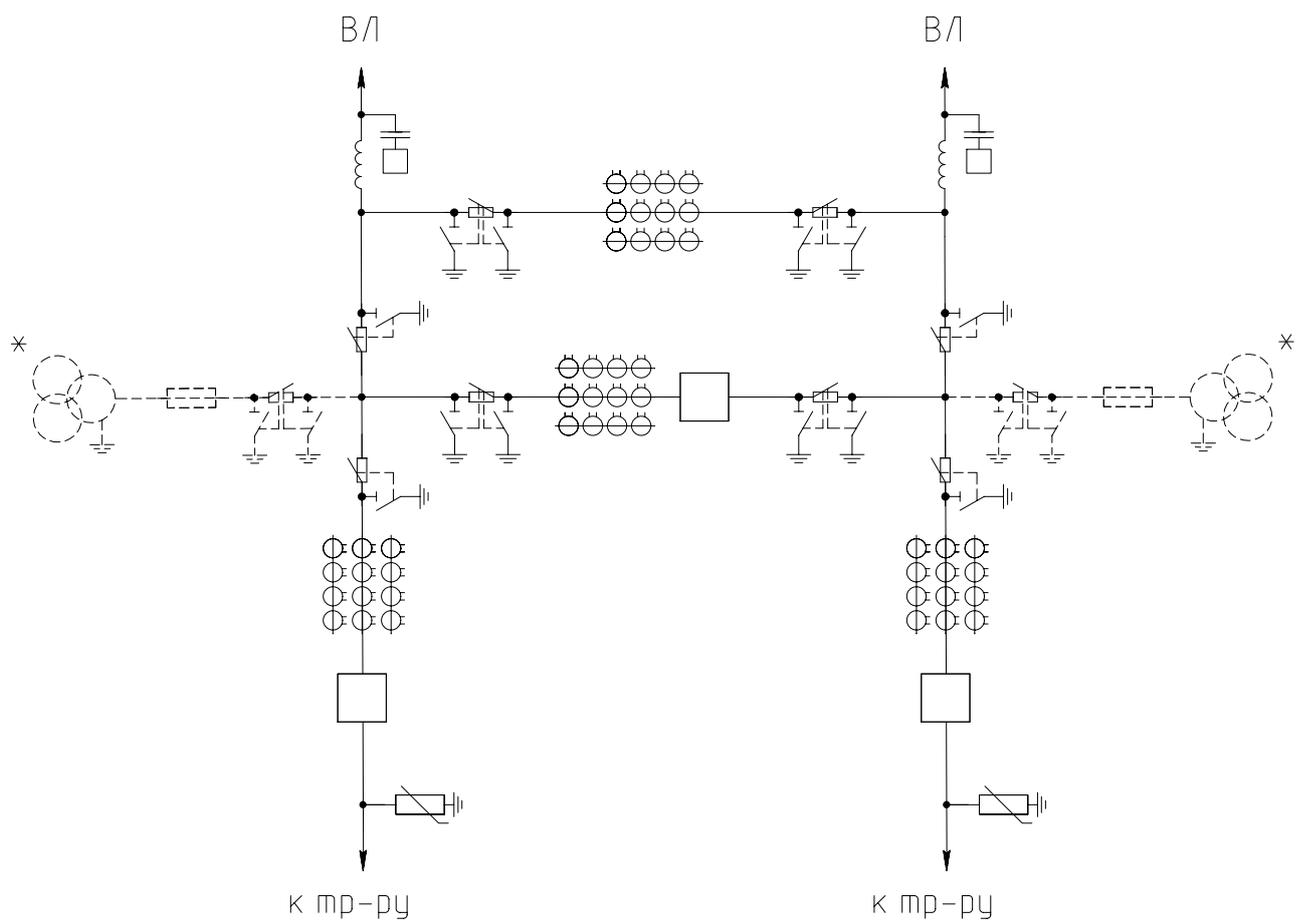
Рисунок А.4 – Схема № 35-3Н.
Блок «линия – трансформатор» с выключателем



*) Устанавливаются при соответствующем обосновании.
 Количество обмоток ТТ и ТН уточняется при проектировании.

Рисунок А.5 – Схема № 35-4Н.

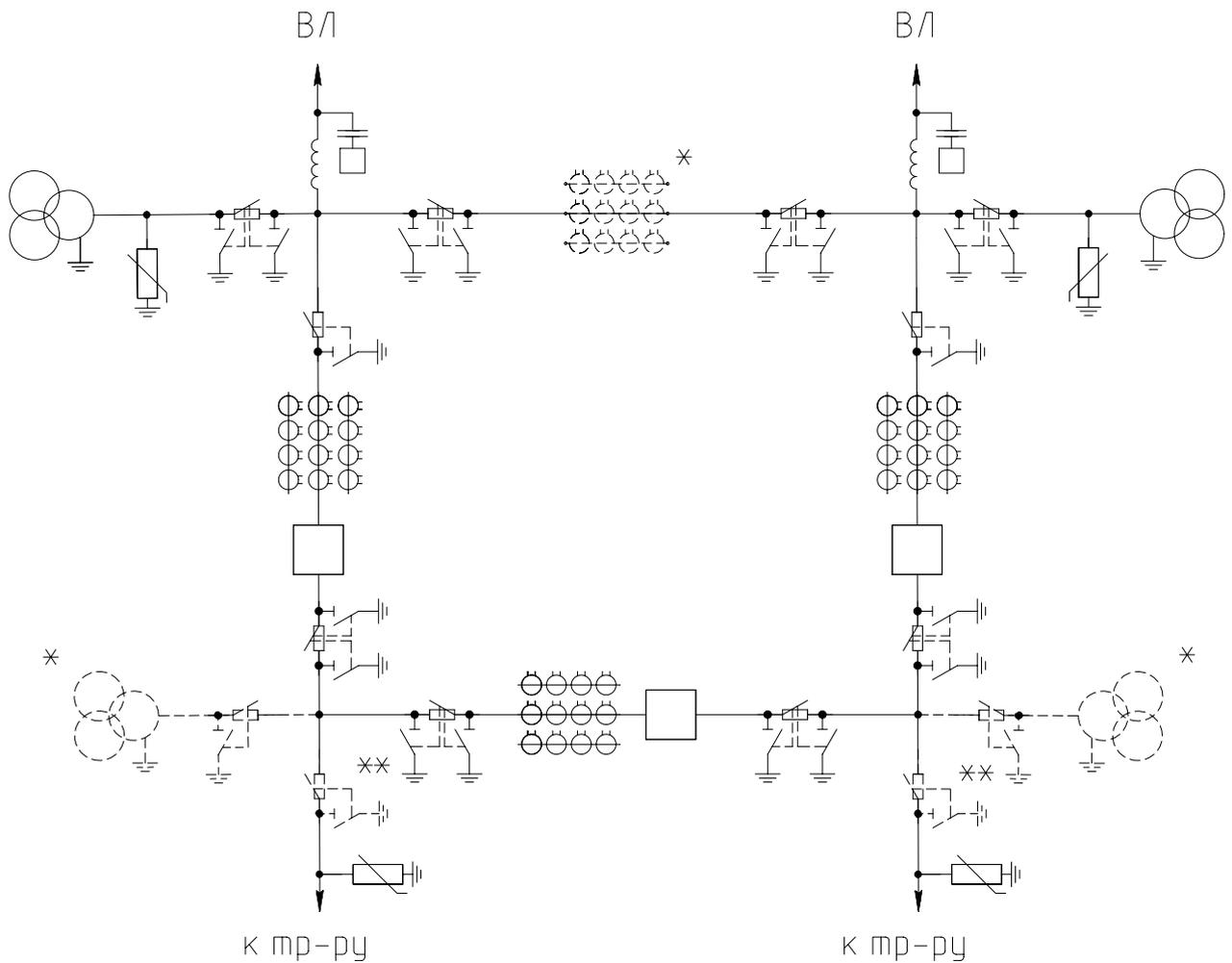
Два блока «линия – трансформатор» с выключателями и ремонтной перемычкой со стороны линии



*) Устанавливаются при соответствующем обосновании.
 Количество обмоток ТТ и ТН уточняется при проектировании.

Рисунок А.6 – Схема № 35-5АН.

Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линий



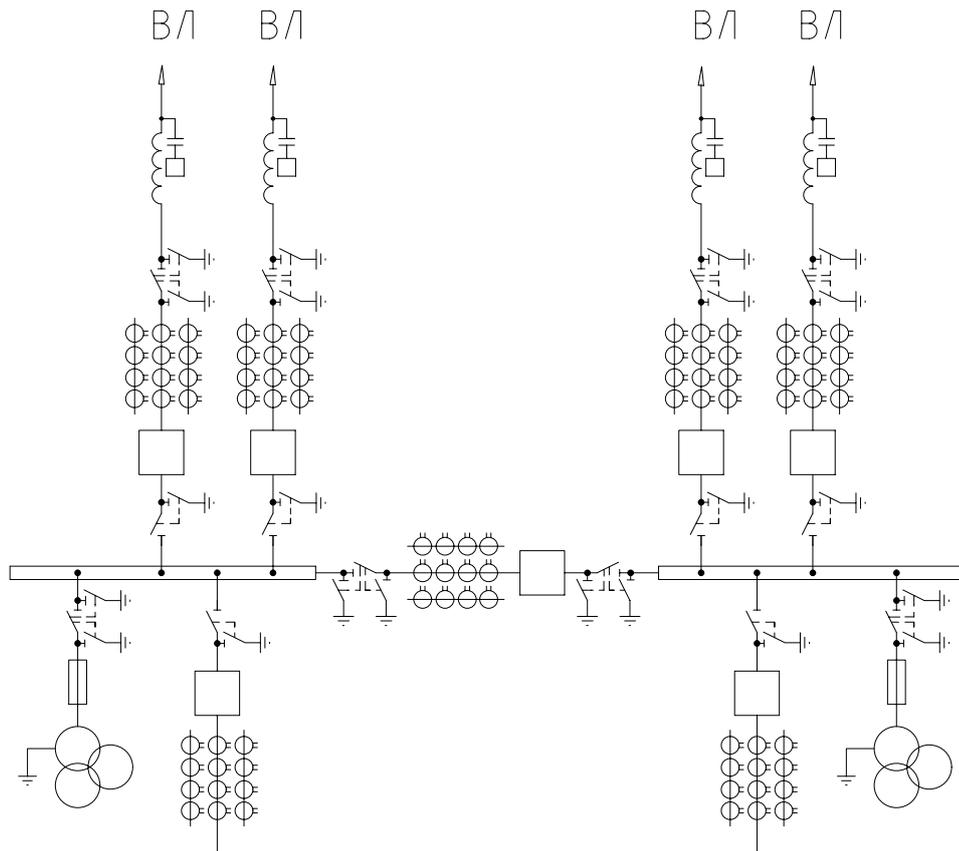
*) Устанавливаются при соответствующем обосновании.

***) Устанавливаются при наличии питания со стороны СН трехобмоточного трансформатора.

Количество обмоток ТТ и ТН уточняется при проектировании.

Рисунок А.7 – Схема № 35-5Н.

Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий

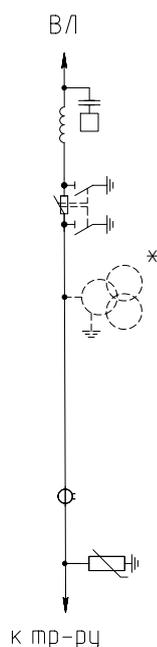


Количество обмоток ТТ и ТН уточняется при проектировании.
 Количество и место установки ограничителей перенапряжений определяется в проекте.

Рисунок А.8 – Схема № 35-9.
 Одна секционированная выключателем система шин

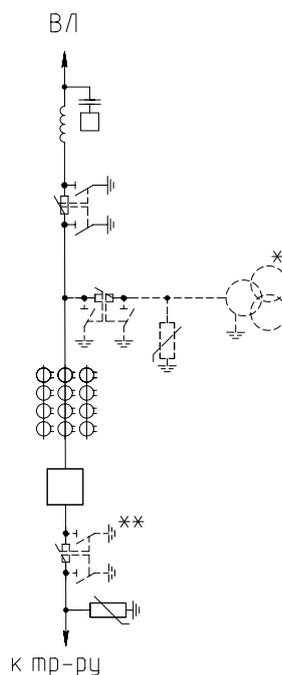


Рисунок А.9 – Схема переходного пункта на КВЛ 35-330 кВ



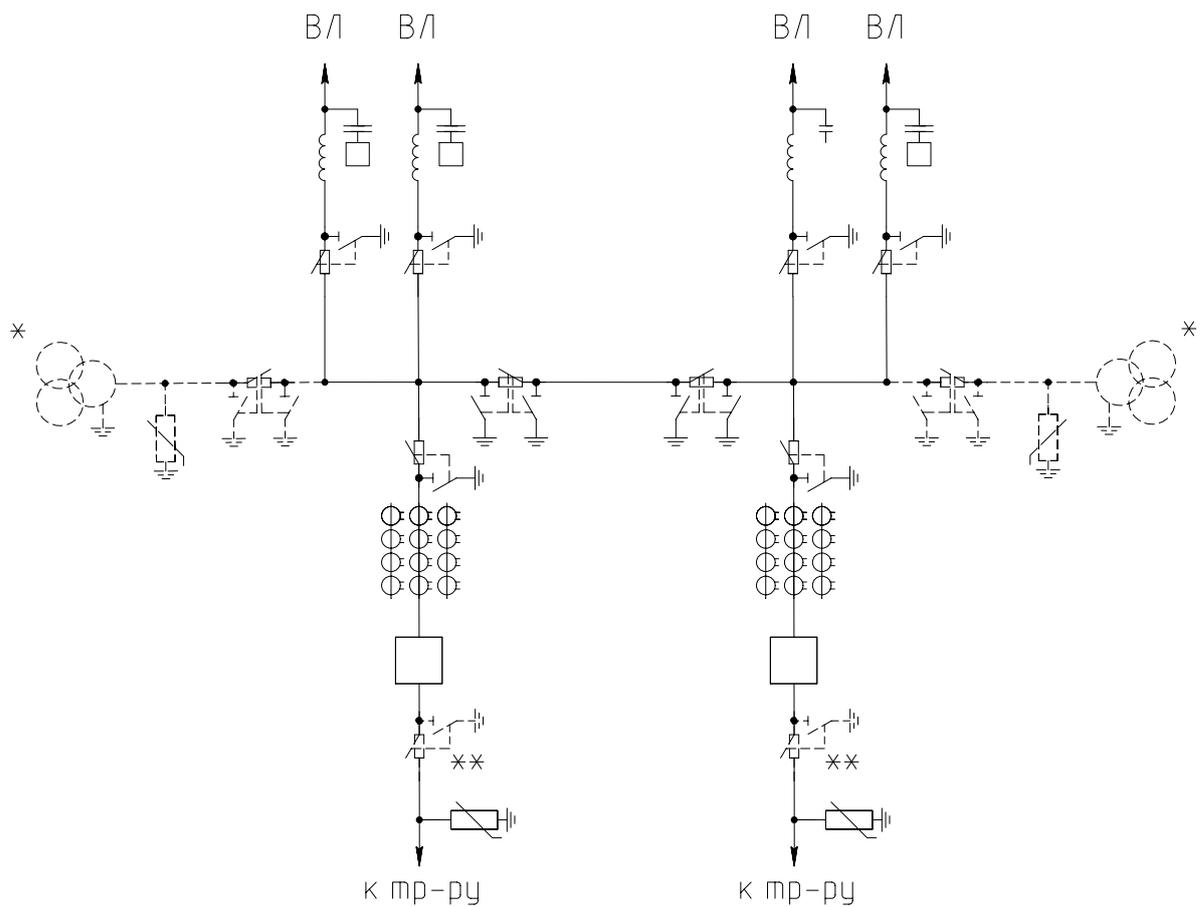
*) Устанавливаются при соответствующем обосновании.
Количество обмоток ТТ и ТН уточняется при проектировании.

Рисунок А.10 – Схема № 110-1.
Блок «линия – трансформатор» с разъединителем



*) Устанавливаются при соответствующем обосновании.
**) Устанавливаются при наличии питания со стороны СН трехобмоточного трансформатора.
Количество обмоток ТТ и ТН уточняется при проектировании.

Рисунок А.11 – Схема № 110-3Н.
Блок «линия – трансформатор» с выключателем



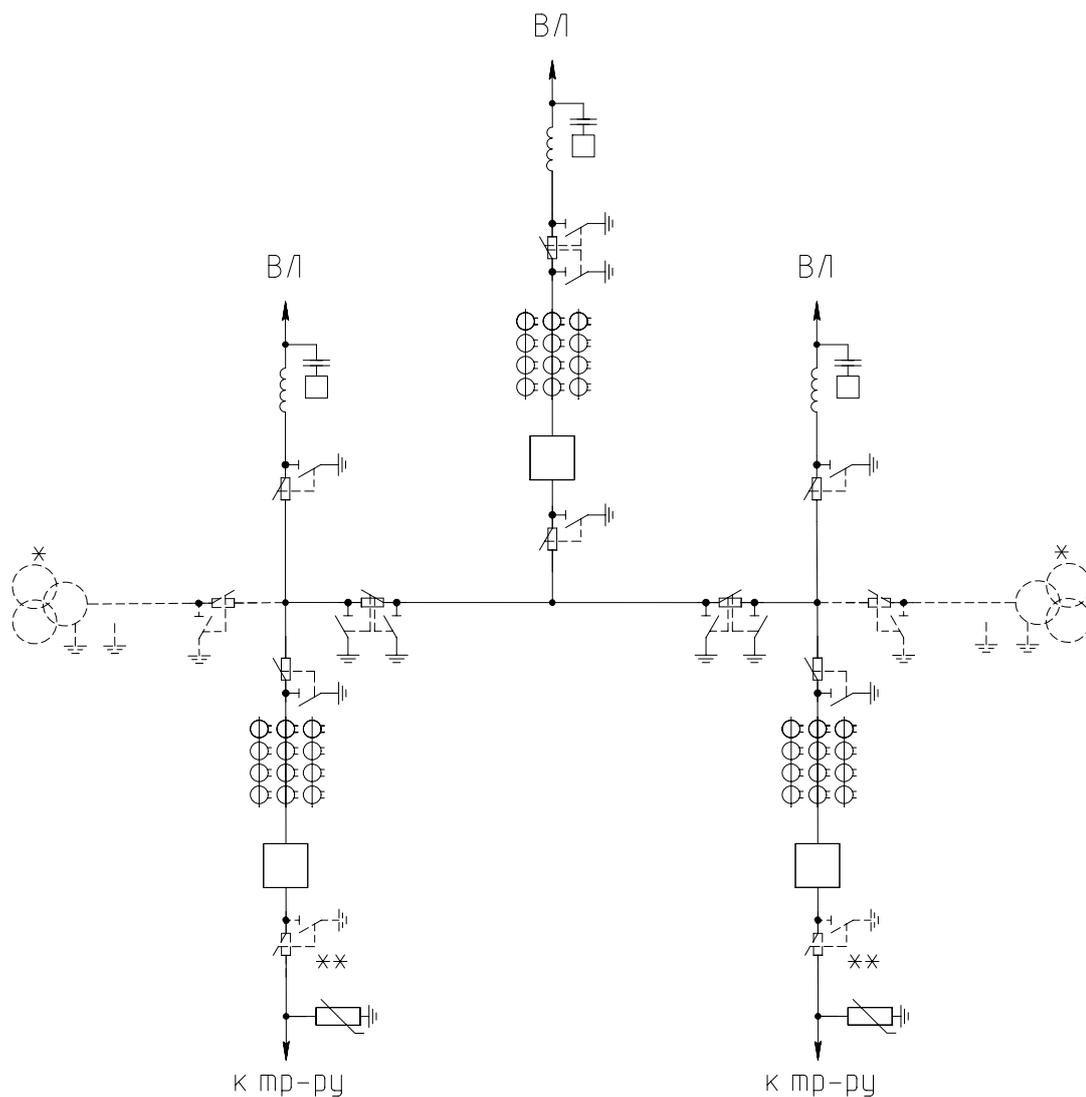
*) Устанавливаются при соответствующем обосновании.

***) Устанавливаются при наличии питания со стороны СН трехобмоточного трансформатора.

Количество обмоток ТТ и ТН уточняется при проектировании.

Рисунок А.12 – Схема № 110-4АН.

Два блока «линия – трансформатор» с выключателями в цепях трансформаторов, ремонтной перемычкой со стороны линии и дополнительными линиями



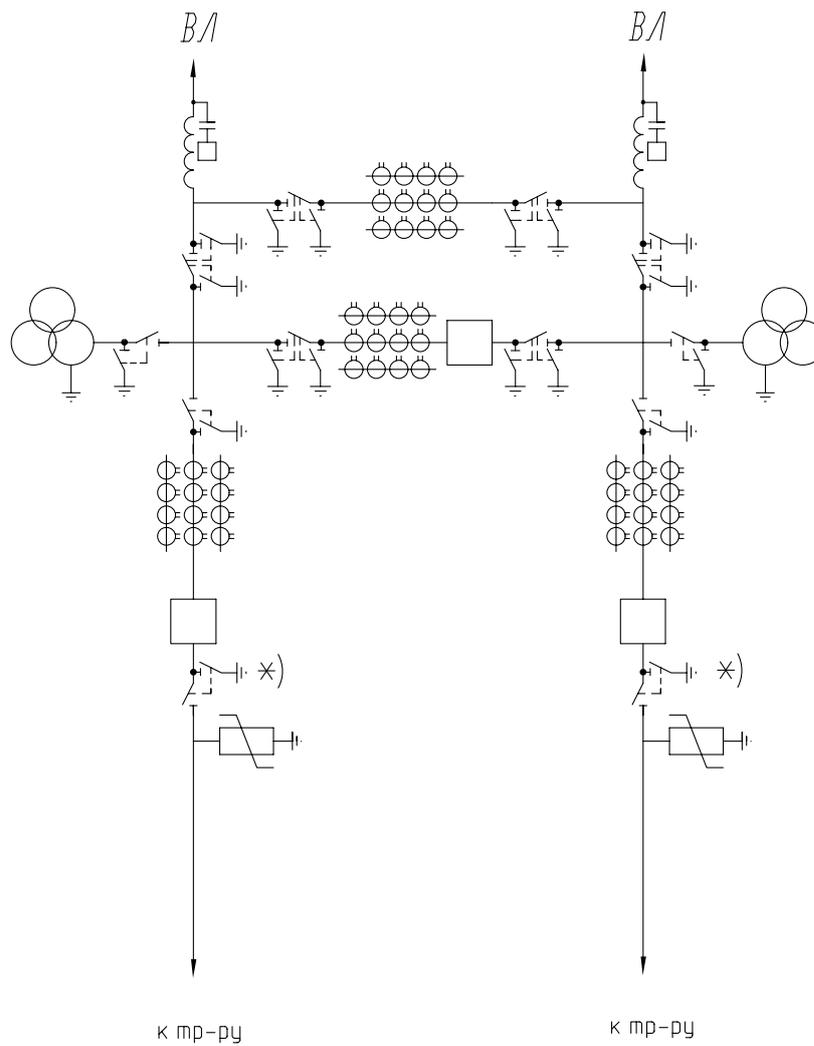
*) Устанавливаются при соответствующем обосновании.

***) Устанавливаются при наличии питания со стороны СН трехобмоточного трансформатора.

Количество обмоток трансформаторов тока уточняется при проектировании.

Рисунок А.13 – Схема № 110-4ВН.

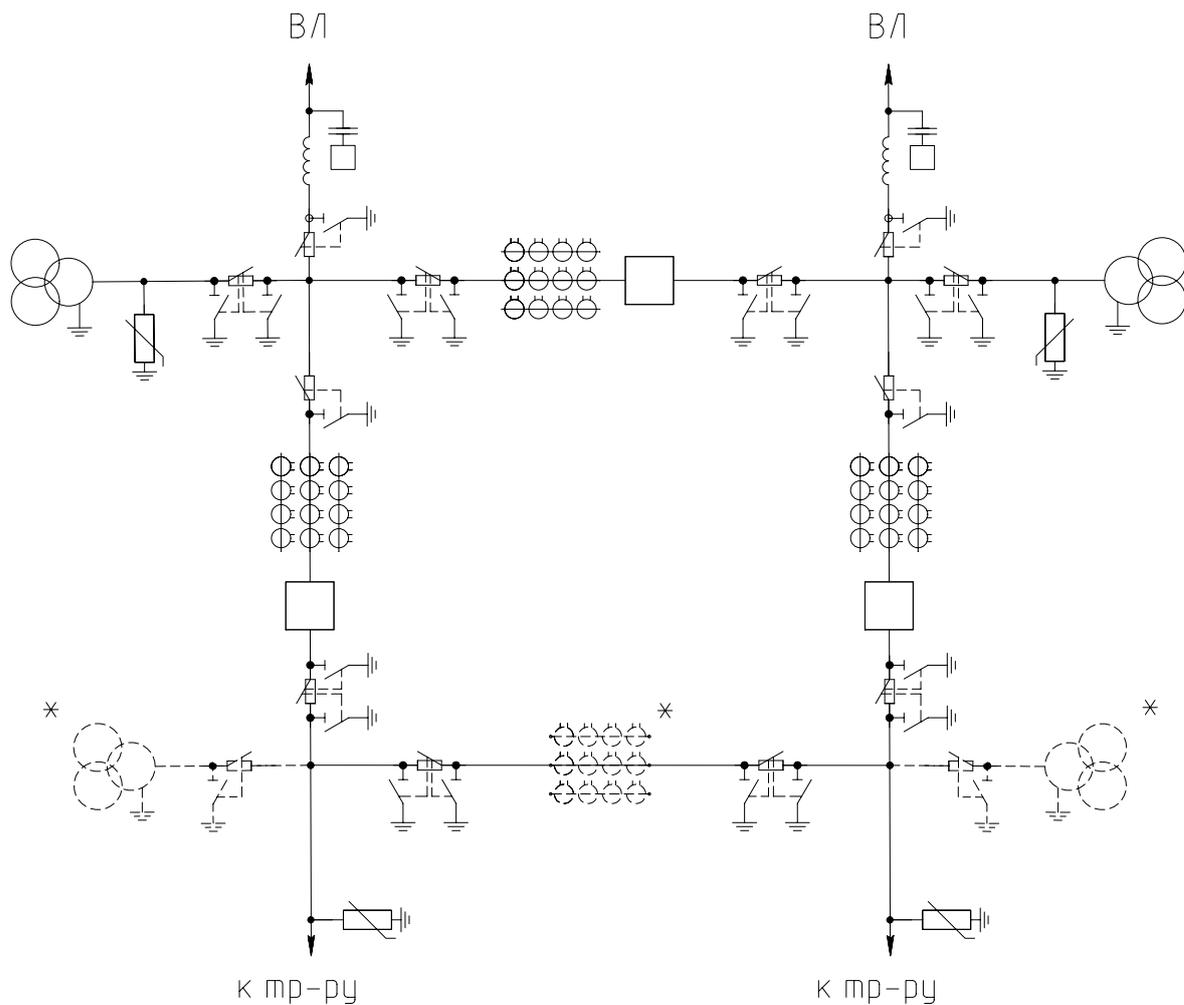
Два блока «линия – трансформатор» с выключателями, ремонтной перемычкой со стороны линий и дополнительной линией, присоединенной через выключатель



*) Устанавливаются при наличии питания со стороны СН трехобмоточного трансформатора.
 Количество обмоток трансформаторов тока уточняется при проектировании.

Рисунок А.15 – Схема № 110-5.

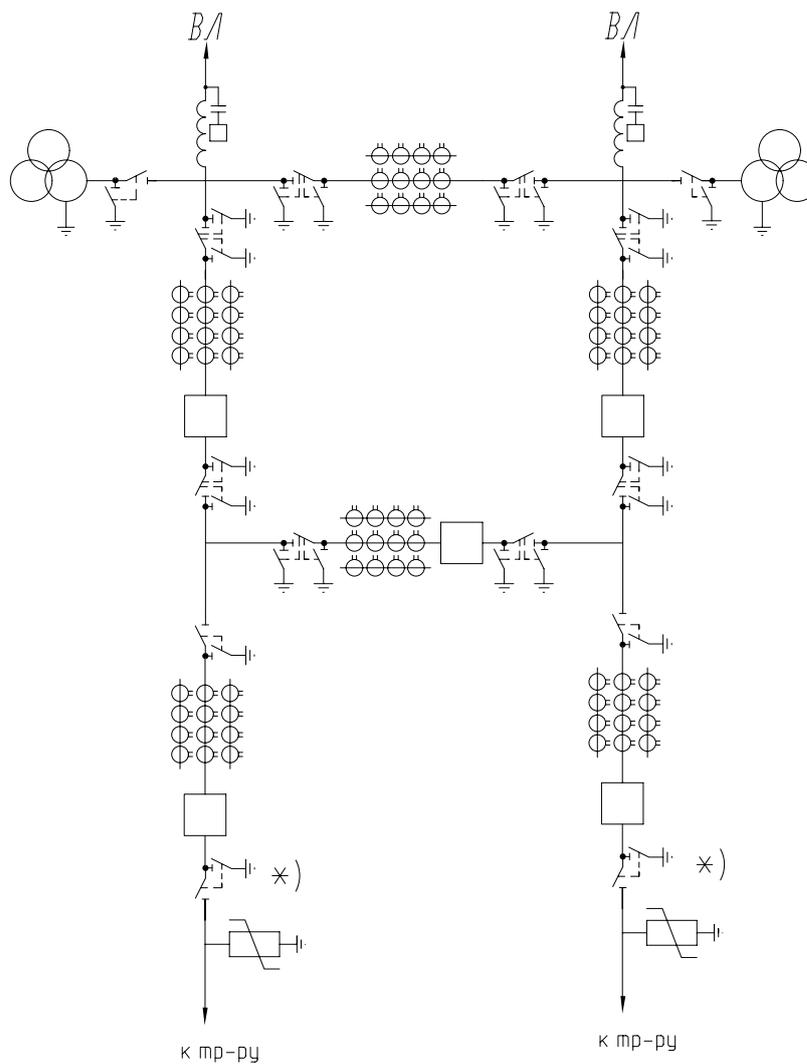
Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линий



*) Устанавливаются при соответствующем обосновании.
 Количество обмоток ТТ и ТН уточняется при проектировании.

Рисунок А.16 – Схема № 110-5АН.

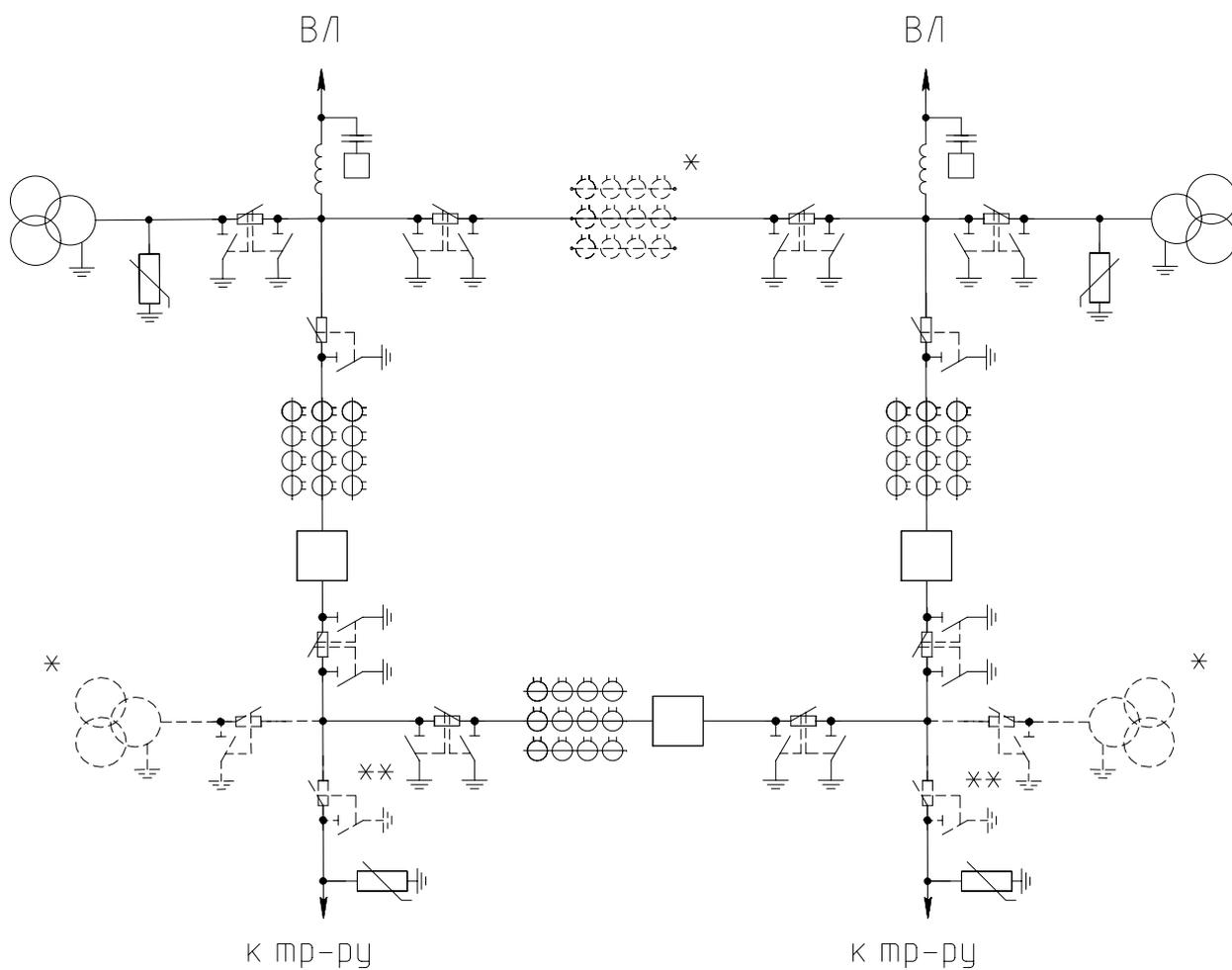
Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов



*) Устанавливаются при наличии питания со стороны СН трехобмоточного трансформатора
 Количество обмоток трансформаторов тока уточняется при проектировании.

Рисунок А.17 – Схема № 110-5БН.

Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий



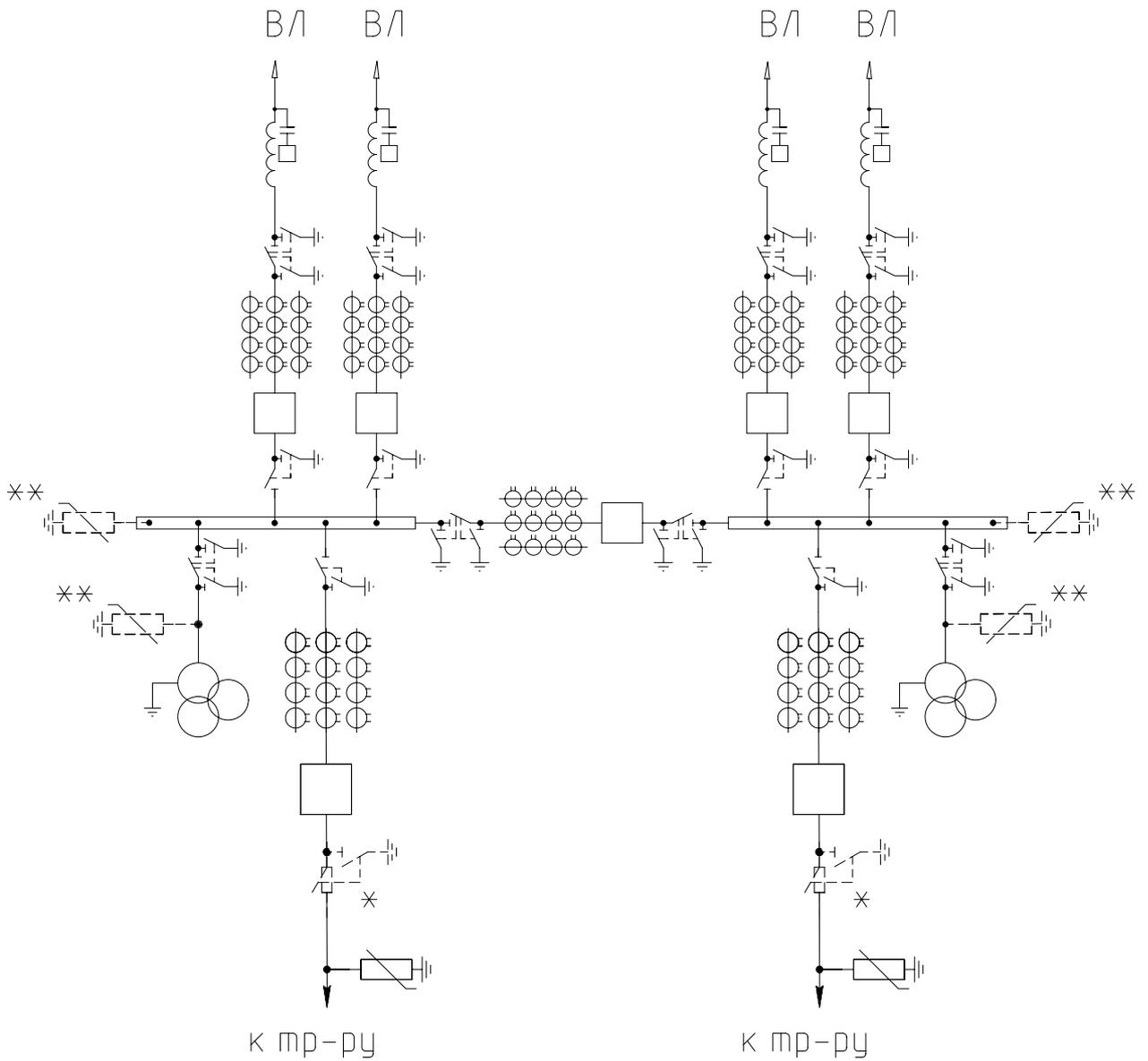
*) Устанавливаются при соответствующем обосновании.

***) Устанавливаются при наличии питания со стороны СН трехобмоточного трансформатора.

Количество обмоток ТТ и ТН уточняется при проектировании.

Рисунок А.18 – Схема № 110-5Н.

Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий



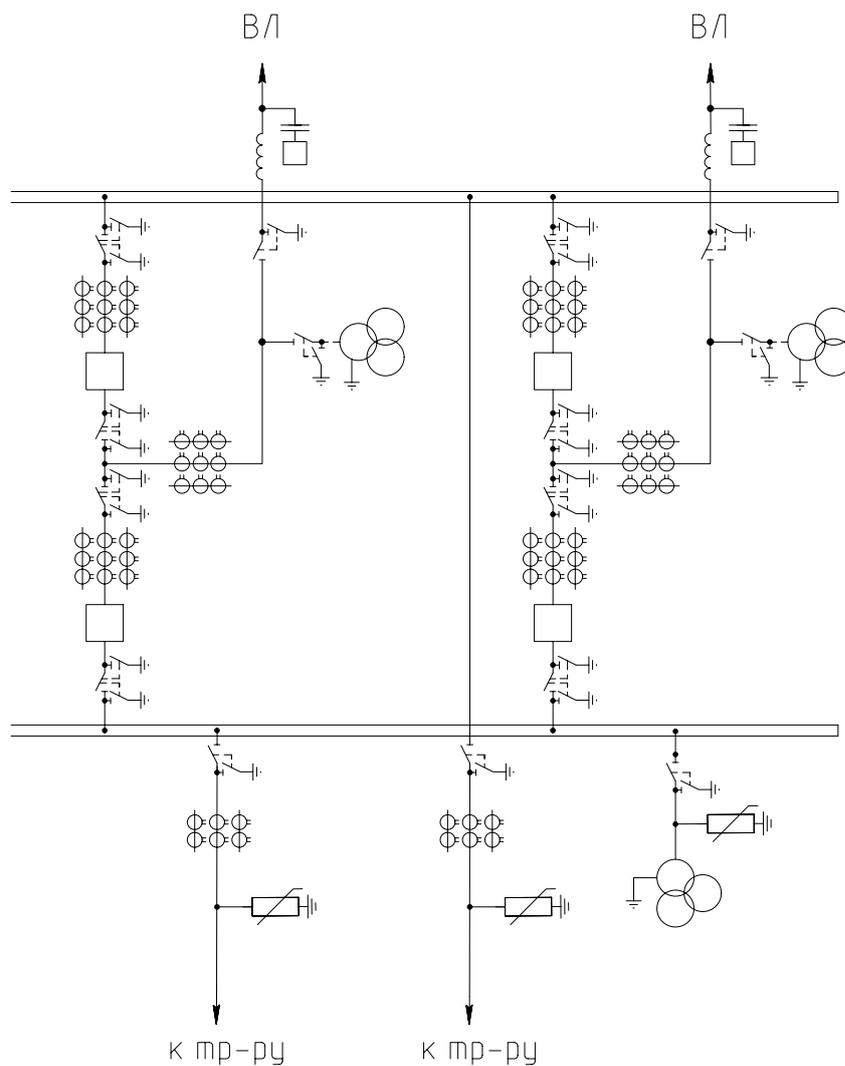
*) Устанавливаются при соответствующем обосновании.

***) Устанавливаются при наличии питания со стороны СН трехобмоточного трансформатора.

Количество обмоток ТТ и ТН уточняется при проектировании.

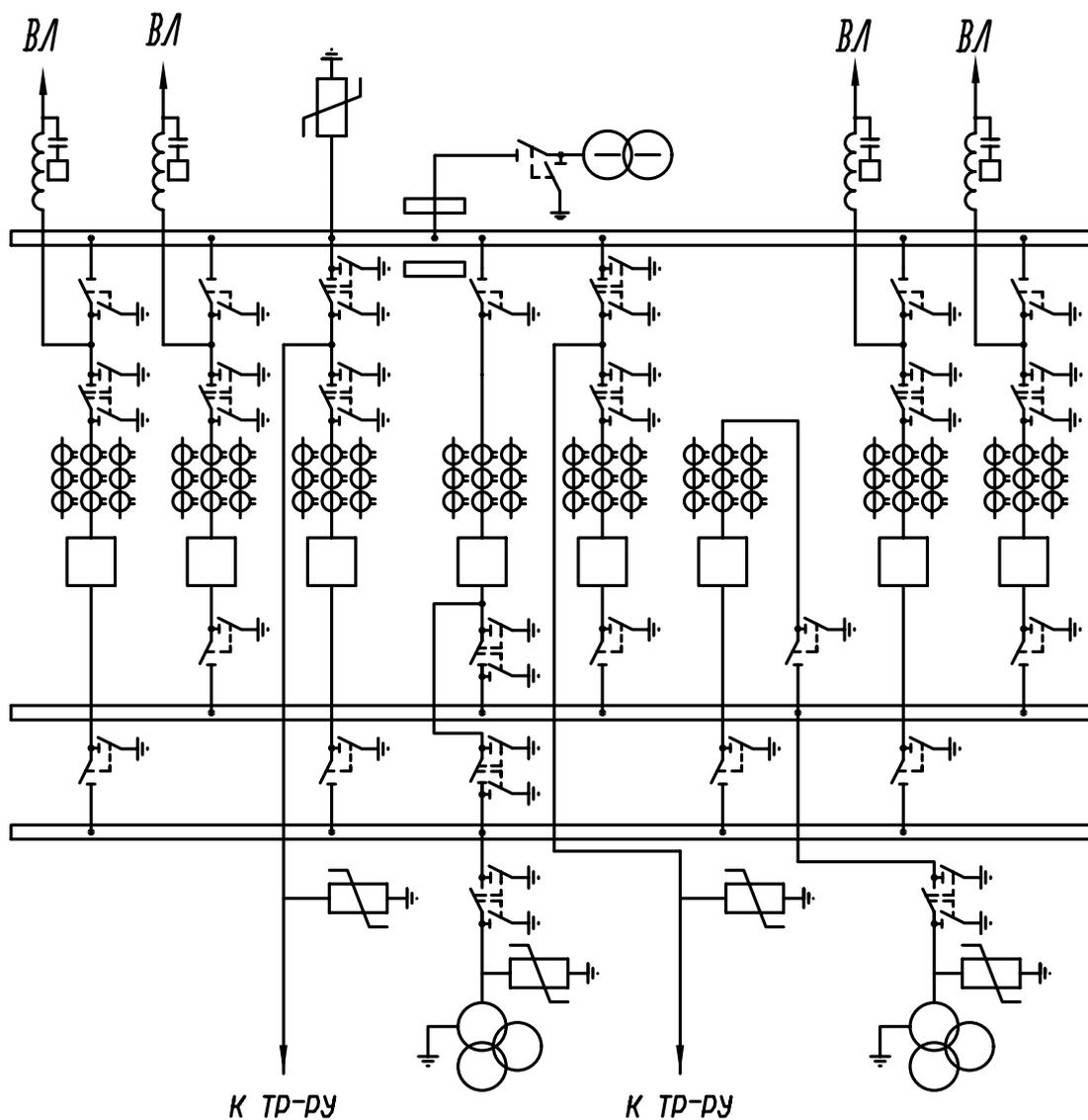
Рисунок А.19 – Схема № 110-7.

Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин



Количество обмоток ТТ и ТН уточняется при проектировании.
 Количество и место установки ограничителей перенапряжения определяется в проекте.

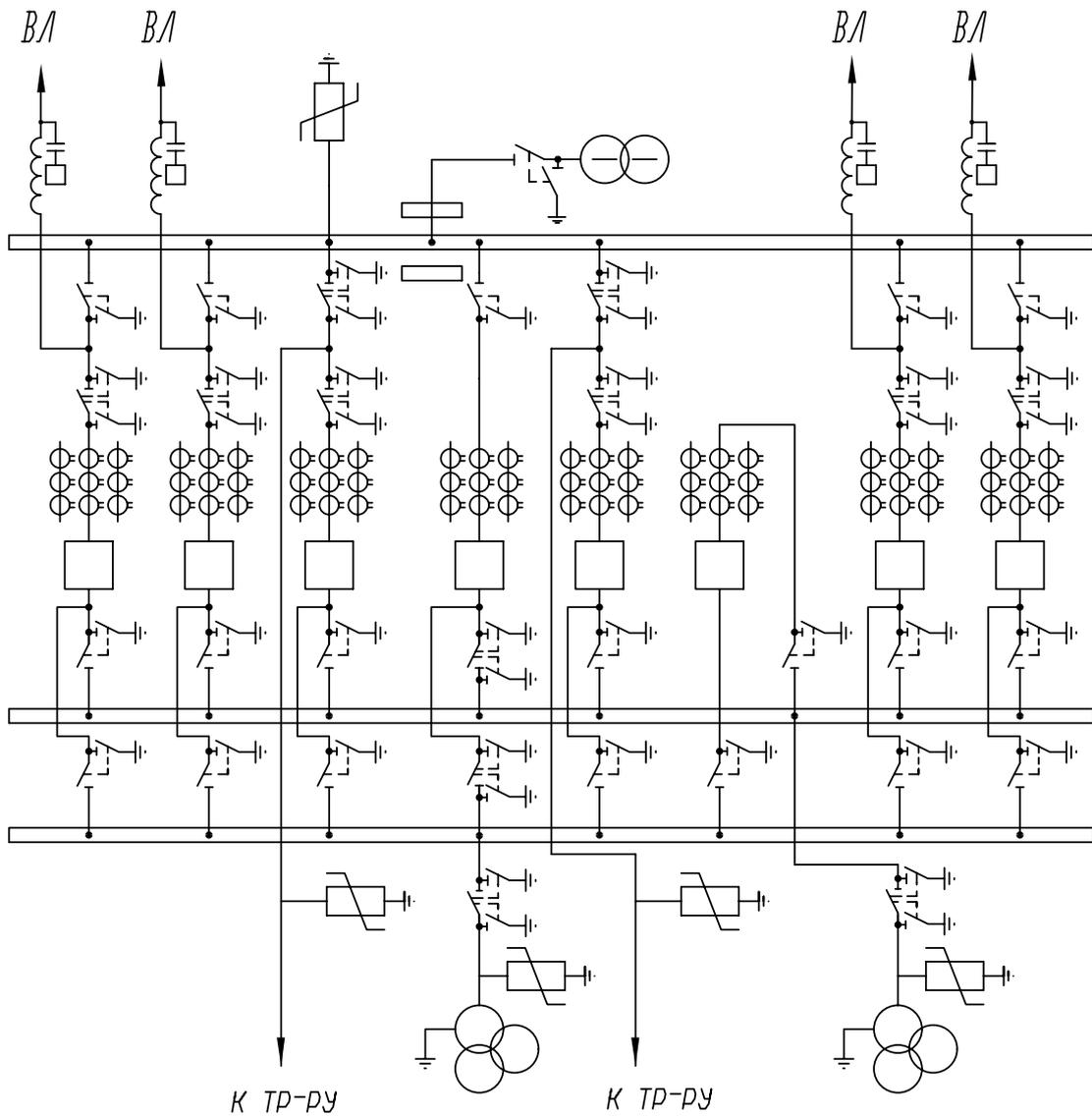
Рисунок А.20 – Схема № 110-9.
 Четырехугольник



Количество обмоток ТТ и ТН уточняется при проектировании.
 Количество и место установки ограничителей перенапряжения определяется в проекте.

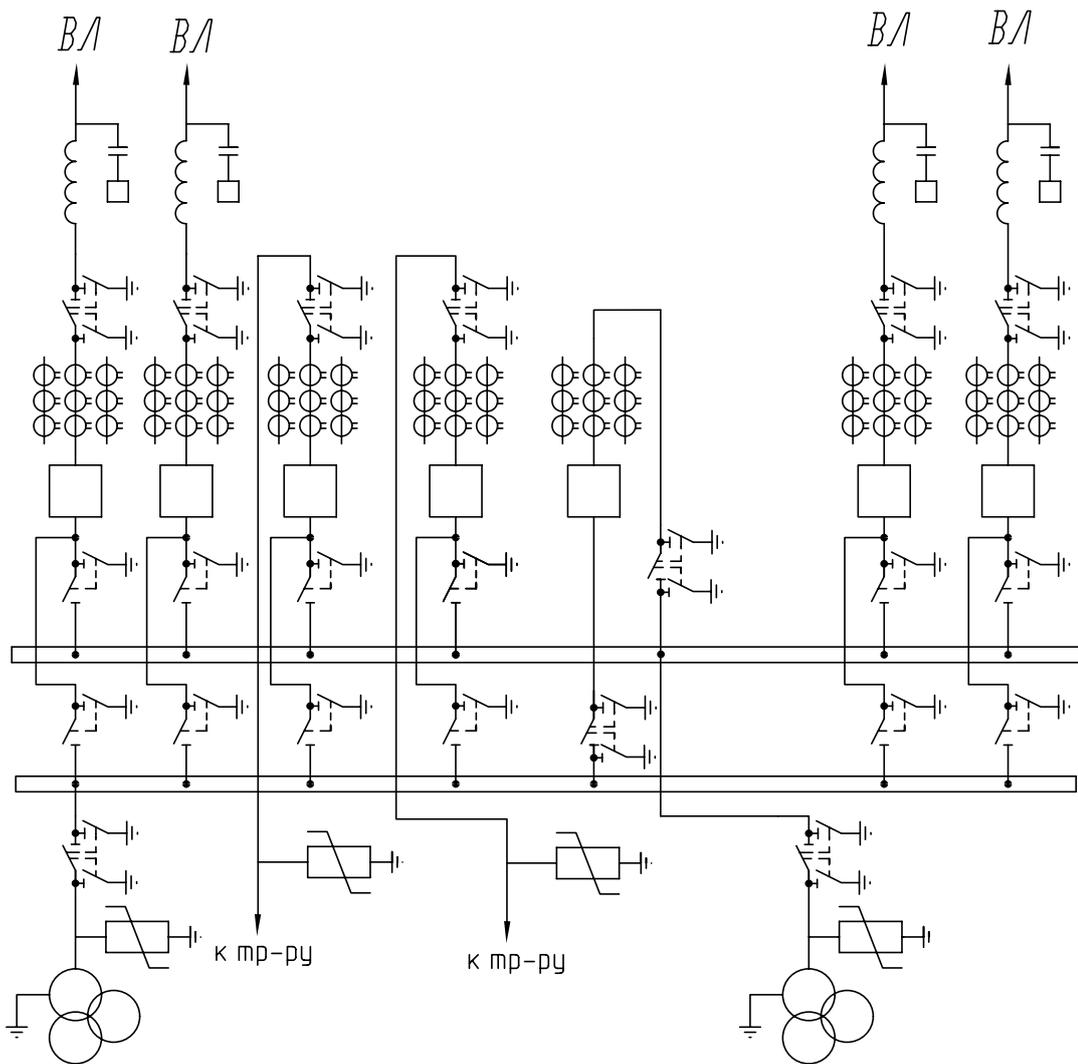
Рисунок А.21 – Схема № 110-12.

Одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная системы шин



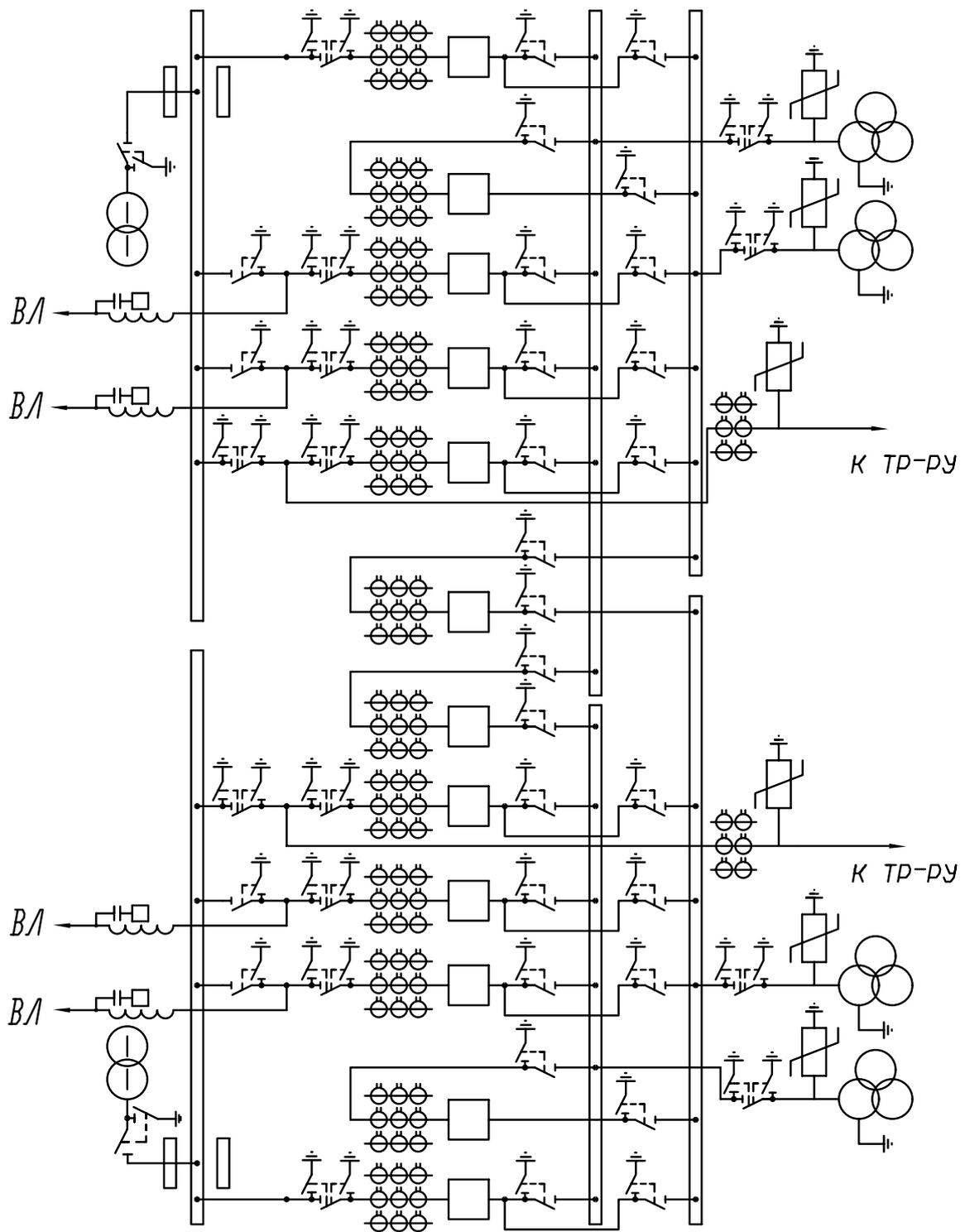
Количество обмоток ТТ и ТН уточняется при проектировании.
 Количество и место установки ограничителей перенапряжения определяется в проекте.

Рисунок А.22 – Схема № 110-13.
 Две рабочие и обходная системы шин



Количество обмоток ТТ и ТН уточняется при проектировании.
 Количество и место установки ограничителей перенапряжения определяется в проекте.

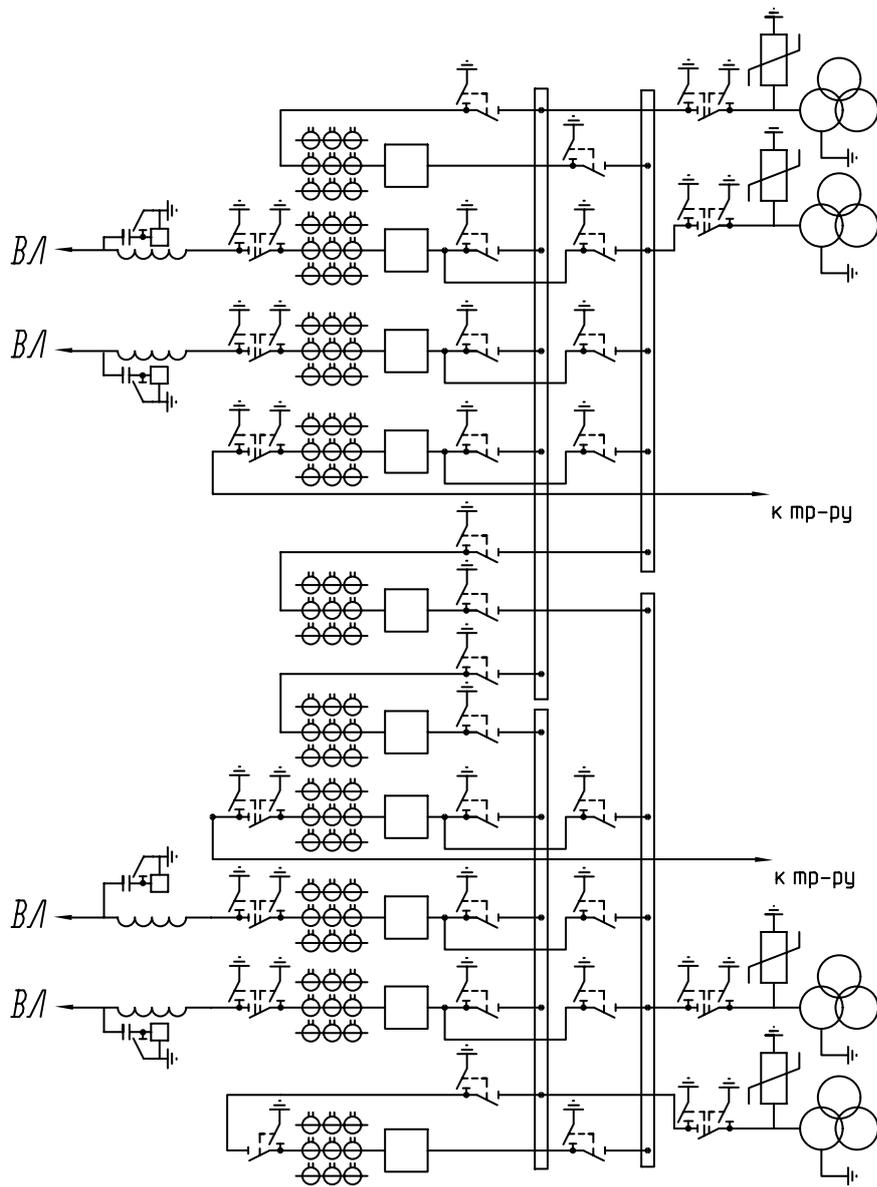
Рисунок А.23 – Схема № 110-13А.
 Две рабочие системы шин



Количество обмоток ТТ и ТН уточняется при проектировании.
 Количество и место установки ограничителей перенапряжения определяется проекте.

Рисунок А.24 – Схема № 110-14.

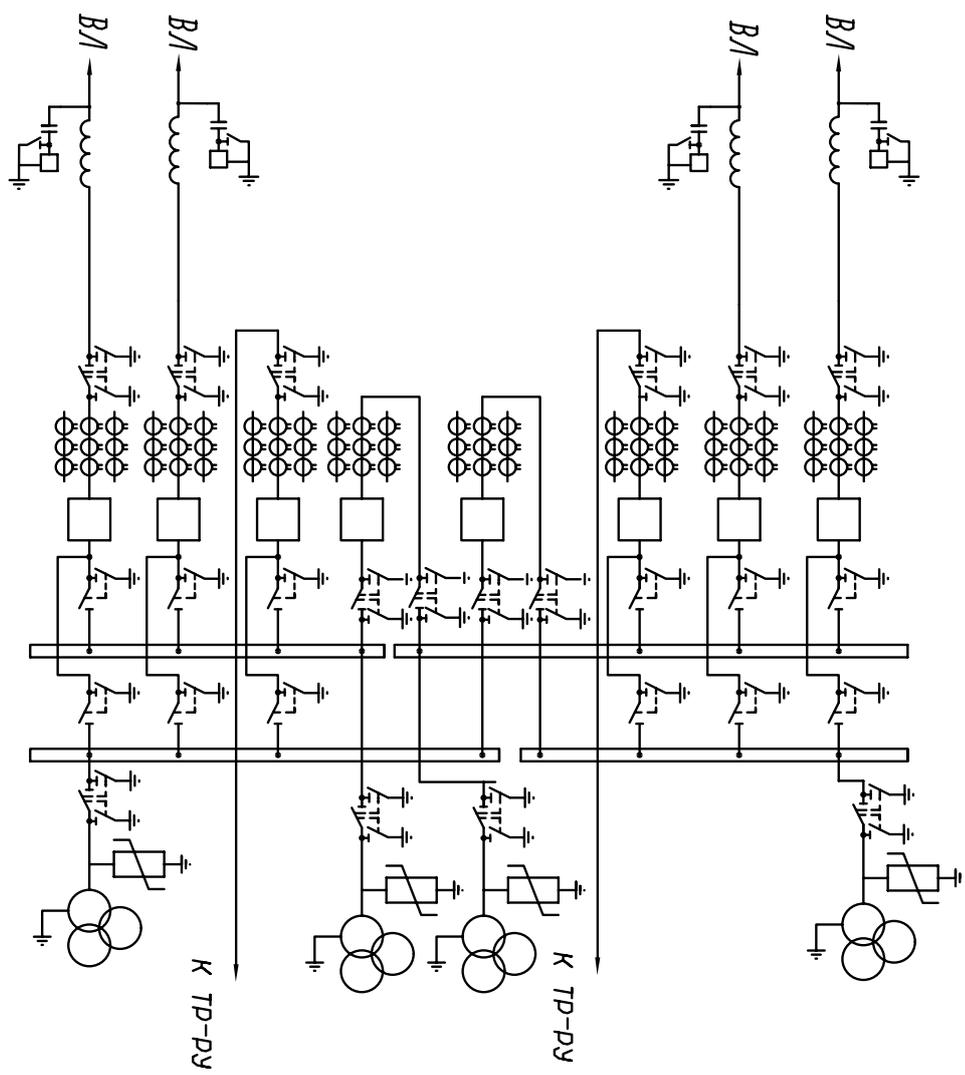
Две рабочие, секционированные выключателями, и обходная системы шин с двумя обходными и двумя шиносоединительными выключателями



Количество обмоток ТТ и ТН уточняется при проектировании.
 Количество и место установки ограничителей перенапряжения определяется в проекте.

Рисунок А.25 – Схема № 110-15.

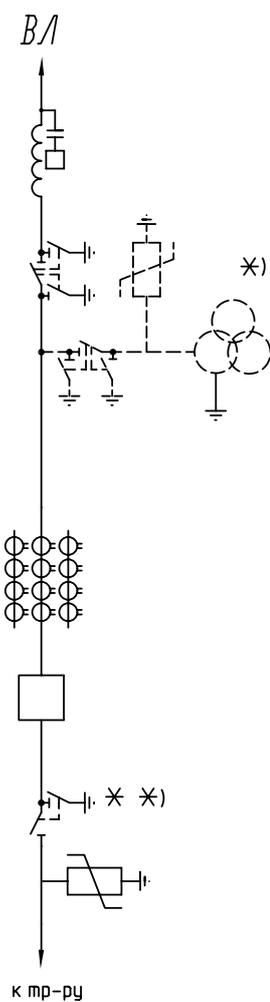
Две рабочие, секционированные выключателями, системы шин с двумя шиносоединительными выключателями



Количество обмоток ТТ и ТН уточняется при проектировании.
 Количество и место установки ограничителей перенапряжения определяется в проекте.

Рисунок А.26 – Схема № 110-15А.

Две рабочие, секционированные выключателями, системы шин без шиносоединительных выключателей

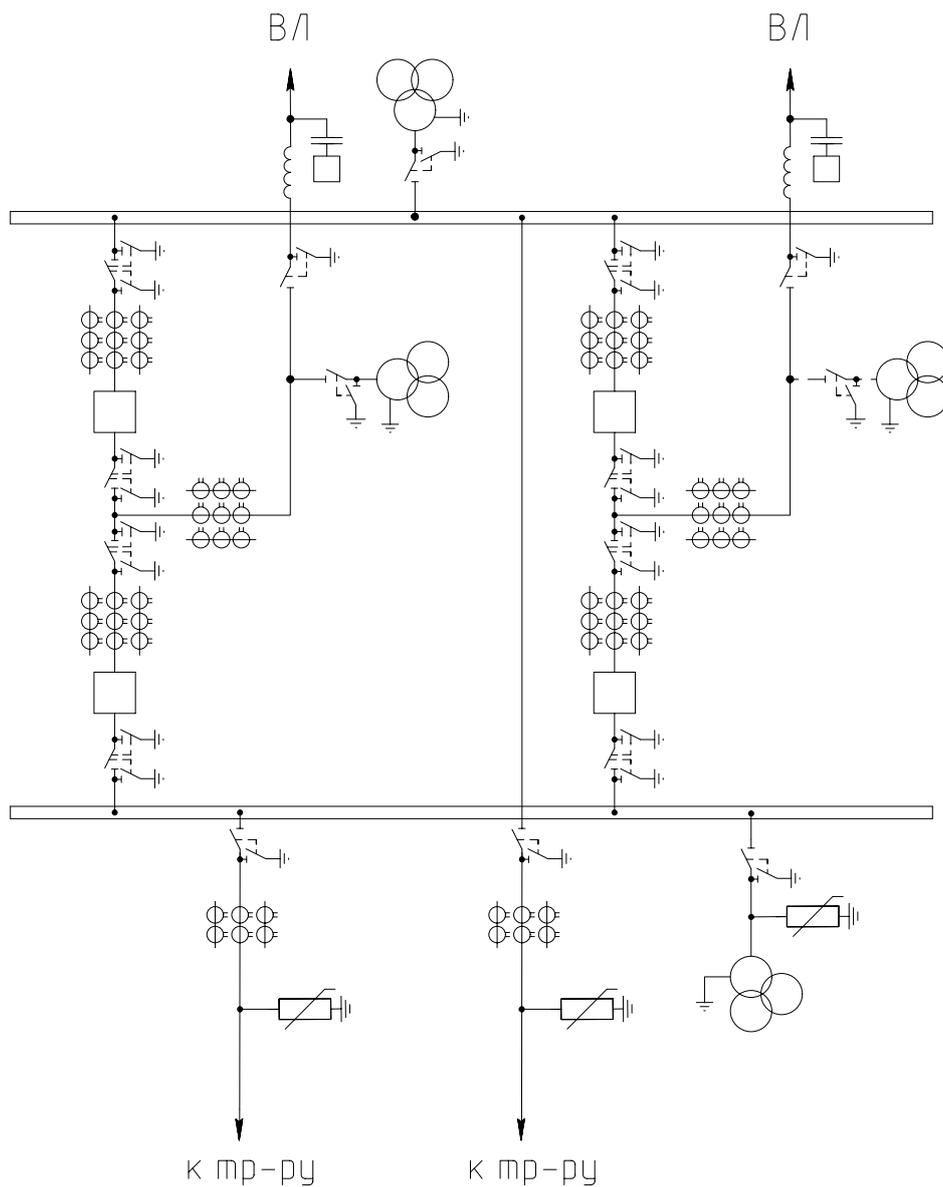


*) Устанавливаются при соответствующем обосновании.

***) Устанавливаются при наличии питания со стороны СН трехобмоточного трансформатора.

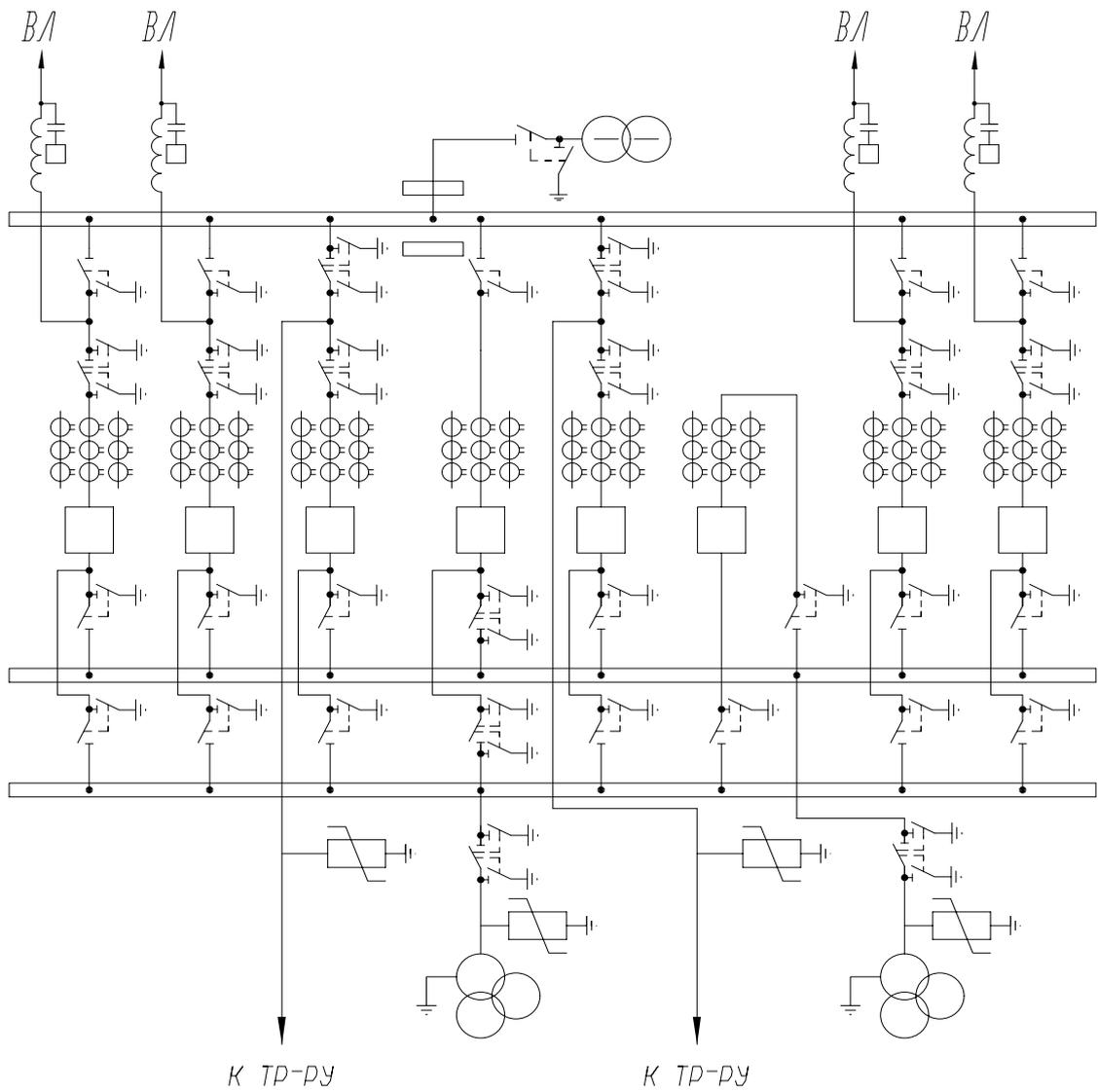
Количество обмоток ТТ и ТН уточняется при проектировании.

Рисунок А.27 – Схема № 220-3Н.
Блок «линия – трансформатор» с выключателем



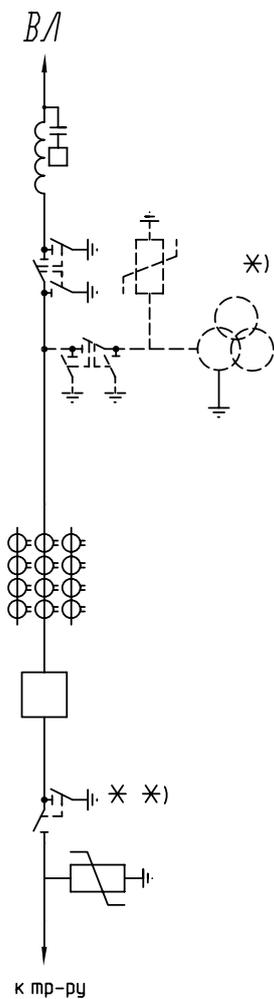
Количество обмоток ТТ и ТН уточняется при проектировании.

Рисунок А.28 – Схема № 220-7.
Четырехугольник



Количество обмоток трансформаторов тока уточняется при проектировании.
 Количество и место установки ограничителей перенапряжения определяется в проекте.

Рисунок А.29 – Схема № 220-13.
 Две рабочие и обходная системы шин

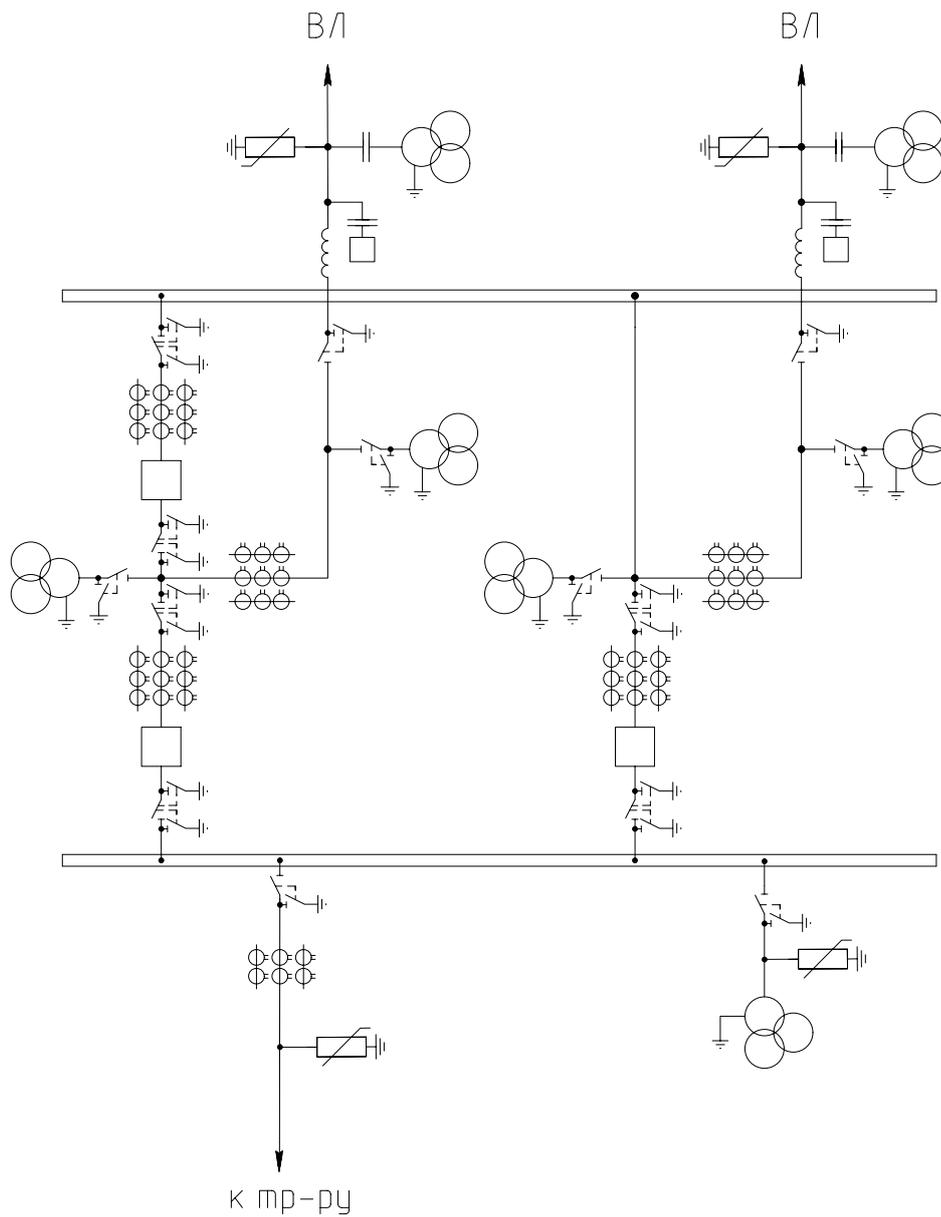


*) Устанавливаются при соответствующем обосновании.

***) Устанавливаются при наличии питания со стороны СН трехобмоточного трансформатора.

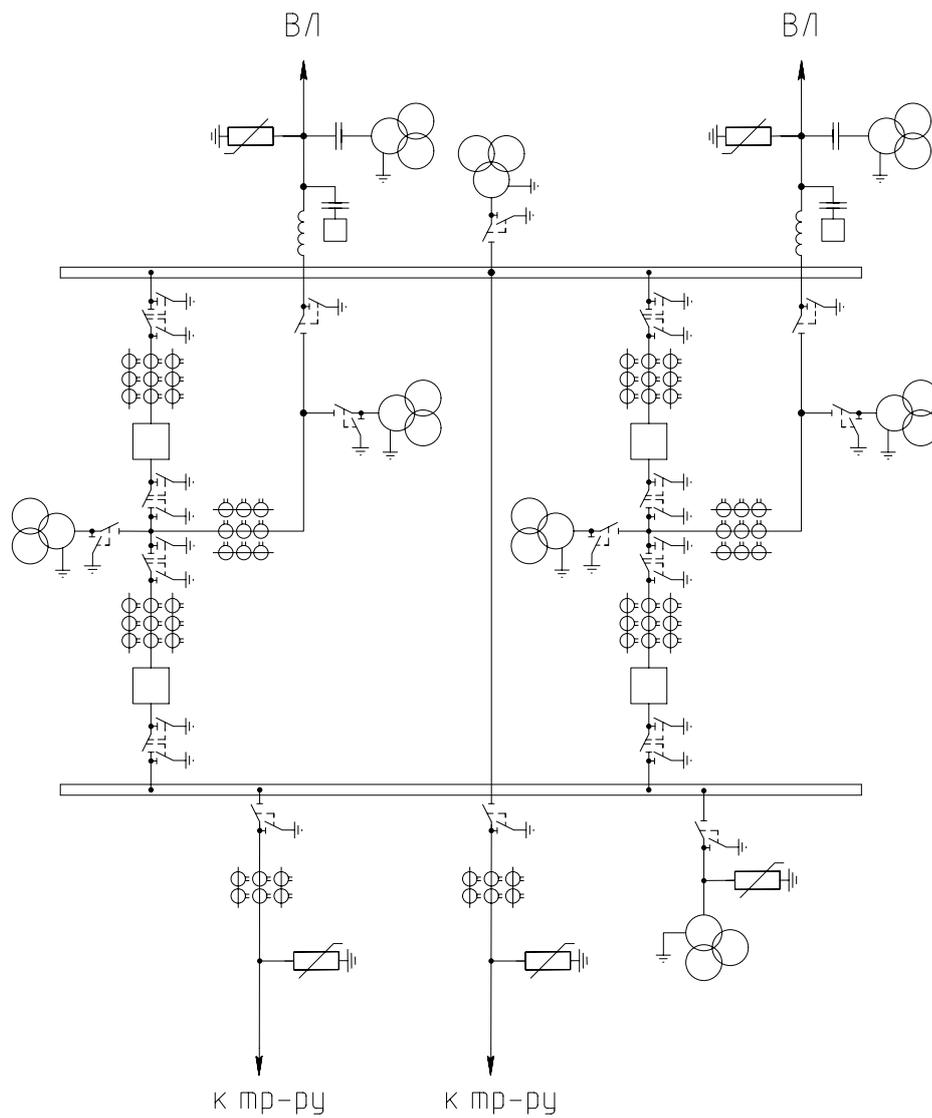
Количество обмоток ТТ и ТН уточняется при проектировании.

Рисунок А.30 – Схема № 330-3Н.
Блок «линия – трансформатор» с выключателем



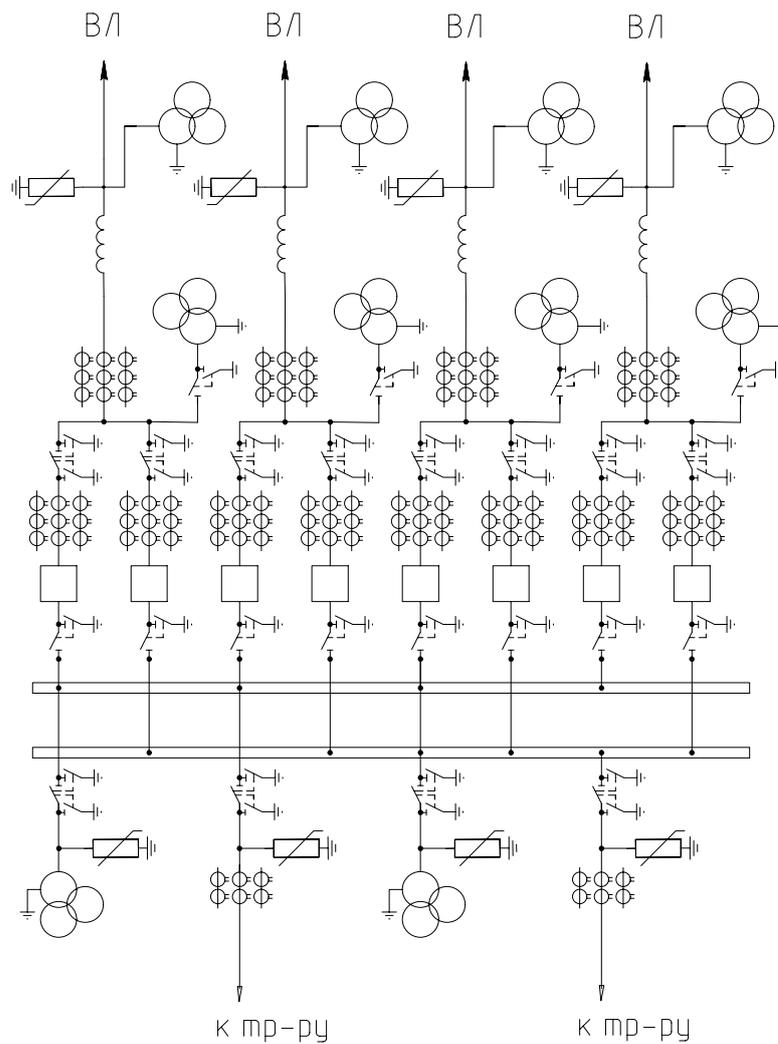
Количество обмоток ТТ и ТН уточняется при проектировании.

**Рисунок А.31 – Схема № 330-6.
Треугольник**



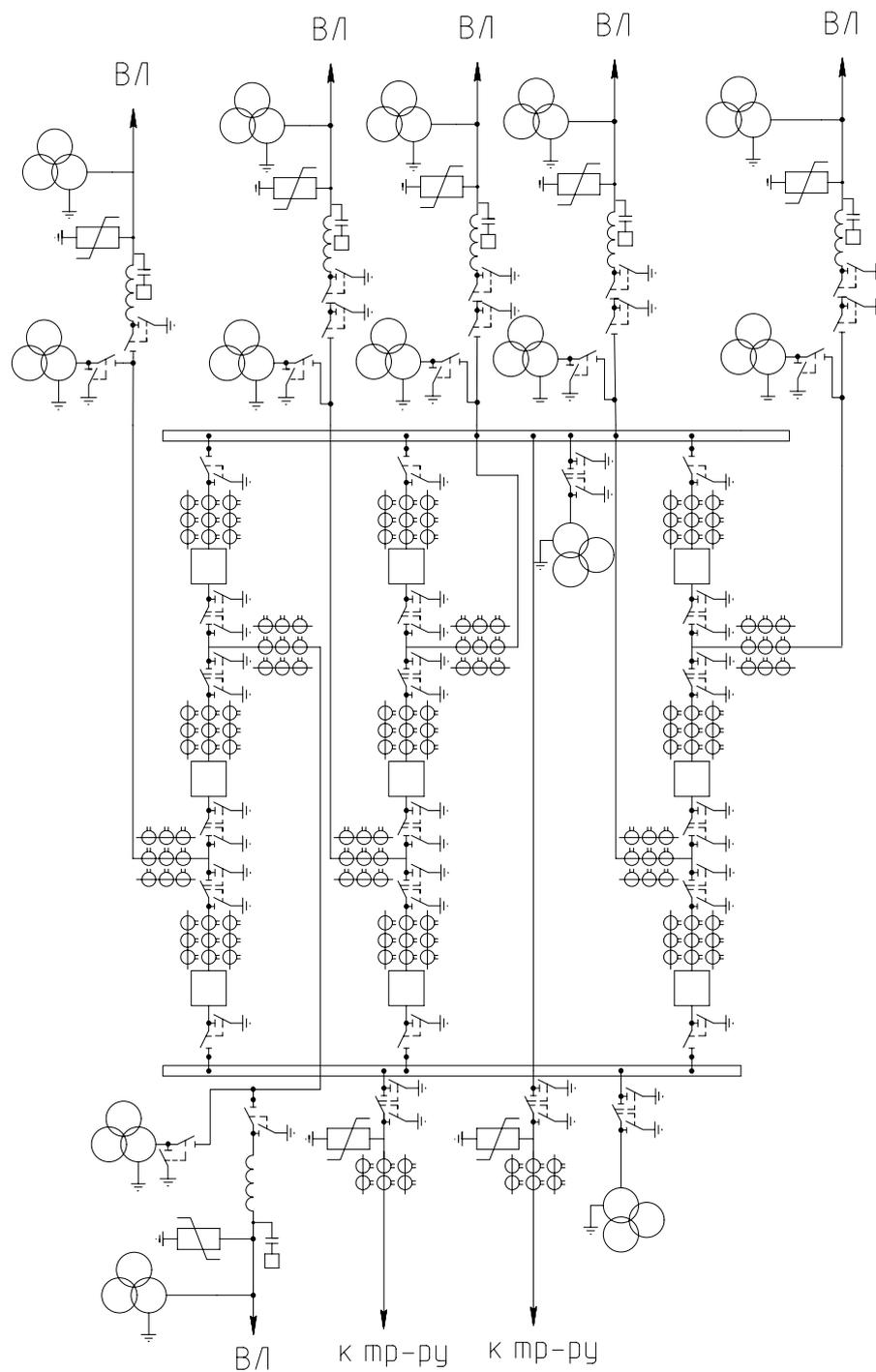
Количество обмоток ТТ и ТН уточняется при проектировании.

**Рисунок А.32 – Схема № 330-7.
Четырехугольник**



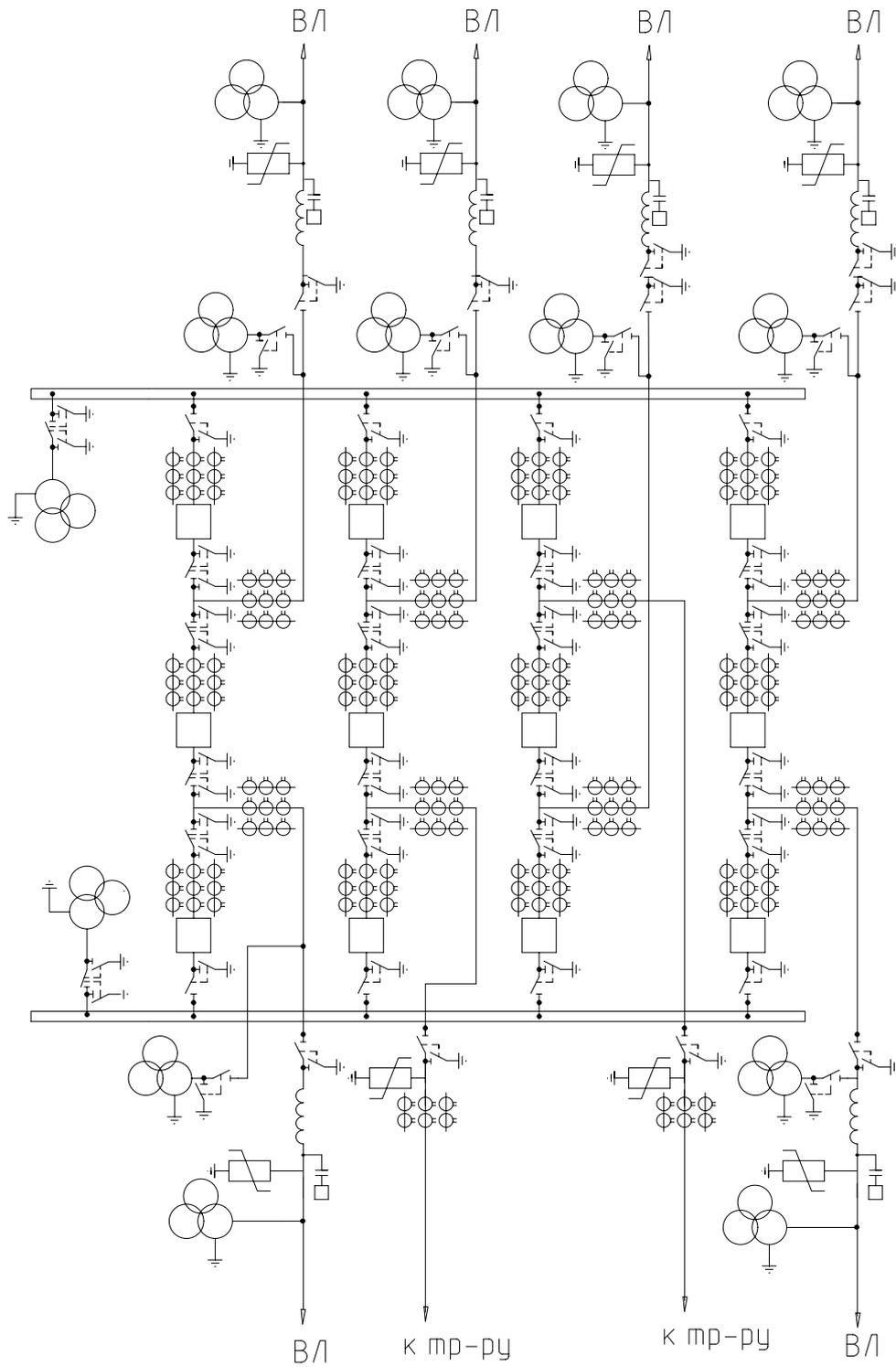
Количество обмоток ТТ и ТН уточняется при проектировании.
 Количество и место установки ограничителей перенапряжения определяется в проекте.

Рисунок А.33 – Схема № 330-15.
 Трансформаторы-шины с присоединением линий через два выключателя



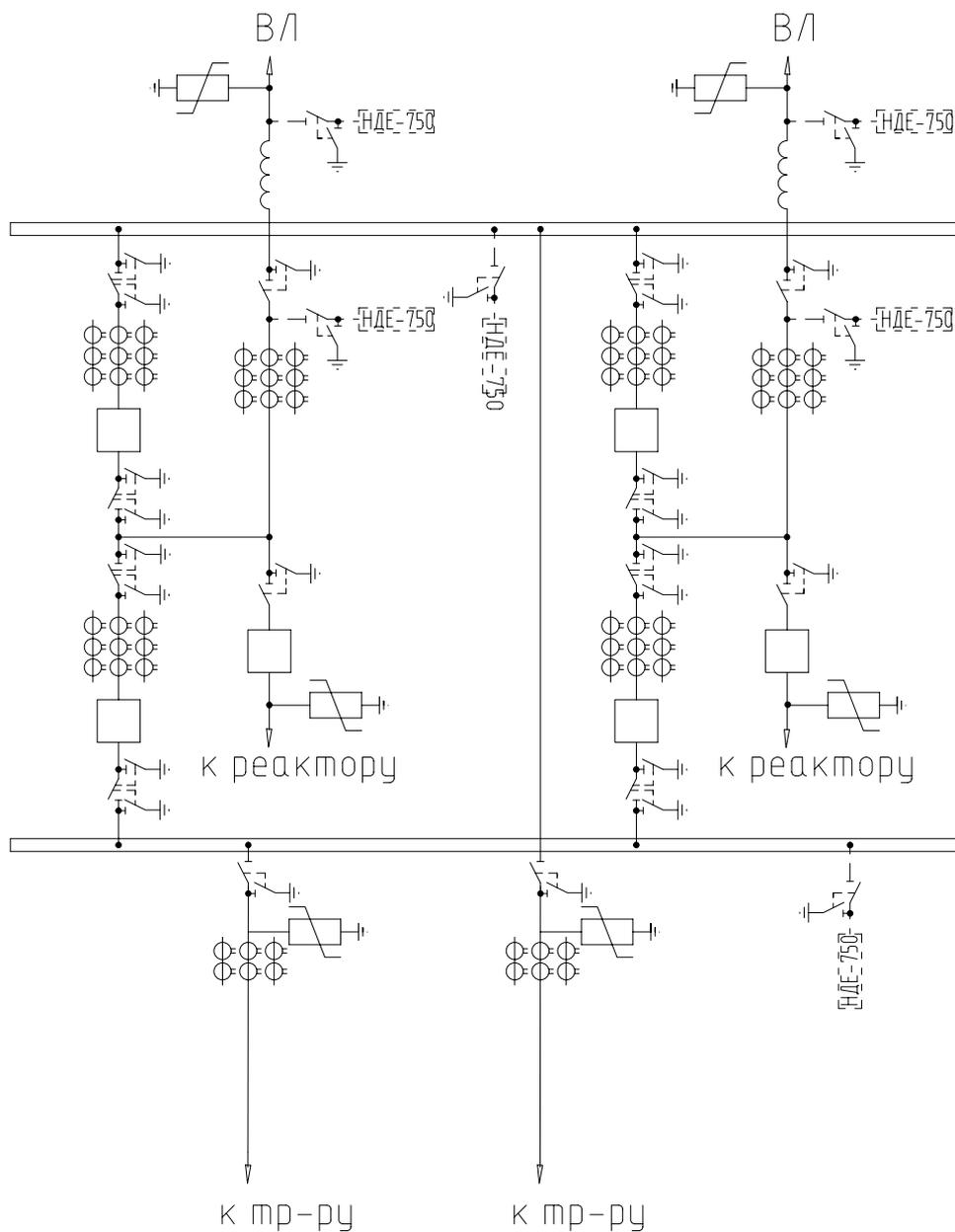
Количество обмоток ТТ и ТН уточняется при проектировании.

Рисунок А.34 – Схема № 330-16.
 Трансформаторы-шины с полуторным присоединением линий



Количество обмоток ТТ и ТН уточняется при проектировании.
 Количество и место установки ограничителей перенапряжения определяется в проекте.

Рисунок А.35 – Схема № 330-17.
 Полуторная схема



Количество обмоток ТТ и ТН уточняется при проектировании.
 Количество и место установки ограничителей перенапряжения определяется в проекте.

**Рисунок А.36 – Схема № 750-7.
 Четырехугольник**

Приложение Б
(рекомендуемое)

**Требования к заданию на проектирование электрических
подстанций напряжением 35 кВ и выше**

Б.1 Задание на проектирование оформляется в соответствии с приложением Е СП 1.02.01.

Требования к отдельным разделам проектной документации в задании на проектирование для подстанций напряжением 35 кВ и выше приведены в настоящем приложении и приложении Д.

Б.1.1 Таблицы Б.1 –Б.2 заполняются заказчиком в части описания нового строительства или реконструкции. Количество показателей для каждого конкретного проекта может быть изменено.

Таблица Б.1 – Основные технико-экономические показатели объекта

Показатель	Значение / Заданные характеристики*
Номинальные напряжения	
Вид распределительных устройств (закрытые или открытые)	
Конструктивное исполнение ПС (комплектная трансформаторная ПС, комплектная трансформаторная ПС в бетонной оболочке, КРУЭ, россыпь и т.д.)	
Тип схемы каждого РУ	
Количество линий, подключаемых к ПС, по каждому РУ	
Количество резервных ячеек по каждому РУ	
Количество и мощность силовых трансформаторов и АТ	
Тип, количество и мощность СКРМ	
Система собственных нужд	1. Указывается количество ТСН. 2. Указывается схема на стороне 0,4 кВ
СОПТ	1. Указывается количество СОПТ. 2. Указываются места установки оборудования. 3. Указывается состав оборудования (количество АБ, ЗПА, ШРОТ)
Релейная защита и автоматика (РЗА)	Указывается кратко вид и объем работ: 1. Создание / создание в объеме вновь вводимого

	<p>го оборудования / полная модернизация / частичная модернизация.</p> <p>2. Указывается архитектура (в соответствии с разделом 4) объекта проектирования и смежных объектов.</p> <p>3. Определяются при проектировании или указываются подлежащие установке, замене или модернизации устройства РЗА, оборудование и устройства каналов связи, вторичных цепей, а также необходимость установки оборудования, однотипного существующему (с использованием микропроцессорных устройств) на, технологически связанных с объектом проектирования.</p> <p>4. Указывается необходимость использования ВОЛС для передачи команд и сигналов РЗА.</p> <p>5. Указывается необходимость установки, замены или модернизации отдельных устройств регистраторов аварийных процессов, СМНР и ОМП.</p> <p>6. Указывается необходимость создания, замены, модернизации или использования существующей ТЛВС и системы единого времени для РЗА на объекте проектирования и смежных объектах.</p> <p>7. Указывается необходимость выполнения и объем расчетов проектных уставок устройств РЗА оборудования и линий 35 кВ и выше</p> <p>8. Указывается необходимость выполнения и объем расчетов проектных уставок устройств РЗА отходящих линий 6-20 кВ</p> <p>9. Указывается специфические требования к разработке ФЛС (отличные от требований СТП 33240.35.134)</p> <p>10. Указывается специфические требования к разработке документации для конфигурирования и параметрирования технических и программных средств РЗА (отличные от требований СТП 33240.35.134)</p> <p>11. Указывается необходимость разработки технических требований к устройствам РЗА</p>
<p>Противоаварийная автоматика (ПА) (при необходимости создания комплексов ПА уровня энергообъекта или энергосистемы)</p>	<p>Указывается кратко вид и объем работ:</p> <p>1. Создание / полная модернизация / частичная модернизация систем ПА и ТМ для ПА.</p> <p>2. Необходимость выполнения и объем расчетов для определения состава проектируемого комплекса ПА.</p> <p>3. Определяются при проектировании или указываются при проектировании или указываются подлежащие установке, замене или модернизации устройства РЗА, оборудование и устройства каналов связи, вторичных цепей, а также необходимость установки оборудования, однотипного существующему (с использованием микропроцессорных устройств) на, технологически связанных с объектом проектирования.</p>

	<p>зывается состав устройств ПА и объекты их размещения (если состав ПА отличается от указанного в действующих ТНПА).</p> <p>4. Состав устройств ПА, оборудования и устройств каналов связи, вторичные цепи, подлежащие замене или частичной модернизации на объекте проектирования и энергообъектах, технологически связанных с объектом проектирования.</p>
<p>Автоматическая система мониторинга РЗА (АСМ РЗА)</p>	<p>Указывается кратко вид и объем работ:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Для энергообъекта - Создание / создание в объеме вновь вводимого оборудования / полная модернизация / частичная модернизация. 2. Для филиала электрических сетей - Создание / полная модернизация / частичная модернизация (дооснащение). 3. Указывается необходимость разработки на уровне подстанции отдельной системы и/или реализации целиком или части функций АСМ РЗА в составе АСУТП 4. Указывается состав устройств РЗА, подлежащих включению в систему мониторинга. 5. Указывается необходимость разработки технических требований к АСМ РЗА
<p>Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУТП) и телемеханика</p>	<p>Указывается кратко вид и объем работ:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Для АСУТП энергообъекта - Создание / создание в объеме вновь вводимого оборудования / полная модернизация / частичная модернизация 2. Для телемеханики энергообъекта - Создание / создание в объеме вновь вводимого оборудования / полная модернизация / частичная модернизация 3. Для ДП (оборудование ССПИ и диспетчерского щита) - Создание / создание в объеме вновь вводимого оборудования / полная модернизация / частичная модернизация 4. Определяются при проектировании или указываются подлежащие установке, замене или модернизации устройства АСУТП (телемеханики), оборудование и устройства каналов связи, вторичных цепей, а также необходимость установки оборудования, однотипного существующему (с использованием микропроцессорных устройств) на объекте проектирования и смежных объектах, технологически связанных с объектом проектирования. 5. Указывается необходимость создания, замены,

	<p>модернизации или использования существующей ГЛВС и системы единого времени для РЗА на объекте проектирования и смежных объектах.</p> <p>6. Указывается состав устройств РЗА и других систем, подлежащих интеграции в АСУТП.</p> <p>7. Указывается требования к объему сигналов и измерений, подлежащих обработке в АСУТП и их источники (контроллеры АСУТП, устройства РЗА, смежные системы)</p> <p>Указывается необходимость разработки технических требований к устройствам АСУТП (телемеханики, ССПИ и щита управления)</p>
Учет электроэнергии	<p>1. Указывается кратко вид и объем работ в части технического, коммерческого (при наличии) учета электроэнергии, контроля ПКЭ.</p> <p>2. Указывается необходимость замены или модернизации отдельных устройств, каналов передачи данных, вторичных цепей.</p> <p>3. Указываются направления, каналы передачи данных и типы протоколов по каждому направлению.</p> <p>4. Для точек коммерческого учета и приравненных к ним (при наличии) указываются:</p> <ul style="list-style-type: none"> - места размещения точек; - границы балансовой принадлежности. <p>5. В случае отсутствия коммерческого учета на ПС – указывается его отсутствие.</p> <p>6. Указывается необходимая совместимость проектируемого оборудования с программным обеспечением (ПО) верхнего уровня, протоколы передачи данных.</p> <p>7. Указывается состав необходимых сервисных средств и ПО.</p> <p>При реконструкции вышестоящих уровней системы АСКУЭ указываются типы необходимых оборудования и ПО, поддерживаемые каналы связи и протоколы, необходимое количество АРМ и места их предполагаемого размещения.</p>
Требования по структуре оперативно-диспетчерского управления ПС	
Вид обслуживания. Требования к эксплуатации, мониторингу и диагностике оборудования ПС, техническому обслуживанию и ремонту	Ожидаемая организационная система эксплуатации (постоянный или выездной персонал), привязка к существующим базам, требования к организации управления ПС и др.
* Для каждой ПС заполняется отдельная таблица	

Б.1.2 Для реконструируемых объектов с заменой отдельных видов оборудования

Таблица Б.2 – Требования к технологии производства (основные технические решения)

Наименование	Значение / Заданные характеристики*
Основное ЭО (в т.ч. АТ, трансформаторы, аппараты СКРМ, выключатели, разъединители, ОПН, ТТ, ТН и т.д.) с однозначным указанием места его установки в схеме и требований к мониторингу и диагностике	Указывается тип нового/модернизируемого оборудования и кратко вид работ
Вторичное ЭО и системы (оперативный постоянный ток, СН, РЗА, АСУТП, АСКУЭ, связи и т.д.)	
ВЛ/КЛ/КВЛ (в т.ч. тип опор, изоляция, провод, кабель)	(Указывается количество новых/модернизируемых объектов в километрах или номерах опор)
По сети 6–10 кВ:	
Протяженность существующих и подключаемых сетей	
Емкостные токи на шинах напряжением 6-10 кВ ПС или протяженность линии по секциям	
Минимальное сечение подключенных линий напряжением 6-10 кВ к шинам существующих ПС	
Прочие объекты (здания и сооружения)	
* В случае невозможности привести значение показателя объекта следует указать «определяется в проекте»	

Для каждого объекта реконструкции с заменой отдельных видов оборудования заполняется отдельная таблица.

Б.2 Требования к архитектурно-планировочным решениям

Б.2.1 Территория ПС с/без расширения территории (при реконструкции).

Принять материал стен ЗРУ _____, ОПУ _____.

Б.2.2 По ОРУ:

- 1) принять материал опор под оборудование (*металл или железобетон*);
- 2) принять материал стоек порталов (*металл или железобетон*);
- 3) предусмотреть антикоррозионную защиту конструкций (*окраска, оцинковка, другое*).

Б.2.3 По зданиям:

- 1) устройство водопровода и канализации;
- 2) принять вид кровли (рулонная или стропильная, оцинкованная жесь или металлочерепица);

- 3) предусмотреть в помещениях подвесные потолки;
- 4) особые решения по оформлению зданий и сооружений.

Б.2.4 По территории ПС:

- 1) принять материал покрытия внутриплощадочных и подъездных дорог (*асфальтобетон, гравий, восстановление или ремонт существующих автодорог*);
- 2) принять наружное ограждение ПС (*железобетон, металлическая сетка, другое*). Выполнение ограждения площадки с учетом перспективы строительства (при необходимости).

Наличие площадки для хранения резервного оборудования (да/нет). Наличие ремонтной мастерской (да/нет).

При реконструкции ПС указываются дополнительные объемы работ (например, ремонт помещений и т.п.).

Б.3 Требования к техническим решениям по созданию систем связи, систем безопасности электросетевых объектов (пожарная сигнализация, охранная сигнализация, система контроля и управления доступом помещений, охранное видеонаблюдение)

Б.3.1 Организационно-технические решения по созданию систем связи для передачи корпоративной и технологической информации в соответствующие предприятия электроэнергетики (РУП-облэнерго, ГПО «Белэнерго» и другие) с использованием узлов связи.

(Состав проектируемых систем связи определяется для каждого конкретного проекта).

Б.3.2 ВОЛС, обеспечивающие сопряжение следующих объектов (указать объекты, направления, участки).

(В случае невозможности привести значения указать, что уровень СП и число обходных выключателей определить проектом исходя из перспективного развития и потребностей в передаваемой информации).

Емкость волоконно-оптического кабеля не менее (*указать число оптических волокон*), уровень системы передачи – STM-n (*указать уровень системы передачи*).

Б.3.3 Цифровые радиорелейные линии, обеспечивающие сопряжение следующих объектов (*указать объекты, направления, участки*).

Емкость системы (E1, E2, E3, STM-1, *указать емкость системы*). Выбор диапазона частот для всех участков систем цифровой радиорелейной линии.

Б.3.4 Оборудование ШБД, обеспечивающее сопряжение следующих объектов (*указать объекты, направления, участки*).

Выбор диапазона частот для всех участков линии ШБД, скорости передачи.

Пропускная способность проектируемой сети (Мбит/с).

Диапазон частот при проектировании, строительстве и эксплуатации сети ШБД – согласно разрешениям РУП «БелГИЭ».

Высоты подвеса антенн не должны превышать указанные в разрешениях РУП «БелГИЭ».

Б.3.5 Системы ВЧ-связи, включая каналообразующее оборудование, оборудование обработки и присоединения, между ПС (*указать наименование ПС*) и на от-

ходящих от ПС ВЛ (*указать наименования ВЛ, емкость системы*).

Состав проектируемых систем ВЧ-связи определить с учетом проектируемых по другим проектам и существующих ВОЛС в регионе. Определить максимально возможные частоты для каждой запроектированной системы ВЧ-связи по ВЛ, включая выполнение расчетов трактов.

Б.3.6 Комплекс внутриобъектной связи, включая структурированную кабельную систему (СКС), ЛВС, систему телефонной, оперативно-диспетчерской, селекторной и громкоговорящей радиопоисковой связи. Состав и объем внутриобъектной связи уточнить в проекте с учетом решений по диспетчерско-технологическому управлению ПС (с постоянным или без постоянного обслуживающего персонала).

Б.3.7 Линейно-эксплуатационная связь для обслуживания ЛЭП и ВОЛС-ВЛ на отходящих от ПС ВЛ с обоснованием использования систем радиосвязи и выбором диапазона частот.

Обеспечение инфраструктуры, включая:

- подготовку помещений, в том числе создание систем жизнеобеспечения;
- организацию системы гарантированного электропитания 48 В постоянного тока и 220 В переменного тока для всех систем связи с обеспечением непрерывной работы при отсутствии внешнего энергоснабжения (*не менее 2–4 ч, уточняется для каждого конкретного проекта*).

Б.3.8 Схема организации связи, таблица распределения информационных потоков систем связи, включая согласование РУП-облэнерго.

Б.3.9 Решения по организации системы управления, системы служебной связи, резервирования, аварийной сигнализации, тактовой синхронизации, системы сигнализации, системы маршрутизации, системы нумерации, системы защиты информации.

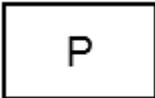
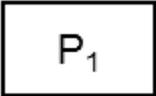
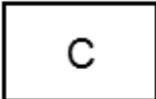
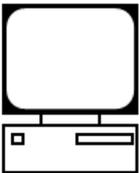
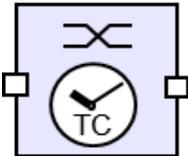
Б.3.10 Выбор диапазона частот для всех участков систем ВЧ-связи, цифровой радиорелейной линии, ультракоротких волн, радиосвязи.

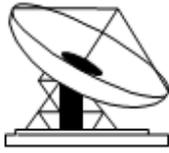
Б.3.11 Все решения должны быть взаимоувязаны с решениями по созданию систем связи в рамках следующих проектов (*указать проекты*).

Приложение В (справочное)

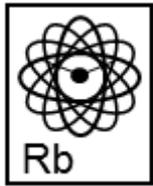
Условные обозначения в схемах локальной вычислительной сети

Условные обозначения в схемах ЛВС должны соответствовать требованиям стандарта [38]

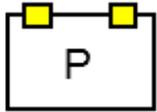
	Устройство
	Несколько устройств
	Устройство с функциями защиты
	Устройство с функциями защиты (1= 1-й комплекс) (2= 2-й комплекс)
	Устройство с функциями контроля
	Устройство с функциями измерения
	Компьютер (сервер)
	Принтер
	Сетевые часы (NTP, GMS, MC, OC, HC)
	Коммутатор с функцией прозрачных часов (TC)



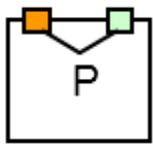
Приемник спутниковых сигналов точного времени (GNSS, GPS)



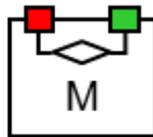
Рубидиевые атомные часы



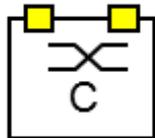
Устройство с функциями защиты с двумя независимыми портами



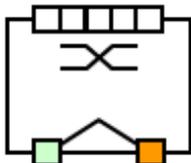
Устройство с функциями защиты с двумя портами с поддержкой PRP



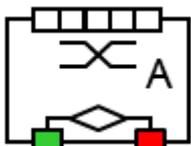
Устройство с функциями измерения с двумя портами с поддержкой HSR



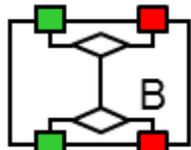
Устройство с функциями контроля с двумя портами с поддержкой RSTP



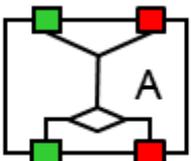
RedBox-H
(RSTP коммутатор – PRP)



RedBox-H
(RSTP коммутатор – HSR)



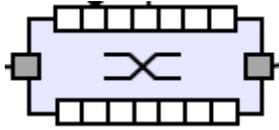
QuadBox
(HSR-HSR)



QuadBox
(HSR-PRP)



IP маршрутизатор или шлюз



Коммутатор

Условные обозначения портов оборудования ЛВС:

- 100BASE-TX
- 100BASE-FX
- Транковый порт
- ⊗ 1000BASE-LX (мульти-мод)
- ⊙ 1000BASE-LX (одномод)

Приложение Г (обязательное)

Оценка загрузки и времени задержки в сети

При проектировании должна выполняться оценка загрузки и времени задержки в сети во всех режимах работы.

Должны быть оценены связи между устройствами, объемы передаваемых/принимаемых данных (SV, GOOSE, MMS) в частности:

- какие наборы данных используются для GOOSE, для SV и для сообщений MMS;
- какие СВУ обмениваются данными с клиентами [8];
- какие СВУ подписываются на каждого из издателей GOOSE;
- какие СВУ подписываются на каждого из издателей SV на шине процесса.

Дополнительно должен быть оценен трафик, не относящийся к [8]. Например, трафик синхронизации часов, видеонаблюдения и т.д.

Задержки передачи кадров для различных видов трафика должны соответствовать требованиям [15].

GOOSE трафик оказывает значительное влияние на стационарную шину циклически, т.к. передает сообщения и ретранслирует спонтанные сообщения, обычно два раза, для преодоления возможных потерь кадров.

Одно приложение GOOSE в IED, как правило, генерирует трафик около 1 кбит/с в стационарном режиме и около 1 Мбит/с во время всплесков. Всплески часто происходят одновременно, поскольку одна операция переключения может запускать несколько кадров GOOSE.

MMS трафик, создаваемый IED, как правило, состоит из опроса из АСУТП, связанным с событиями, и отчетов, отправляемых серверами MMS клиентам MMS. IED отправляет цифровые значения и счетчики данных, используя отчеты, вызванные изменением данных, изменением качества или обновлением данных. IED также могут быть настроены для отправки отчетов о целостности с цифровыми значениями в качестве дополнительного механизма проверки данных, интервал таких отчетов обычно находится в диапазоне от 60 с до 300 с.

Измерения обычно отправляются с интервалом около 1 с, но IED также могут быть настроены для отправки измерений, вызванных изменениями данных.

Как правило, трафик MMS, генерируемый одним IED на станции, в стационарном состоянии составляет менее 10 кбит/с. Поскольку трафик MMS не является многоадресной рассылкой, он влияет только на полосу пропускания сетевых соединений между сервером MMS и клиентом MMS и не влияет на соединения между другими IED.

SV трафик требовательный, но легко предсказуемый.

Поток SV с частотой дискретизации 80 отсчетов за цикл (для сети 50 Гц) генерирует трафик от 4,6 до 5,6 Мбит/с.

Поток SV с частотой дискретизации 256 отсчетов за цикл (для сети 50 Гц) генерирует трафик от 7,1 до 15,5 Мбит/с.

Оценка допустимой загрузки порта Ethernet должна выполняться с учетом наличия в шине процесса другого трафика, а также возможностей устройства, подключенного к данному порту, по приему и обработке всего трафика.

**Приложение Д
(обязательное)
Состав работ по защите информации при разработке ИС**

Таблица Д.1

Наименование стадий жизненного цикла ИС и работ по созданию и аттестации ИС	Исполнитель, соисполнитель	Исходные данные для выполнения работы	Выходной документ	Утверждение, согласование	Примечание
1 Формирование требований к ИС					
1.1 Предпроектное обследо- вание объекта автоматиза- ции: анализ структуры ИС, внут- ренних и внешних инфор- мационных потоков, а также определение физических и логических границ ИС	Разработчик ИС	Организационная структура, информаци- онные процессы, субъ- екты и инфраструктура ИС	Отчет по обсле- дованию объекта автоматизации	Утверждает разработчик ИС	
1.2 Категорирование (опре- деление отношения к зако- нодательно определенным тайнам) обрабатываемой в ИС информации	Владелец ИС	НПА	Перечень охраня- емой информа- ции	Утверждает владелец ИС	
1.3 Отнесение ИС к классу типовых систем согласно НПА	Владелец ИС	НПА, документация по пунктам 1.1, 1.2	Акт отнесения ИС к классу ти- повых систем	Утверждает владелец ИС	
1.4 Разработка правил раз- граничения доступа	Разработчик ИС	Состав субъектов ИС, документация по пунк- ту 1.2	Правила разгра- ничения доступа	Утверждает владелец ИС	

Продолжение таблицы Д.1

Наименование стадий жизненного цикла ИС и работ по созданию и аттестации ИС	Исполнитель, соисполнитель	Исходные данные для выполнения работы	Выходной документ	Утверждение, согласование	Примечание
1.5 Разработка модели угроз (модели нарушителя)	Разработчик ИС	Состав субъектов ИС, НПА, ТНПА	Модель угроз (модель нарушителя)	Утверждает владелец ИС	
1.6 Оценка и обработка рисков ИБ, создания аварийных режимов работы ПС	Разработчик ИС (эксперт)	Методика оценки рисков, документация по пунктам 1.1, 1.2, 1.4, 1.5	Отчет по оценке рисков	Утверждает разработчик ИС, согласовывает владелец ИС	Для КВОИ
1.7 Корректировка политики ИБ организации-владельца	Владелец ИС	Выходные документы по пунктам 1.1, 1.2, 1.4–1.6	Политика ИБ	Утверждает владелец ИС	При необходимости
1.8 Создание (при необходимости – корректировка) политики ИБ КВОИ	Разработчик ИС	Выходные документы по пунктам 1.1, 1.2, 1.4–1.6	Политика Информационной безопасности КВОИ	Утверждает владелец ИС	Для КВОИ
2 Проектирование СЗИ ИС или СИБ КВОИ					
2.1 Разработка ТЗ на СЗИ ИС или СИБ КВОИ	Разработчик ИС	НПА, документация по пунктам 1.1–1.7	ТЗ на СЗИ ИС (СИБ КВОИ)	Утверждает владелец ИС, согласовывает разработчик ИС	
2.2 Разработка структурной и логической схем ИС	Разработчик ИС	Схема ИС, ТЗ на СЗИ ИС	Структурная схема ИС Логическая схема ИС	Утверждает разработчик ИС	

Продолжение таблицы Д.1

Наименование стадий жизненного цикла ИС и работ по созданию и аттестации ИС	Исполнитель, соисполнитель	Исходные данные для выполнения работы	Выходной документ	Утверждение, согласование	Примечание
2.3 Разработка перечня аппаратных и программных средств защиты информации	Разработчик ИС	ТЗ на СЗИ ИС, общая схема СЗИ	Перечень аппаратных и программных средств защиты информации	Утверждает владелец ИС	
2.4 Разработка проектов локальных правовых актов и методических документов в части защиты информации в ИС	Разработчик ИС	ТЗ на СЗИ ИС, НПА	Проекты руководящих и методических документов	Утверждает владелец ИС	
3 Создание СЗИ ИС (СИБ КВОИ)					
3.1 Приобретение средств защиты информации Инсталляция (монтаж), наладка средств защиты информации	Владелец ИС (приобретение), разработчик ИС	Документация по пунктам 2.1–2.3	Документация поставки Акты выполненных работ	Утверждает владелец ИС	
3.2 Реализация функций защиты информации в прикладном ПО	Разработчик ИС	Документация по пунктам 2.1–2.3	Задание по безопасности на прикладное ПО	Утверждает разработчик ИС	
3.3 Разработка проектной и эксплуатационной документации на СЗИ ИС (СИБ КВОИ)	Разработчик ИС	Документация по пунктам 2.1–2.3	Документация на СЗИ ИС (СИБ КВОИ) согласно ТЗ	Утверждает разработчик ИС	

Продолжение таблицы Д.1

Наименование стадий жизненного цикла ИС и работ по созданию и аттестации ИС	Исполнитель, соисполнитель	Исходные данные для выполнения работы	Выходной документ	Утверждение, согласование	Примечание
3.4 Разработка программ и методик предварительных испытаний и опытной эксплуатации СЗИ ИС (СИБ КВОИ)	Разработчик ИС	Документация по пунктам 2.1, 3.2, 3.3	Программы и методики предварительных испытаний и опытной эксплуатации	Утверждает разработчик ИС	
3.5 Проведение предварительных испытаний, опытной эксплуатации СЗИ ИС (СИБ КВОИ)	Разработчик ИС, владелец ИС	Документация по пунктам 3.3, 3.4	Протоколы предварительных испытаний. Акт завершения опытной эксплуатации	Утверждает разработчик ИС Утверждает. владелец ИС	
3.6 Разработка программы и методики приемочных испытаний СЗИ ИС (СИБ КВОИ)	Разработчик ИС	ТЗ на СЗИ ИС, документация по пунктам 3.3, 3.5	Программа и методики приемочных испытаний	Утверждает. владелец ИС	
4 Ввод в действие СЗИ ИС (СИБ КВОИ)					
4.1 Проведение приемочных испытаний СЗИ ИС (СИБ КВОИ)	Владелец ИС	ТНПА, документация по пунктам 3.5, 3.6	Протоколы и Акт приемочных испытаний	Утверждает владелец ИС	
4.2 Доработка проектной и эксплуатационной документации на СЗИ ИС (СИБ КВОИ) по результатам приемочных испытаний	Разработчик ИС	Документация по пунктам 2.4, 3.2, 4.1	Акты выполненных работ	Утверждает владелец ИС	

Окончание таблицы Д.1

Наименование стадий жизненного цикла ИС и работ по созданию и аттестации ИС	Исполнитель, соисполнитель	Исходные данные для выполнения работы	Выходной документ	Утверждение, согласование	Примечание
4.3 Разработка программы и методики аттестации СЗИ ИС	Владелец ИС или лицензиат ОАЦ	Документация по пунктам 4.1 и 4.2	Программа и методика аттестации СЗИ ИС	Утверждает лицензиат ОАЦ, согласовывает владелец ИС	
4.4 Аттестация СЗИ ИС	Владелец ИС или лицензиат ОАЦ	НПА, документация по пунктам 2.4, 3.6, 4.2, 4.3	Аттестат соответствия, протокол испытаний, технический отчет	Утверждает владелец ИС или лицензиат ОАЦ	
4.5 Аудит СИБ КВОИ	Владелец ИС или лицензиат ОАЦ	НПА, документация по пунктам 3.3, 4.1, 4.2	Акт аудита СИБ КВОИ	Утверждает владелец ИС или лицензиат ОАЦ	Для КВОИ

Библиография

- [1] Международный стандарт IEC 61850-9-2:2020 Communication networks and systems for power utility automation – Part 9-2: Specific communication service mapping (SCSM) – Sampled values over ISO/IEC 8802-3
Сети и системы связи для автоматизации энергосистем общего пользования. Часть 9-2. Схема особого коммуникационного сервиса (SCSM). Значения выборок по ISO/IEC 8802-3
- [2] Международный стандарт IEC 61850-9-2LE Implementation Guideline for Digital Interface to Instrument transformers Using IEC 61850-9-2, UCA International Users Group
Руководство по внедрению для цифрового интерфейса к измерительным трансформаторам с использованием IEC 61850-9-2, Международная группа пользователей UCA
- [3] Международный стандарт IEC 61850-8-1:2020 Communication networks and systems for power utility automation – Part 8-1: Specific communication service mapping (SCSM) – Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3
Сети связи и системы автоматизации энергосистем общего пользования. Часть 8-1. Специфическое отображение сервиса связи (SCSM). Отображения для MMS (ISO 9506-1 и ISO 9506-2) и ISO/IEC 8802-3
- [4] Международный стандарт IEC 62439-3:2021 Industrial communication networks – High availability automation networks – Part 3: Parallel Redundancy Protocol (PRP) and High-availability Seamless Redundancy (HSR)
Промышленные сети связи. Сети автоматизации высокой доступности. Часть 3. Протокол параллельного резервирования (PRP) и беспроводное резервирование высокой доступности (HSR)

- [5] Международные стандарты серии IEC 62439 (МЭК 62439) Industrial communication networks – High availability automation networks
Сети промышленной связи – Сети автоматизации высокой доступности
- [6] Международный стандарт IEC/IEEE 61850-9-3:2016 (МЭК/IEEE 61850-9-3:2016) Communication networks and systems for power utility automation – Part 9-3: Precision time protocol profile for power utility automation
Коммуникационные сети и системы для автоматизации электроснабжения. Часть 9-3. Профиль протокола точного времени для автоматизации электроснабжения
- [7] Методические указания по ограничению высокочастотных коммутационных перенапряжений и защите от них электротехнического оборудования в распределительных устройствах 110 кВ и выше. М. : ОРГРЭС СПО, 1998
- [8] Международные стандарты серии IEC 61850 Communication networks and systems for power utility automation
Сети и системы связи для автоматизации энергосистем
- [9] Международный стандарт IEEE C37.94-2017 Standard for N times 64 kbps Optical Fiber Interfaces between Teleprotection and Multiplexer Equipment
Стандарт для N-кратных волоконно-оптических интерфейсов со скоростью 64 Кбит/с между оборудованием телезащиты и мультиплексором
- [10] Международный стандарт IEC 60870-5-103:2003 Telecontrol equipment and systems - Part 5-103: Transmission protocols - Companion standard for the informative interface of protection equipment
Устройства и системы телеуправления. Часть 5-103. Протоколы передачи данных. Дополнительный стандарт для информационного интерфейса защитного оборудования
- [11] Международные стандарты серии IEC 60870-6 Telecontrol equipment and systems - Part 6-503: Telecontrol protocols compatible with ISO standards and ITU-T recommendations
Устройства и системы телеуправления. Часть 6-503. Протоколы телеуправления, совместимые со стандартами ISO и рекомендациями ITU-T

- [12] Международный стандарт IEC 60870-6-503:2014 Telecontrol equipment and systems - Part 6-503: Telecontrol protocols compatible with ISO standards and ITU-T recommendations - TASE.2 Services and protocol
Устройства и системы телеуправления. Часть 6-503. Протоколы телеуправления, совместимые со стандартами ISO и рекомендациями ITU-T - TASE.2 Услуги и протокол
- [13] Международный стандарт IEC 61850-6:2009 Communication networks and systems for power utility automation – Part 6: Configuration description language for communication in electrical substations related to IEDs
Коммуникационные сети и системы для автоматизации электроэнергетики - Часть 6. Язык описания конфигурации для связи на электрических подстанциях, связанных с интеллектуальными электронными устройствами
- [14] Международный стандарт IEC 61850-7-2:2010 Communication networks and systems for power utility automation – Part 7-2: Basic information and communication structure - Abstract communication service interface (ACSI)
Коммуникационные сети и системы для автоматизации электроэнергетики - Часть 7-2: Базовая структура информации и коммуникации – Абстрактный интерфейс коммуникационных услуг (ACSI)
- [15] Международный стандарт IEC 61850-5:2013 (МЭК 61850-5:2013) Communication networks and systems for power utility automation – Part 5: Communication requirements for functions and device models
Коммуникационные сети и системы для автоматизации электроснабжения. Часть 5. Коммуникационные требования для функций и моделей устройств

- [16] Международный стандарт
IEC 62439-1:2016
Industrial communication networks – High availability automation networks – Part 1: General concepts and calculation methods
Промышленные сети связи. Сети промышленной автоматизации с высокой готовностью. Часть 1. Общие понятия и методы расчета
- [17] Международный стандарт
IEC TR 61850-90-1:2010
(МЭК 61850-90-1:2010)
Communication networks and systems for power utility automation – Part 90-1: Use of IEC 61850 for the communication between substations
Коммуникационные сети и системы для автоматизации электроснабжения. Часть 90-1: Использование МЭК 61850 для связи между подстанциями
- [18] Международный стандарт
IEC TR 61850-90-5:2012
(МЭК 61850-90-5:2012)
IEC TR 61850-90-5:2012 Communication networks and systems for power utility automation – Part 90-5: Use of IEC 61850 to transmit synchrophasor information according to IEEE C37.118
Коммуникационные сети и системы для автоматизации электроснабжения. Часть 90-5: Использование МЭК 61850 для передачи информации о векторных измерений согласно IEEE C37.118
- [19] Международные стандарты
серии IEC 81346
Industrial systems, installations and equipment and industrial products – Structuring principles and reference designations
Промышленные системы, установки и оборудование и промышленные изделия. Принципы структурирования и ссылочные обозначения
- [20] Международный стандарт
IEC TR 62351-10:2012
Power systems management and associated information exchange - Data and communications security - Part 10: Security architecture guidelines
Управление энергосистемами и связанный с этим обмен информацией - Безопасность данных и коммуникаций - Часть 10: Рекомендации по архитектуре безопасности

- [21] Международные стандарты серии IEC 62351 (МЭК 62351) Power systems management and associated information exchange - Data and communications security
Управление энергосистемами и связанный с этим обмен информацией - Безопасность данных и коммуникаций
- [22] Международный стандарт IEC 62351-7:2017 Power systems management and associated information exchange - Data and communications security - Part 7: Network and System Management (NSM) data object models
Управление энергосистемами и связанный с этим обмен информацией - Безопасность данных и коммуникаций - Часть 7. Объектные модели данных сетевого и системного управления (NSM)
- [23] Международный стандарт IEC 60870-5-101:2003 Telecontrol equipment and systems - Part 5-101: Transmission protocols - Companion standard for basic telecontrol tasks
Устройства и системы телеуправления. Часть 5-101. Протоколы передачи данных. Дополнительный стандарт для основных целей телеуправления
- [24] Международный стандарт IEC 60870-5-104:2006 Telecontrol equipment and systems - Part 5-104: Transmission protocols - Network access for IEC 60870-5-101 using standard transport profiles
Устройства и системы телеуправления. Часть 5-104. Протоколы передачи данных. Доступ к сетям, использующим стандартные транспортные профили по IEC 60870-5-101
- [25] ГОСТ 26633-2015 Бетоны тяжелые и мелкозернистые. Технические условия
- [26] ГОСТ Р 12.3.051-2017 ССБТ. Конструкции защитно-улавливающих сеток. Технические условия
- [27] ГОСТ Р 51285-99 Сетки проволочные крученые с шестиугольными ячейками для габионных конструкций
- [28] ГОСТ Р 52132-2003 Изделия из сетки для габионных конструкций

- [29] СНиП 2.02.01-83 Основания зданий и сооружений
Утвержден постановление Государственного комитета СССР по делам строительства от 05.12.1983 № 311
- [30] Закон Республики Беларусь «Об охране окружающей среды» от 26 ноября 1992 г. № 1982-ХП
- [31] Постановление Государственного комитета по имуществу Республики Беларусь от 30 января 2023 г. № 9 «Об установлении формы акта выбора места размещения земельного участка»
- [32] СанПиН от 16.11.2011 № 115 Шум на рабочих местах, в транспортных средствах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки
- [33] Инструкция о порядке обеспечения информационной безопасности в информационных системах Министерства энергетики Республики Беларусь
Утверждена приказом Министерства энергетики Республики Беларусь от 18 марта 2015 г. № 50
- [34] Показатели уровня вероятного ущерба национальным интересам Республики Беларусь в политической, экономической, социальной, информационной, экологической и иных сферах в случае создания угроз информационной безопасности либо в результате возникновения рисков информационной безопасности в отношении объекта информатизации, не предназначенного для проведения работ с использованием государственных секретов (его составляющих элементов)
Утверждены приказом Оперативно-аналитического центра при Президенте Республики Беларусь от 20 февраля 2020 г. № 65 (ред. от 17.12.2024)
- [35] Положение о порядке технической и криптографической защиты информации в информационных системах, предназначенных для обработки информации, распространение и (или) предоставление которой ограничено
Утверждено приказом Оперативно-аналитического центра при Президенте Республики Беларусь от 20 февраля 2020 г. № 66 (ред. от 10.12.2024)
- [36] Положение о порядке технической и криптографической защиты информации, обрабатываемой на критически важных объектах информатизации
Утверждено приказом Оперативно-аналитического центра при Президенте Республики Беларусь от 20 февраля 2020 г. № 66
- [37] ГОСТ Р 56939-2016 Защита информации. Разработка безопасного программного обеспечения. Общие требования

- [38] Международный стандарт
IEC TR 61850-90-4:2013
(МЭК 61850-90-4:2013) Communication networks and systems for
power utility automation - Part 90-4: Net-
work engineering guidelines
Сети и системы связи для автоматизации
электрообеспечения. Часть 90-4: Рекомен-
дации по разработке сетей