

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Российский государственный профессионально-педагогический университет».

**РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110/35/10КВ
СВЕРДЛОВСКАЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЭЛЕГАЗОВОГО
КОМПЛЕКТНОГО РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА**

Выпускная квалификационная работа бакалавра
направления подготовки 44.03.04 Профессиональное обучение (по отраслям)

Идентификационный код ВКР: 538

Екатеринбург 2017

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Российский государственный профессионально-педагогический университет»
Институт инженерно-педагогического образования
Кафедра электрооборудования и энергоснабжения

К ЗАЩИТЕ ДОПУСКАЮ:

Заведующая кафедрой ЭС

_____ А.О. Прокубовская

« _____ » _____ 2017 г.

**РЕКОНСТРУКЦИЯ ПОДСТАНЦИИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110/35/10КВ
СВЕРДЛОВСКАЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЭЛЕГАЗОВОГО
КОМПЛЕКТНОГО РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА**

Выпускная квалификационная работа бакалавра
направления подготовки 44.03.04 Профессиональное обучение (по отраслям)
профиля подготовки «Энергетика»
профилизации «Энергохозяйство предприятий, организаций, учреждений и
энергосберегающие технологии»

Идентификационный код ВКР: 538

Исполнитель:

студент(ка) группы ЗЭС-404С _____ В. И. Госсен

Руководитель:

ст. преподаватель кафедры ЭС _____ И. М. Морозова

Нормоконтролер:

ст. преподаватель кафедры ЭС _____ Т. В. Лискова

Екатеринбург 2017

АНОТАЦИЯ

Выпускная квалификационная работа выполнена на 67 страницах, содержит 67 страниц машинописного текста, 18 рисунков, 5 таблиц, 17 источников информации, 4 приложения на 4 страницах.

Ключевые слова: ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЕ, СИСТЕМА ЗАЗЕМЛЕНИЯ, СИСТЕМА ОСВЕЩЕНИЯ, АППАРАТЫ ЗАЩИТЫ, ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ, КРУЭ, МОЛНИЕЗАЩИТА.

Объектом исследования выпускной квалификационной работы является открытое распределительное устройство 110кВ.

Предметом исследования выпускной квалификационной работы является подстанция 110/35/10кВ «Свердловская».

Цель выпускной квалификационной работы – разработать проект реконструкции подстанции с применением элегазового комплектного распределительного устройства.

Произведен расчет электрических нагрузок;

Произведен расчет и выбор устройств защитной аппаратуры;

Выполнена проверка выбранной защитной аппаратуры;

Произведен расчет заземляющего устройства;

Произведен расчет и выбор молниезащиты;

Составлено руководство по эксплуатации КРУЭ-110 типа ЯГТ-110.

СОДЕРЖАНИЕ

Анотация	3
Введение.....	6
1 Характеристика объекта	10
1.1 Исходные данные	10
1.2 КРУЭ-110	15
2 Расчёт режимов и выбор оборудования.....	24
2.1 Выбор мощности трансформаторов.....	24
2.2 Проверка коэффициентов загрузки трансформаторов.....	25
2.3 Расчёт токов короткого замыкания	25
2.4 Выбор оборудования.....	37
2.5 Расчёт заземляющего устройства	40
2.6 Расчёт молниезащиты.....	43
3 Руководство по эксплуатации круэ-110 типа ятг-110.	47
3.1 Описание и работа.....	48
3.1.1 Назначение.....	48
3.1.2 Технические характеристики.....	48
3.1.3 Состав изделия	49
3.1.4 Устройство и работа	49
3.1.5 Средства измерения, инструмент и приспособления.....	50
3.1.6 Маркировка и пломбирование	52
3.1.7 Упаковка	52
3.2 Работа	53

3.2.1 Работа выключателя	53
3.2.2 Разъединитель и заземлитель.....	54
3.2.3 Быстродействующий заземлитель.....	55
3.2.4 Маркировка и пломбирование.....	56
3.3 Использование по назначению	57
3.3.1 Эксплуатационные ограничения	57
3.3.2 Подготовка изделия к использованию.....	57
3.3.3 Использование изделия	58
3.3.4 Действия в экстремальных ситуациях	59
3.4 Техническое обслуживание	60
3.5 Текущий ремонт	60
3.6 Хранение	60
3.6.1 Постановка КРУЭ на хранение и снятие с хранения	60
3.6.2 Меры безопасности при подготовке КРУЭ к хранению.....	60
3.6.3 Условия хранения КРУЭ	61
3.6.4 Утилизация КРУЭ	61
3.6.5 Предельные сроки хранения КРУЭ.....	61
3.7 Транспортировка КРУЭ.....	62
3.7.1 Требования к условиям транспортирования КРУЭ.....	62
Заключение	64
Список использованных источников	65
Приложение А	67
Приложение Б.....	68
Приложение В.....	69
Приложение Г	70

ВВЕДЕНИЕ

XXI век. Жизнь в больших городах таких как Екатеринбург кипит и стремительно развивается. Появляется большое количество торговых комплексов, жилых домов, различных развлекательных комплексов, а также предприятий. Каждый из выше перечисленных объектов требует большого количества электрической энергии и объёмы потребления с каждым годом только увеличиваются.

Эта проблема решается путём строительства новых пунктов перераспределения электрической энергии, а именно строительством различных подстанций (ПС) и трансформаторных пунктов (ТП). Но строительство, новых объектов в черте города не всегда является удобным с точки зрения густонаселённости и нехватки свободного места необходимого для строительства новых объектов.

Также не для кого не секрет, что большая часть имеющихся электрических сетей, обеспечивающих город электроэнергией находится в не самом лучшем состоянии в виду того, что установленное там оборудование по большей части является устаревшим и давным-давно отслужило свой срок эксплуатации, а где-то даже и переслужило его порой даже в два раза, что в свою очередь снижает надёжность электроснабжения потребителей которая на данный момент является первоочередной задачей любой электросетевой компании. Помимо этого, при рассмотрении сетей более высокого класса напряжения снижается и общая надёжность энергосистемы.

Эти проблемы можно решить по средствам реконструкции уже имеющихся действующих подстанций, которые обеспечивали электроэнергией отдельные районы и участки города на протяжении долгого времени.

Само по себе понятие «реконструкция» довольно таки обширно. Под реконструкцией можно подразумевать замену коммутационных аппаратов на более современные в виду их устаревания и физического износа без увеличения

передаваемой мощности или же та же замена тех же коммутационных аппаратов, но с увеличением запасов мощности если в этом есть необходимость. Реконструкцией может быть предусмотрен перевод основного оборудования подстанции на иной класс напряжения как по низкой стороне, так и по высокой или же вовсе добавление к уже имеющимся дополнительного класса напряжения т.к. с появлением более нового и совершенного оборудования изменяются и классы напряжения что влечёт за собой снижение потерь при передаче электроэнергии к потребителю, но при этом уже имеющиеся потребители всё так же продолжают использовать старый уровень напряжения.

Говоря о современном оборудовании в условиях городской среды хочется заострить своё внимание на широко используемом в последние годы элегазовом оборудовании, но не просто коммутационных аппаратах используемым практически повсеместно, а о комплектных распределительных устройствах различных классов напряжения, которые могут быть изготовлены практически на любой уровень напряжения в зависимости от требования заказчика. Отличительной чертой данного оборудования является то, что все токоведущие части электрооборудования находятся в среде шестифтористой серы (SF₆). Применение элегаза «SF₆» в качестве изоляции позволяет создать КРУ на высокие напряжения. Элегаз обладает высокими электроизоляционными и дугогасительными свойствами, не токсичен, не горит, не образует взрывоопасных смесей. Свойства элегаза положены в основу создания комплексов электрических аппаратов, образующих комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ). КРУЭ по сравнению с РУ обычного типа имеют меньшие размеры, обладают большей устойчивостью к воздействиям окружающей среды, высокую эксплуатационную надежность и небольшие эксплуатационные расходы. На начальном этапе использование КРУЭ было связано в первую очередь с возможностью расширения и увеличения мощности подстанций в стесненных условиях городов и промышленных предприятий. Дальнейшее расширение

области применения КРУЭ связано с устойчивостью элегазовых подстанций к воздействиям неблагоприятных природных условий - близости моря, загрязненности атмосферы, экстремальных температурных режимов. Уменьшенные габариты КРУЭ позволяют широко их использовать в закрытых подстанциях. В настоящее время существует задача гармоничного вписывания РУ в окружающую среду КРУЭ, благодаря сравнительно небольшим размерам, позволяют решать эту задачу наиболее эффективно. Область применения КРУЭ продолжает расширяться, несмотря на их стоимость, превышающую стоимость РУ обычного типа. Типичное экономическое сравнение КРУЭ и ОРУ показывает, что по стоимости основного оборудования высокого напряжения КРУЭ почти в два раза дороже ОРУ. Однако полные затраты подстанций с РУ разных типов оказались почти одинаковыми, так как высокая стоимость элегазового оборудования компенсируется меньшими затратами, вложенными в строительную часть, инженерные коммуникации и др. С учетом реальных цен и экономии затрат на эксплуатацию подстанции с КРУЭ будут иметь преимущество перед подстанциями обычного типа. КРУЭ имеют еще одно достоинство - большую гибкость компоновочных решений при проектировании и расширении подстанции, поэтому совершенствование сравнительно новой технологии элегазового оборудования продолжается.

Все электроустановки как закрытого, так и открытого исполнения обязательно оснащаются молниезащитой и защитным заземлением.

Объектом исследования выпускной квалификационной работы является открытое распределительное устройство 110кВ.

Предметом исследования выпускной квалификационной работы является подстанция 110/35/10кВ «Свердловская».

Цель выпускной квалификационной работы – разработать проект реконструкции подстанции с применением элегазового комплектного распределительного устройства.

Задачи работы: - произвести расчет электрических нагрузок; - выбрать соответствующее оборудование для линейных; трансформаторных и

секционной ячейек - произвести расчет и выбор устройств защитной аппаратуры; - произвести расчет заземляющего устройства, расчет и выбор молниезащиты; - составить руководство по эксплуатации электрооборудования.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА

1.1 Исходные данные

В выпускной квалификационной работе требуется разработать проект реконструкции ОРУ-110кВ подстанции Свердловская с применением элегазового комплектного распределительного устройства.

Данная подстанция входит в состав энергетического кольца Урала и является важным стратегическим объектом для снабжения электрической энергией отдельные районы города Екатеринбурга.

На подстанции находится постоянный дежурный персонал (на ПС расположен ДП ОДГ Свердловского РЭС). При производстве сложных переключений на подстанциях Свердловского РЭС оперативный персонал на ПС 110 кВ Свердловская отсутствует.

По схеме питания подстанция Свердловская является узловой т.к. имеет восемь приходящих воздушных линий (ВЛ) 110кВ, которые в зависимости от схемы питания сети и перетоков сети могут быть как питающими, так и питающимися с данного энергетического узла. Нормальная схема ПС Свердловская представлена на рисунке 1 приложения А.

Схема питания подстанции может меняться по различным причинам основными из которых являются различного рода аварийные ситуации, произошедшие по причине неблагоприятных погодных условий или же по вине обслуживающего персонала. Также схема питания может быть изменена плановым выводом какой-либо части источника питания в следствии запланированного ремонта, который проводится согласно регламента проведения ремонтов электросетевого комплекса МРСК Урала с определённой периодичностью.

На подстанции используются две системы шин 110 кВ питание которых осуществляется с различных источников питания, что в свою очередь

обеспечивает надёжность используемой схемы. Нормальная схема подстанции по стороне 110 кВ представлена на рисунке 2 приложения Б.

Как можно увидеть по схеме, показанной на рисунке 1 питание первой системы шин 110кВ осуществляется по трём линиям:

- 1) ВЛ-110кВ *Калининская - 1*;
- 2) ВЛ-110кВ *Калининская - 3*;
- 3) ВЛ-110кВ *СУГРЭС - 1*.

Вторая же система шин имеет 4 питающие линии:

- 1) ВЛ-110кВ *Калининска - 2*;
- 2) ВЛ-110кВ *Мотор*;
- 3) ВЛ-110кВ *СУГРЭС - 2*;
- 4) ВЛ-110кВ *Св. ТЭЦ*.

На каждой из представленных линий также имеются ответвительные подстанции которые в свою очередь также получают питание с этих линий.

Помимо перечисленных выше воздушных линий к первой системе шин также присоединена ВЛ-110кВ «Звезда». Отличие этой линии электропередач заключается в том, что по этой линии осуществляется передача электроэнергии только в одну сторону и источником питания в данном случае является подстанция Свердловская, но в нормальном режиме работы сети эта воздушная линия находится под действием Автоматического ввода резерва (далее АВР).

Реализованная таким образом схема питания подстанции обеспечивает надёжность работы сети и питания потребителя.

Параметры питающих и отходящих ВЛ-110 кВ приведены в таблице 1.

Таблица 1 – параметры ВЛ-110 кВ

№	Наименование ВЛ	Протяжённость ВЛ, км	$S_{\text{НОМ}}$, МВА	$I_{\text{НОМ}}$, А
1	Мотор	2,8	90	472
2	СвТЭЦ	4,6	56,5	290
3	Калининская–3	3,4	70	367
4	СУГРЭС-1	9,5	121,5	319

5	Калининская-1	4,5	65	170
6	Звезда	4,7	156,5	822
7	СУГРЭС-2	9,5	121,5	319
8	Калининская-2	4,5	65	170

Помимо перечисленных выше присоединений с обеих систем шин получают питание два силовых трансформатора Т-1 типа ТДТН-31,5/110 и Т-2 типа ТДТН-16/110. Т-1 получает питание по стороне 110 кВ с первой системы шин, а Т-2 со второй соответственно. Оба трансформатора имеют искусственное воздушное охлаждение и естественную циркуляцию масла. Помимо этого, их отличительной чертой является наличие устройства регулирования уровня напряжения под нагрузкой (РПН) по стороне 110 кВ без вывода трансформатора из работы. Нейтрали трансформаторов в нормальном режиме работы заземлены.

Также в представленной схеме присутствует шиносоединительный выключатель, обеспечивающий стабильную и надёжную работу подстанции при переводе нагрузки с одной системы шин на другую или потере питания одной из систем.

Каждое присоединение имеет коммутационные аппараты необходимые для производства переключений, связанных с выводом оборудования подстанции в ремонт, а также защиты оборудования от выхода из строя.

Для вывода оборудования в ремонт и перевода питания воздушной линии с одной системы шин на другую при необходимости используются разъединители типа SOHK - 12-31,5.

В качестве защитных коммутационных аппаратов используются маслонаполненные выключатели типа МКП-110М с модифицированными дугогасительными камерами «УПИ» и одним общим приводом для всех трёх полюсов марки ШПЭ-33.

Каждый установленный выключатель имеет встроенные трансформаторы тока в количестве шести штук (по одному на каждый из двух установленных

на полюсе вводов). Трансформаторы тока предназначены для работы релейной защиты защищаемого выключателем оборудования, а также измерения силы тока конкретного присоединения. Это может быть силовой трансформатор, воздушная линия или сама система шин. На подстанции Свердловская по стороне 110 кВ имеются следующие защиты воздушных линий:

- **АВР** - автоматический ввод резерва;
- **АЧР** - автоматическая частотная разгрузка предназначена для предотвращения недопустимого снижения частоты и ее последующего восстановления;
- **АРЛ ВЛ-110 кВ** - автоматика разгрузки линий предназначена для ликвидации перегруза ВЛ-110 кВ;
- **АОДС** - автоматика опережающего деления сети предназначена для предотвращения возможности повреждения выключателя в процессе отключения токов короткого замыкания.
- **ДФЗ** - дифференциально-фазная токовая ВЧ защита предназначена для применения в качестве основной быстродействующей защиты ВЛ от всех видов КЗ;
- **ШДЭ 2801/2802** - устройства дистанционной и токовой защит;
- **ПДЭ** - Направленная ВЧ защита типа ПДЭ-2802 предназначена для использования в качестве основной быстродействующей защиты ВЛ 110-330 кВ.
- **ПЗ - 158** - дистанционная защита;
- **МТО** - направленная земляная защита;
- **ВЧТО** - высокочастотное ускорение резервных защит ВЛ и предназначена для передачи сигналов-команд противоаварийной автоматики;

Помимо защит линий также присутствуют защиты трансформаторов:

- **ДЗТ** - дифференциальная защита трансформаторов предназначена для предотвращения аварийных и ненормальных режимов работы при возникновении короткого замыкания между фазами, межвитковых КЗ и замыкания одной или более фаз на землю;

- **Газовая защита** - применяется для отключения трансформатора при образовании газообразных продуктов разложения масла в контуре охлаждения;

- **МТЗ - 110** - является резервной защитой от внутренних повреждений силового трансформатора, а также при К.З. на шинах 10кВ.

Также по стороне 110 кВ присутствует защита систем шин:

- **ДЗШ - 110 «с фиксацией»** - дифференциальная токовая защита шин, действующая на отключение всех присоединений 110 кВ поврежденной СШ-110 кВ, В-35 кВ Т-1, В-35 кВ Т-2, В 10 кВ Т-1;

- **АПВШ** - автоматическое повторное включение шин предназначена для быстрого восстановления исходной схемы питания систем шин узловых подстанций;

- **УРОВ 110 кВ** - устройство резервирования при отказе выключателя.

Также на территории ОРУ-110 кВ расположены такое оборудование как Высокочастотные заградители (ВЧЗ) типа «КЗ - 500» предназначенные для защиты оборудования от высокочастотных сигналов, появляющихся на ВЛ и высокочастотные конденсаторы связи (ВЧК) типа «СМПВ-110/НЗ -6,4 УХЛ-1» предназначенные для обработки высокочастотных сигналов заданной частоты по проводам ВЛ. Помимо этого на каждой системе всех напряжений установлены трансформаторы напряжения (ТН). На стороне 110 кВ установлены ТН марки «НКФ-110» которые служат для контроля уровня напряжения на системе шин 110 кВ.

Для защиты систем шин от перенапряжения используются ограничители перенапряжения (ОПН) типа «ОПН-110» установленные по одному на каждую фазу каждой системы шин.

1.2 КРУЭ-110

Развитие современной электроэнергетики не стоит на месте и с каждым годом на рынке появляются всё более современное, компактное и надёжное электрооборудование которое помимо всего перечисленного существенно экономит место в стеснённых городских условиях. Таким оборудованием является комплектное элегазовое распределительное устройство (КРУЭ).

В нашей стране в настоящее время использование КРУЭ мало распространено и только набирает обороты в связи с существенной экономией места и постоянно совершенствующимися технологиями, и увеличивающейся надёжностью данного оборудования.

Практическое применение газовых герметичных компактных устройств началось в 1936 г., когда в США было продемонстрировано первое фреоновое КРУ 33 кВ. Позднее была открыта шестифтористая сера (SF₆) - газ, обладающий превосходными изоляционными и дугогасящими свойствами. Первые КРУЭ появились на рынке в середине 60-х годов. Разработанное и поставленное заказчику первое в мире КРУЭ фирмы АББ Калор Эмаг Шальтанлаген АГ в 1965 году, находится в эксплуатации до сих пор.

Ранние модели КРУЭ имели однофазное исполнение, но с 1972 года выпускается более компактная версия в трёхфазном исполнении, хотя по требованию заказчика или если того требует проектная документация и сейчас существуют модели с однофазным исполнением.

КРУЭ представляет собой комплекс модулей: выключателей, совмещенных разъединителей-заземлителей, быстро действующего заземлителя, трансформаторов тока, соединительных элементов, вводов кабельных или воздушных, токопроводов и др., помещенных в металлическую оболочку, заполненную шестифтористой серой.

Современные модели КРУЭ от различных производителей в том числе и отечественных изготавливаются на различные напряжения от 10 кВ. до 220 кВ.

В зависимости от климатического исполнения они могут быть как наружной установки, так и внутренней.

КРУЭ внутренней установки располагаются в закрытых уже имеющихся зданиях или же в специальных быстровозводимых модульных зданиях.

В зависимости от назначения изменяется и конструкция ячейки КРУЭ. На рисунках 2, 3, 4, 5 показаны различные комплектации поставляемых ячеек КРУЭ-110 типа GT01.

Для установки трансформаторов напряжения используется ячейка с встроенными трансформаторами напряжения показанная на рисунке 3.

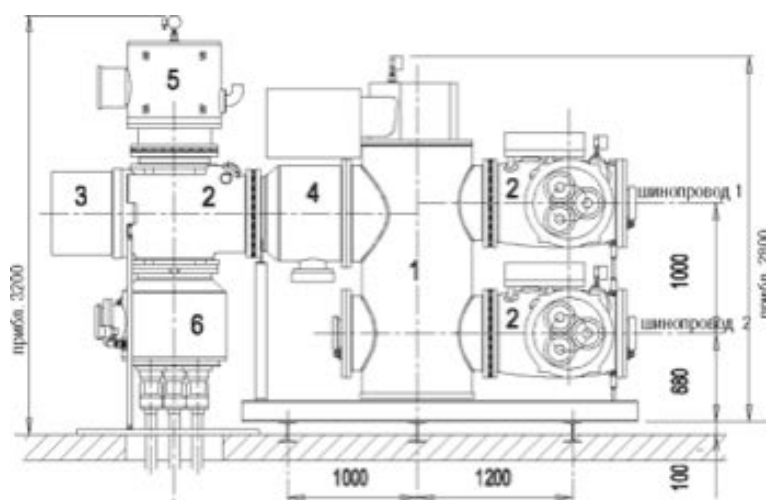


Рисунок 3 – Секция фидера с трансформатором напряжения

Для присоединения с секции силовых трансформаторов используется ячейка, показанная на рисунке 4.

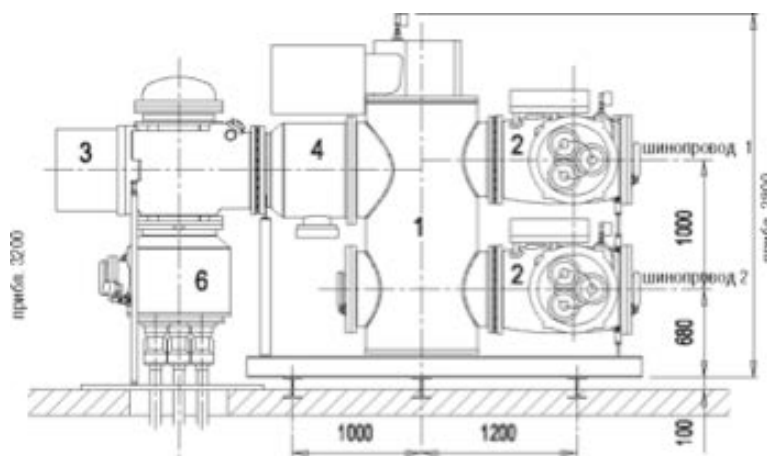


Рисунок 4 – Секция трансформатора

Для заземления шинопровода и производства измерений используется измерительная секция, показанная на рисунке 5.

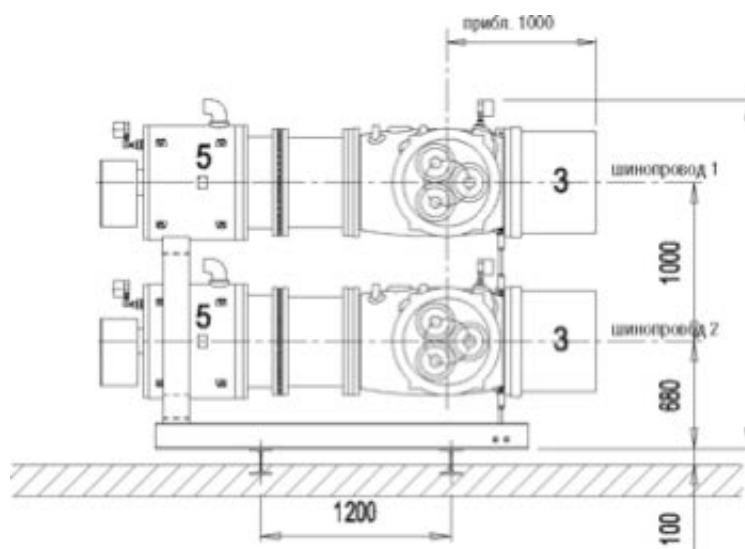


Рисунок 5 - Секция заземления шинопровода и измерительная секция
 В качестве секционной используется секция, показанная на рисунке 6.

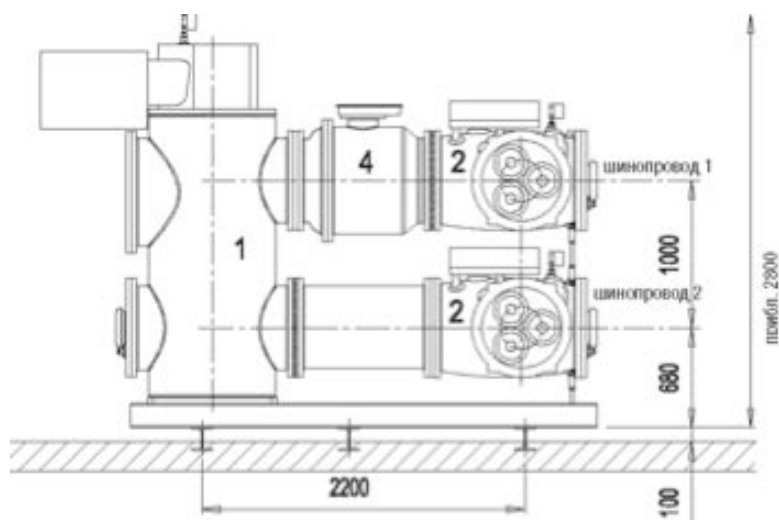


Рисунок 6 – Секция секционного выключателя

- 1) Выключатель
- 2) Комбинированный разъединитель и выключатель заземления на время обслуживания
- 3) Выключатель заземления быстрого срабатывания
- 4) Трансформатор тока
- 5) Трансформатор напряжения
- 6) Концевая заделка кабеля

Предложенная схема комплектования ячеек является типовым решением и может меняться в зависимости от требования заказчика.

В ходе реконструкции ПС Свердловская в виду особенности схемы также будут использоваться линейные ячейки с двумя системами шин и кабельным вводом показанная на рисунке 7.

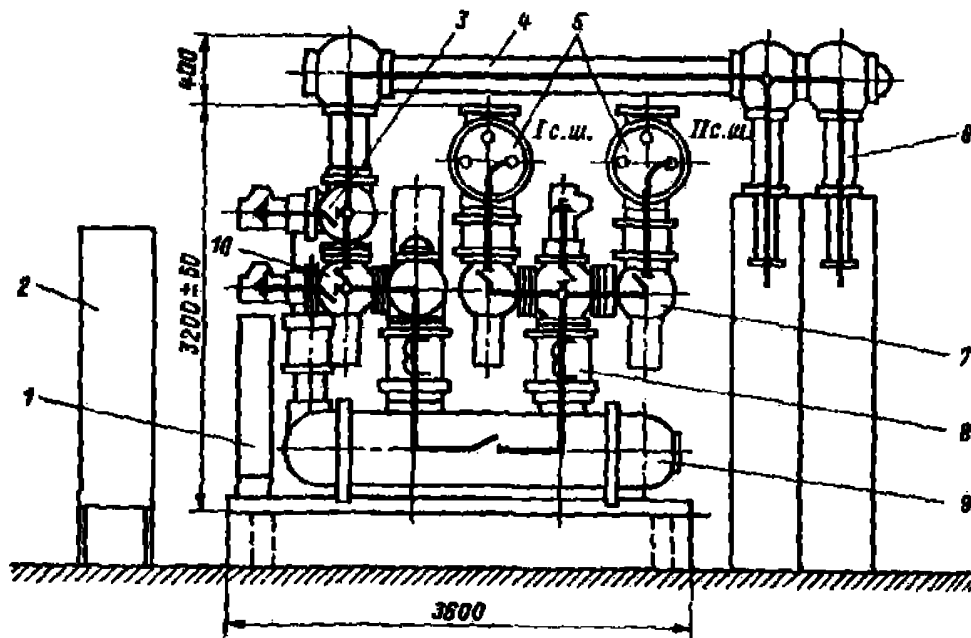


Рисунок 7 – Линейная секция с двумя системами шин и кабельным вводом

- 1) Полюсный шкаф
- 2) Распределительный шкаф
- 3) Стационарные заземлители с ручным приводом,
- 4) Токопровод,
- 5) Сборные шины
- 6) Кабельные вводы,
- 7) Разъединитель шинный
- 8) Трансформаторы тока
- 9) Выключатель с пневматическим приводом
- 10) Разъединитель линейный

Элегазовый выключатель 9 представляет собой герметичный алюминиевый корпус, в котором смонтировано дугогасительное устройство (в выключателе на 110 кВ оно одноразрывное). Элегаз в выключателях всех типов и принципов выполняет одновременно роль изоляции и дугогасящей среды.

Чистота элегаза и поглощение влаги из него обеспечиваются фильтрами-поглотителями в виде молекулярных сит, встраиваемых в выключатель. На внутренней поверхности выключателя предусмотрены специальные карманы (проточки), куда оседают порошкообразные продукты разложения элегаза от дуги, не оказывающие вредного действия и не уменьшающие электрическую прочность изоляции выключателя. Пневматический привод выключателя крепится к раме ячейки и расположен между полюсами ячейки.

Шинные разъединители 7 и линейные разъединители 10 предназначены для изоляции отдельных элементов элегазовой ячейки от смежных узлов и размещены в отдельных блоках. В 8 блоке находится контактный стержень, соединенный изолирующей штангой с рычажным механизмом привода, розеточный ламельный контакт, в который входит контактный стержень при включении разъединителя, поперечный контактный стержень, предназначенный для стыковки элемента с другими элементами ячейки. Разъединитель снабжен электромагнитным блокировочным замком. Начиная с шинных разъединителей фазы ячейки разделены. Включение и отключение разъединителя производится через пускатель, подающий напряжение на электродвигатель. Электродвигатель поворачивает вал редуктора, который воздействует на рычажный механизм разъединителя. Контакт разъединителя, перемещаясь, входит при включении в розеточный контакт и выходит из него при отключении. Розеточный контакт установлен на присоединенном к разъединителю элементе ячейки.

Заземлитель 3 применяется для заземления ячейки при монтаже, эксплуатации и ремонте. В герметичном алюминиевом корпусе смонтированы заземляющий стержень, рычажный механизм и система скользящих контактов. Заземлитель имеет электромагнитный блокировочный замок, механический указатель положения и блок коммутирующих контактов. Цепи заземлителя выведены в полюсный шкаф. Заземлителем управляют при помощи рукоятки только вручную. При повороте рукоятки заземляющий стержень входит в

розеточный контакт (включение) и выходит из него (отключение). Розеточный контакт смонтирован в изоляторе элемента, присоединенного к заземлителю.

Трансформатор тока (ТТ) устанавливают в ячейках согласно условному обозначению серии ячейки, определяющей его назначение. В ячейках напряжением 110 кВ ТТ устанавливают с обеих сторон элегазового выключателя. Первичной обмоткой служит токоведущий стержень, входящий в розеточные контакты выключателя и смежного с ТТ элемента полюса ячейки. Элегаз заполняет всю полость ТТ и является изолирующей средой между первичной и вторичной обмотками. ТТ 110 кВ имеет две вторичные обмотки. Каждая обмотка намотана на отдельный магнитопровод и может использоваться для защиты и измерения (класс 0,5 при нагрузке на обмотку не более 30 ВА).

Трансформаторы напряжения (ТН) устанавливают в отдельных ячейках либо в ячейках секционных или шиносоединительных выключателей. Обычно применяются ТН типа ЗНОГ-110. Основой ТН является магнитопровод стержневого типа, на который намотаны первичная и две вторичные обмотки, основная и дополнительная. ТН защищен металлической оболочкой, имеет экраны и дисковый эпоксидный изолятор для герметизации. ТН предназначен для питания цепей защиты, сигнализации и измерения. Полость трансформатора заполняется через вентиль элегазом с рабочим давлением 0,4 МПа при температуре 20°C. В схеме ячейки ЗНОГ герметично присоединяются к КРУЭ и допускают как вертикальную, так и горизонтальную установку.

В полюсном шкафу размещена газовая аппаратура, приборы контроля за давлением, ключи местного управления разъединителями.

В распределительном шкафу находится аппаратура цепей сигнализации, блокировки и электрического дистанционного управления элементами и пневматического управления приводами выключателя: каждый полюс выключателя имеет свой привод.

Положения коммутационных аппаратов и заземлителей при переключениях проверяют по указателям положения, механически связанным с

подвижными системами аппаратов. Предусмотрены также сигнализация с помощью ламп и смотровые окна для наблюдения за положением подвижных контактов.

Ошибочные операции в КРУЭ исключены благодаря применению электрических и механических блокировок (при их исправности).

Помимо перечисленных элементов ячеек КРУЭ также используются соединительные и промежуточные отсеки, сильфонные компенсаторы, секции сборных шин, полюсные и распределительные шкафы, шкафы системы контроля давления и шкафы трансформаторов напряжения. Каждый из перечисленных элементов находится в специальном герметичном металлическом блоке, что необходимо для сохранения изолирующей среды и поддержания необходимого давления элегаза. Оболочка выполняется из специального немагнитного металла (чаще всего алюминия) что помогает избежать её нагрева переменным магнитным потоком. Помимо этого, все оболочки имеют соединение с землёй (заземление).

Все элементы устанавливаемого КРУЭ соединяются между собой с уплотнениями из синтетического каучука. Элементы КРУЭ работающие под одинаковым давлением секционированы между собой.

Электрическое соединение отдельных блоков оборудования КРУЭ выполняется через специальный разъёмный многоламельный контакт одного элемента с токопроводящим стержнем другого. Такое строение оборудования даёт возможность демонтажа и ремонта отдельного конкретного элемента.

В таблице 2 представлены характеристики данного типа КРУЭ.

Таблица 2 – характеристики КРУЭ типа GT01

Номер №	Наименование параметра	Значение параметра
1	Тип КРУЭ	GT01
2	Номинальное напряжение	145 кВ
3	Диапазон применения	72,5-145 кВ
4	Номинальное выдерживаемое напряжение промышленной частоты	

5	фаза на землю	275 кВ
6	по изоляционному расстоянию	315 кВ
7	Номинальное выдерживаемое напряжение грозового импульса	
8	фаза на землю	650 кВ (пиковое)
9	по изоляционному расстоянию	750 кВ (пиковое)
10	Номинальная частота	50 Гц
11	Номинальный рабочий ток	3150 А
12	Номинальный кратковременный ток (3 с)	40 кД
13	Номинальный пиковый выдерживаемый ток	100 кА (пиковый)

Подключение ячейки КРУЭ к источнику питания или потребления может осуществляться несколькими способами:

1. Через кабельную муфту (если ввод выполнен кабелем)
2. Через воздушный ввод (если ввод выполнен воздушной линией)
3. Через специальный шинный мост подсоединяемый непосредственно к силовому трансформатору

Все варианты подключения показаны на рисунке 6.

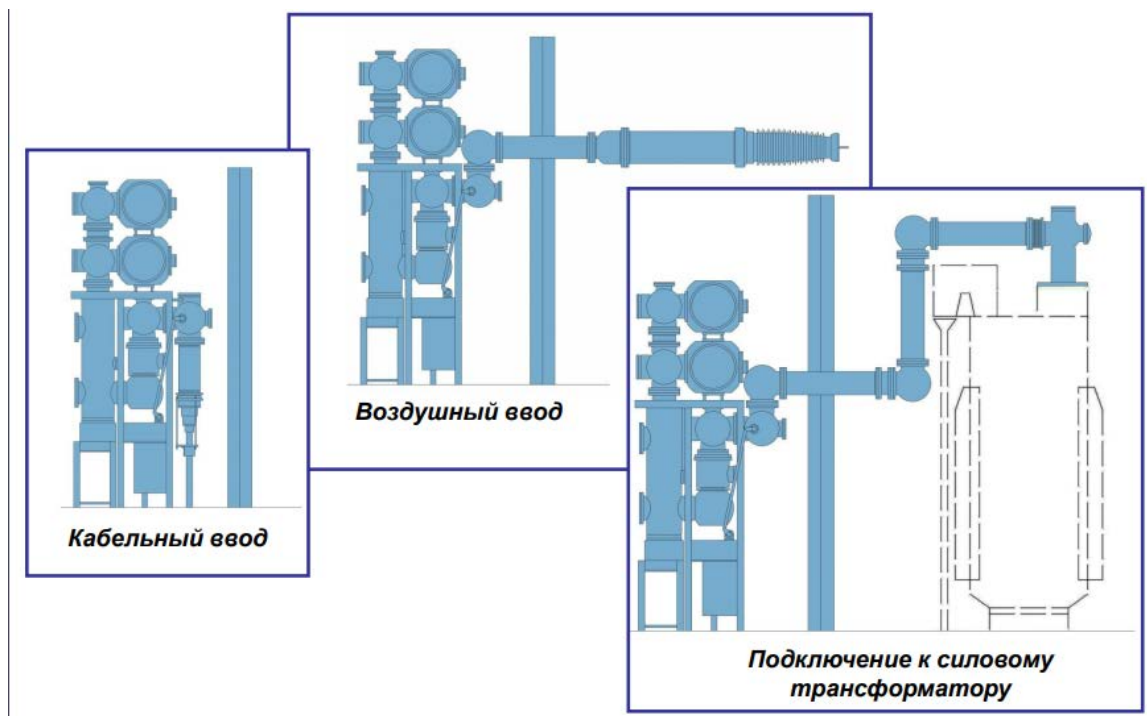


Рисунок 8 - Варианты присоединения КРУЭ-110 к потребителю

2 РАСЧЁТ РЕЖИМОВ И ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ

2.1 Выбор мощности трансформаторов

Мощность трансформаторов выбирается по следующим условиям:
при установке 2-х трансформаторов:

$$S_T \geq S_{p.ном};$$

$$S_{ном} = \frac{S_{max}}{n_T - 1k_{зв}} = \left(\frac{S_{max}}{1} 1,4\right);$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА;

S_{max} – максимальная нагрузка потребителей, МВА;

$$S_{max} = S_{сн} + S_{нн};$$

где $S_{сн}$ – полная нагрузка на среднем напряжении, МВА;

$S_{нн}$ – полная нагрузка на низком напряжении, МВА;

Рассчитаем мощность, проходящую через трансформаторы по формуле:

$$S_{max} = 13 + 27 = 40 \text{ МВА};$$

$$S_{ном} = \frac{S_{max}}{1,4} = \frac{40}{1,4} = 29 \text{ МВА};$$

Исходя из полученной номинальной мощности выбираем 2 трансформатора марки ТДТН 40000/110.

Номинальные данные трансформатора представлены в таблице 3

Таблица 3 - номинальные данные трансформатора.

Тип Трансформатора	Номинальное напряжение, кВ			Потери, кВт			
	ВН	СН	НН	P_x	P_k		
					ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
40000/110	115	38,5	11	345	10,5	17	6

2.2 Проверка коэффициентов загрузки трансформаторов

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме работы должен удовлетворять следующему условию:

$$k_3(0,5 - 0,75);$$

$$K_3 = S_{max}/n_T S_{тр};$$

где $S_{тр}$ – мощность трансформатора, МВА;

$$k_3 = \frac{40}{2 \times 29} = 0,68;$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в аварийном режиме работы должен удовлетворять следующему условию:

$$k_3 = (1,4 - 1,5)$$

$$k_3 = S_{max}/(2 - 1)S_{тр};$$

$$k_3 = \frac{40}{29} = 1,4;$$

Из проверочного расчета видно, что коэффициент загрузки в нормальном и аварийном режимах соответствует установленным нормам.

2.3 Расчёт токов короткого замыкания

Расчёт токов короткого замыкания является основополагающим при выборе электрооборудования при проектировании ПС и сетей любого класса напряжения. Расчёт данных параметров позволяет с соблюдением всех необходимых параметров выбрать коммутационное защитное оборудования способное в полной мере выполнять свои функции как в номинальном, так и в аварийных режимах работы сети и оборудования в целом.

Аварийные режимы работы электрооборудования возникают в результате замыкания какой-либо токоведущей части электрооборудования на землю или же на другую фазу или фазы этого оборудования в результате повреждения какой-либо части электрооборудования или же ошибок обслуживающего

персонала. В зависимости от точки замыкания различают несколько видов короткого замыкания:

1. Однофазное – замыкание одной фазы на землю.
2. Двухфазное – замыкание двух фаз между собой.
3. Трёхфазное – замыкание трёх фаз между собой.

Наиболее часто выполняют расчёт трёхфазного короткого замыкания т.к. данный режим является наиболее тяжёлым в виду того, что в этом режиме величина токов наиболее большая. Помимо выбора коммутационных аппаратов также выполняется проверка правильности выбора по средствам электродинамической и термической стойкости, а также минимального тока короткого замыкания (двухфазного). Двухфазный ток необходим для расчёта чувствительности релейной защиты.

В установках напряжением до 1000 В и выше при определении токов короткого замыкания для целей выбора аппаратов и проводников допускают целый ряд упрощений.

1. Считают трехфазную систему симметричной.
2. Короткое замыкание наступает в такой момент времени, при котором ток КЗ будет иметь наибольшее значение.
3. Электродвижущие силы источников питания, значительно удаленных от места КЗ ($X^*_{расч} > 3$), считаются неизменными.
4. В электроустановках напряжением выше 1000 В пренебрегают активным сопротивлением элементов цепи КЗ.
5. В случае питания электрических сетей напряжением до 1000 В от понижающих трансформаторов исходят из того, что подведенное к трансформатору напряжение неизменно и равно его номинальному напряжению.

Данные необходимые для расчёта тока КЗ:

1. Принципиальная схема электрических соединений ПС
2. Количество источников питания ПС
3. Мощность источников питания ПС

4. Сопротивления элементов электрических сетей

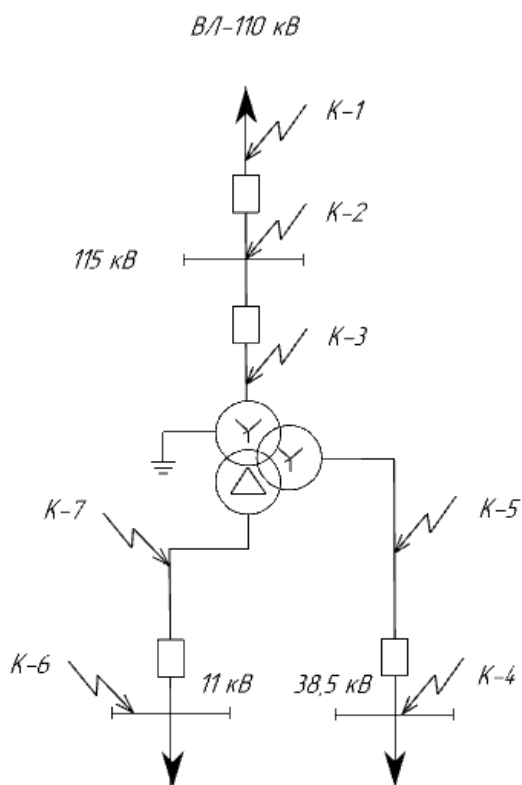


Рисунок 9 – Принципиальная расчётная схема

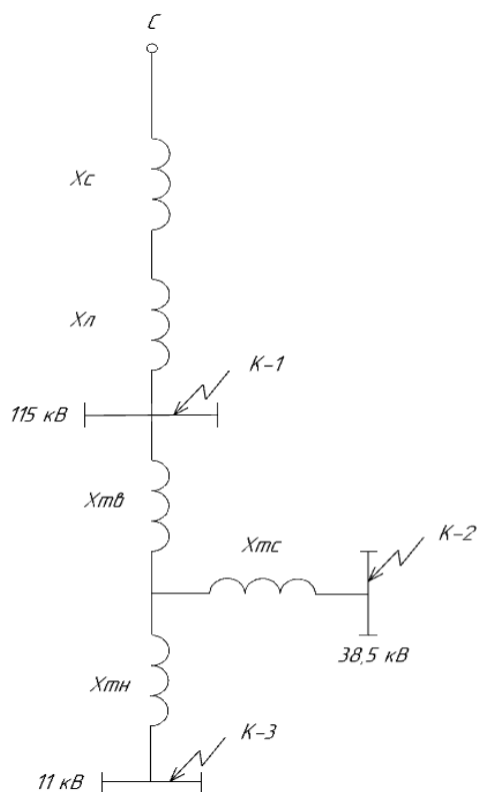


Рисунок 10 – Схема замещения

Расчёт токов короткого замыкания для выбора и проверки оборудования выполняется для трёхфазного короткого замыкания. Рассчитываем токи короткого замыкания в точке К-1 показанной на рисунке 8. Расчёт производится только по стороне 110 кВ согласно заданию. Расчёт ведётся в относительных единицах. S_6 принимаем равным 100 МВА, $U_6 = U_H$

1. Рассчитываем мощность короткого замыкания:

$$S_{кз} = \sqrt{3} \cdot I_{кз} \cdot U_6;$$

где $I_{кз}$ - ток короткого замыкания ПС «Свердловская», кА;

U_6 - напряжение базисное, кВ;

Мощность КЗ ВЛ-110 Мотор:

$$S_{кз1} = \sqrt{3} \cdot 5,2 \cdot 115 = 1034,54 \text{ МВА};$$

Мощность КЗ ВЛ-110 СвТЭЦ:

$$S_{кз2} = \sqrt{3} \cdot 6,9 \cdot 115 = 1370,75 \text{ МВА};$$

Мощность КЗ ВЛ-110 СУГРЭС-1:

$$S_{кз3} = \sqrt{3} \cdot 3,8 \cdot 115 = 756,01 \text{ МВА};$$

Мощность КЗ ВЛ-110 Калининская-3:

$$S_{кз4} = \sqrt{3} \cdot 7,2 \cdot 115 = 1432,44 \text{ МВА};$$

Мощность КЗ ВЛ-110 Калининская-1:

$$S_{кз5} = \sqrt{3} \cdot 5,6 \cdot 115 = 1114,12 \text{ МВА};$$

Мощность КЗ ВЛ-110 Звезда:

$$S_{кз6} = \sqrt{3} \cdot 7,2 \cdot 115 = 1432,44 \text{ МВА};$$

Суммарная мощность КЗ 1СШ-110:

$$S_{кз7} = \sqrt{3} \cdot 45,6 \cdot 115 = 9072,12 \text{ МВА},$$

Т.к. для присоединений СУГРЭС - 2, Калининская - 2, 2СШ-110 токи короткого замыкания одинаковые с присоединениями СУГРЭС-1, Калининская - 1 и 1СШ-110 соответственно, то и мощности короткого замыкания будут одинаковыми.

Тогда:

Мощность КЗ ВЛ-110 СУГРЭС-2:

$$S_{кз8} = \sqrt{3} \cdot 3,8 \cdot 115 = 756,01 \text{ МВА};$$

Мощность КЗ ВЛ-110 Калининская-2:

$$S_{кз9} = \sqrt{3} \cdot 5,6 \cdot 115 = 1114,12 \text{ МВА};$$

Суммарная мощность КЗ 2СШ-110:

$$S_{кз10} = \sqrt{3} \cdot 45,6 \cdot 115 = 9072,12 \text{ МВА},$$

2. Принимаем ЭДС системы за единицу = 1

3. Находим сопротивление системы:

$$x_c = S_0 / S_{кз};$$

Сопротивление системы для присоединения Мотор:

$$x_{c1} = \frac{100}{1034,54} = 0,09 \text{ о. е.};$$

Сопротивление системы для присоединения СвТЭЦ:

$$x_{c2} = \frac{100}{1370,75} = 0,07 \text{ о. е.};$$

Сопротивление системы для присоединения СУГРЭС-1:

$$x_{c3} = \frac{100}{756,01} = 0,13 \text{ о. е.};$$

Сопротивление системы для присоединения Калининская-3:

$$x_{c4} = \frac{100}{1432,44} = 0,07 \text{ о. е.};$$

Сопротивление системы для присоединения Калининская-1:

$$x_{c5} = \frac{100}{1114,12} = 0,09 \text{ о. е.};$$

Сопротивление системы для присоединения Звезда:

$$x_{c6} = \frac{100}{1432,44} = 0,07 \text{ о. е.};$$

Сопротивление системы для присоединения 1СШ-110:

$$x_{c7} = \frac{100}{9072,12} = 0,01 \text{ о. е.};$$

Т.к. для присоединений СУГРЭС - 2, Калининская - 2, 2СШ-110 мощности короткого замыкания одинаковые с присоединениями СУГРЭС-1, Калининская – 1 и 1СШ-110 соответственно, то и сопротивления системы будут одинаковыми.

Тогда:

Сопротивление системы для присоединения СУГРЭС-2:

$$x_{c8} = \frac{100}{756,01} = 0,13 \text{ о. е.};$$

Сопротивление системы для присоединения Калининская-2:

$$x_{c9} = \frac{100}{1114,12} = 0,09 \text{ о. е.};$$

Сопротивление системы для присоединения 2СШ-110:

$$x_{c10} = \frac{100}{9072,12} = 0,01 \text{ о. е.};$$

4. Определяем индуктивное сопротивление линии:

$$x_{л} = x_0 \cdot l \cdot S_6 / U_6^2;$$

где x_0 – индуктивное сопротивление провода (берем из справочника $x_0 = 0,4$ Ом/км)

l – длина линии, км.

Индуктивное сопротивление ВЛ-110 Мотор:

$$x_{л1} = 0,4 \cdot 2,8 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,0084 \text{ о. е.};$$

Индуктивное сопротивление ВЛ-110 СвтЭЦ:

$$x_{л2} = 0,4 \cdot 4,6 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,0138 \text{ о. е.};$$

Индуктивное сопротивление ВЛ-110 СУГРЭС-1:

$$x_{л3} = 0,4 \cdot 9,5 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,0285 \text{ о. е.};$$

Индуктивное сопротивление ВЛ-110 Калининская-3:

$$x_{л4} = 0,4 \cdot 3,4 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,0102 \text{ о. е.};$$

Индуктивное сопротивление ВЛ-110 Калининская-1:

$$x_{л5} = 0,4 \cdot 4,5 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,0135 \text{ о. е.};$$

Индуктивное сопротивление ВЛ-110 Звезда:

$$x_{л6} = 0,4 \cdot 4,7 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,0141 \text{ о. е.};$$

Индуктивное сопротивление ВЛ-110 СУГРЭС-2:

$$x_{л7} = 0,4 \cdot 9,5 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,0285 \text{ о. е.};$$

Индуктивное сопротивление ВЛ-110 Калининская-2:

$$x_{л5} = 0,4 \cdot 4,5 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,0135 \text{ о. е.};$$

5. Определяем ток базовый для точки К1:

$$I_6 = S_6 / \sqrt{3} U_6;$$

где S_6 – мощность базовая, МВА

$$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3}} \cdot 115 = 0,5 \text{ кА};$$

6. Сопротивление обмоток силовых трансформаторов:

$$X_{ТВ} \% = 0,5(U_{КВ-Н} \% + U_{КВ-С} \% - U_{КС-Н} \%);$$

$$X_{ТС} \% = 0,5(U_{КВ-С} \% + U_{КС-Н} \% - U_{КВ-Н} \%);$$

$$X_{ТН} \% = 0,5(U_{КВ-Н} \% + U_{КС-Н} \% - U_{КВ-С} \%);$$

где $U_{КВ-Н} \%$, $U_{КВ-С} \%$, $U_{КС-Н} \%$ - напряжения короткого замыкания для каждой пары обмоток;

$X_{ТВ} \%$, $X_{ТС} \%$, $X_{ТН} \%$ - сопротивления обмоток в %.

$$X_{ТВ} \% = 0,5(17 + 10,5 - 6) = 10,75\%;$$

$$X_{ТС} \% = 0,5(10,5 + 6 - 17) = -0,25\% \rightarrow 0\%;$$

$$X_{ТН} \% = 0,5(17 + 6 - 10,5) = 6,25\%;$$

7. Находим сопротивления трансформаторов:

$$X_T = (X_T \% / 100) \cdot (S_6 / S_{НОМ});$$

где $S_{НОМ}$ номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$X_{ТВН} = \left(\frac{10,75}{100}\right) \cdot \left(\frac{115}{40}\right) = 0,309 \text{ о. е.};$$

$$X_{ТСН} = \left(\frac{0}{100}\right) \cdot \left(\frac{115}{40}\right) = 0 \text{ о. е.};$$

$$X_{ТНН} = \left(\frac{6,25}{100}\right) \cdot \left(\frac{115}{40}\right) = 0,179 \text{ о. е.};$$

8. Находим индуктивное сопротивление результирующее для точки К1:

$$X_{резк1} = x_c + x_{л};$$

Индуктивное сопротивление результирующее для ВЛ-110 Мотор:

$$X_{рез1} = 0,09 + 0,0084 = 0,0984 \text{ о. е.};$$

Индуктивное сопротивление результирующее для ВЛ-110 СвТЭЦ:

$$X_{рез2} = 0,07 + 0,0138 = 0,0438 \text{ о. е.};$$

Индуктивное сопротивление результирующее для ВЛ-110 СУГРЭС-1:

$$X_{рез3} = 0,13 + 0,0285 = 0,1585 \text{ о. е.};$$

Индуктивное сопротивление результирующее для ВЛ-110 Калининская-3:

$$X_{рез4} = 0,07 + 0,0102 = 0,0802 \text{ о. е.};$$

Индуктивное сопротивление результирующее для ВЛ-110 Калининская-1:

$$X_{рез5} = 0,09 + 0,0102 = 0,0135 \text{ о. е.};$$

Индуктивное сопротивление результирующее для ВЛ-110 Звезда:

$$X_{рез6} = 0,07 + 0,0141 = 0,0841 \text{ о. е.};$$

Индуктивное сопротивление результирующее для ВЛ-110 СУГРЭС-2:

$$X_{рез7} = 0,13 + 0,0285 = 0,1585 \text{ о. е.};$$

Индуктивное сопротивление результирующее для ВЛ-110 Калининская-2:

$$X_{рез8} = 0,09 + 0,0102 = 0,0135 \text{ о. е.};$$

9. Рассчитываем начальные значения периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{п0} = (E \cdot I_{\sigma}) / X_{рех};$$

где E^* - относительная сверхпереходная ЭДС системы (может быть принята равной 1);

$X_{рез}$ - результирующее сопротивление сети до точки КЗ;

$I_{п0}$ - начальное значение периодической составляющей тока КЗ, кА

Начальные значения периодической составляющей тока КЗ для присоединения Мотор:

$$I_{п01} = \frac{1 \cdot 0,5}{0,0984} = 5,08 \text{ кА};$$

Начальные значения периодической составляющей тока КЗ для присоединения СвТЭЦ:

$$I_{п02} = \frac{1 \cdot 0,5}{0,0438} = 11,41 \text{ кА};$$

Начальные значения периодической составляющей тока КЗ для присоединения СУГРЭС-1:

$$I_{п03} = \frac{1 \cdot 0,5}{0,1585} = 3,15 \text{ кА};$$

Начальные значения периодической составляющей тока КЗ для присоединения Калининская-3:

$$I_{п04} = \frac{1 \cdot 0,5}{0,0802} = 6,23 \text{ кА};$$

Начальные значения периодической составляющей тока КЗ для присоединения Калининская-1:

$$I_{п05} = \frac{1 \cdot 0,5}{0,0135} = 37,03 \text{ кА};$$

Начальные значения периодической составляющей тока КЗ для присоединения Звезда:

$$I_{п06} = \frac{1 \cdot 0,5}{0,0841} = 5,94 \text{ кА};$$

Начальные значения периодической составляющей тока КЗ для присоединения СУГРЭС-2:

$$I_{п07} = \frac{1 \cdot 0,5}{0,1585} = 3,15 \text{ кА};$$

Начальные значения периодической составляющей тока КЗ для присоединения Калининская-2:

$$I_{п08} = \frac{1 \cdot 0,5}{0,0135} = 37,03 \text{ кА};$$

10. Находим ударный ток:

Поскольку ударный ток имеет место через 0,01 секунды после начала КЗ то его значение определяется:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot K_y;$$

где K_y – ударный коэффициент, зависящий от постоянного времени затухания апериодической составляющей тока КЗ ($T_a = 0,02$), ($K_y = 1,608$);

$i_{уд}$ - величина ударного тока КЗ, кА.

Находим ударный ток для присоединения Мотор:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 5,08 \cdot 1,608 = 11,5 \text{ кА};$$

Находим ударный ток для присоединения СвТЭЦ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 11,41 \cdot 1,608 = 25,5 \text{ кА};$$

Находим ударный ток для присоединения СУГРЭС-1:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 3,15 \cdot 1,608 = 7,1 \text{ кА};$$

Находим ударный ток для присоединения Калининская-3:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 6,23 \cdot 1,608 = 14,1 \text{ кА};$$

Находим ударный ток для присоединения Калининская-1:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 37,03 \cdot 1,608 = 83,9 \text{ кА};$$

Находим ударный ток для присоединения Звезда:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 5,94 \cdot 1,608 = 13,4 \text{ кА};$$

Находим ударный ток для присоединения СУГРЭС-2:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 3,15 \cdot 1,608 = 7,1 \text{ кА};$$

Находим ударный ток для присоединения Калининская-2:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 37,03 \cdot 1,608 = 83,9 \text{ кА};$$

11. Рассчитываем токи КЗ в точке К-1:

$$I_{к1-1} = \frac{I_6}{X_{рез}};$$

где I_k – ток КЗ в точке К-1

Находим ток КЗ в точке К-1 для присоединения Мотор:

$$I_{к1-1} = \frac{0,5}{0,0984} = 5,08 \text{ кА};$$

Находим ток КЗ в точке К-1 для присоединения СвТЭЦ:

$$I_{к1-2} = \frac{0,5}{0,0438} = 11,41 \text{ кА};$$

Находим ток КЗ в точке К-1 для присоединения СУГРЭС-1:

$$I_{к1-3} = \frac{0,5}{0,1585} = 3,15 \text{ кА};$$

Находим ток КЗ в точке К-1 для присоединения Калининская-3:

$$I_{к1-4} = \frac{0,5}{0,0802} = 6,23 \text{ кА};$$

Находим ток КЗ в точке К-1 для присоединения Калининская-1:

$$I_{к1-5} = \frac{0,5}{0,0135} = 37,03 \text{ кА};$$

Находим ток КЗ в точке К-1 для присоединения Звезда:

$$I_{к1-6} = \frac{0,5}{0,0841} = 5,9 \text{ кА};$$

Находим ток КЗ в точке К-1 для присоединения СУГРЭС-2:

$$I_{k1-7} = \frac{0,5}{0,1585} 3,15 \text{ кА};$$

Находим ток КЗ в точке К-1 для присоединения Калининская-2:

$$I_{k1-8} = \frac{0,5}{0,0135} 37,03 \text{ кА};$$

12. Рассчитываем мощность КЗ в точке К-1:

$$S_{k1} = S_0 / X_{\text{рез}};$$

где S_{k1} мощность КЗ для точки К-1

Находим мощность КЗ в точке К-1 для присоединения Мотор:

$$S_{k1-1} = \frac{100}{0,0984} = 1016,2 \text{ МВА};$$

Находим мощность КЗ в точке К-1 для присоединения СвТЭЦ:

$$S_{k1-2} = \frac{100}{0,0438} = 22832 \text{ МВА};$$

Находим мощность КЗ в точке К-1 для присоединения СУГРЭС-1:

$$S_{k1-3} = \frac{100}{0,1585} = 631 \text{ МВА};$$

Находим мощность КЗ в точке К-1 для присоединения Калининская-3:

$$S_{k1-4} = \frac{100}{0,0802} = 1246,8 \text{ МВА};$$

Находим мощность КЗ в точке К-1 для присоединения Калининская-1:

$$S_{k1-5} = \frac{100}{0,0135} = 7407,4 \text{ МВА};$$

Находим мощность КЗ в точке К-1 для присоединения Звезда:

$$S_{k1-6} = \frac{100}{0,0841} = 1189 \text{ МВА};$$

Находим мощность КЗ в точке К-1 для присоединения СУГРЭС-2:

$$S_{k1-7} = \frac{100}{0,0135} = 7407,4 \text{ МВА};$$

Находим мощность КЗ в точке К-1 для присоединения Калининская-2:

$$S_{k1-8} = \frac{100}{0,0135} = 7407,4 \text{ МВА};$$

13. Определяем значение теплового импульса для удалённого КЗ:

$$W_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a);$$

где $t_{\text{откл}}$ длительность КЗ, с, принимаем равным 0,1;

V_k – расчетный тепловой импульс тока КЗ.

Определяем значение теплового импульса для удалённого КЗ присоединения Мотор:

$$V_{k1-1} = 5,08 \cdot (0,1 + 0,02) = 0,6;$$

Определяем значение теплового импульса для удалённого КЗ присоединения СвТЭЦ:

$$V_{k1-2} = 11,41 \cdot (0,1 + 0,02) = 1,37;$$

Определяем значение теплового импульса для удалённого КЗ присоединения СУГРЭС-1:

$$V_{k1-3} = 3,15 \cdot (0,1 + 0,02) = 0,37;$$

Определяем значение теплового импульса для удалённого КЗ присоединения Клининская-3:

$$V_{k1-4} = 6,23 \cdot (0,1 + 0,02) = 0,74;$$

Определяем значение теплового импульса для удалённого КЗ присоединения Клининская-1:

$$V_{k1-5} = 37,03 \cdot (0,1 + 0,02) = 4,4;$$

Определяем значение теплового импульса для удалённого КЗ присоединения Звезда:

$$V_{k1-6} = 5,94 \cdot (0,1 + 0,02) = 0,71;$$

Определяем значение теплового импульса для удалённого КЗ присоединения СУГРЭС-2:

$$V_{k1-7} = 3,15 \cdot (0,1 + 0,02) = 0,37;$$

Определяем значение теплового импульса для удалённого КЗ присоединения Клининская-2:

$$V_{k1-8} = 37,03 \cdot (0,1 + 0,02) = 4,4;$$

14. Определяем номинальный ток силового трёхобмоточного трансформатора:

$$I_{ном} = 0,65 \cdot S_{ном Т} / \sqrt{3} \cdot U_{ном};$$

где $S_{ном}$ мощность трансформатора в ряду, кВА;

$I_{ном}$ - номинальный ток, А.

$$I_{\text{ном}} = 0,65 \cdot \frac{40}{\sqrt{3}} \cdot 115 = 1728 \text{ А};$$

15. Определяем наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима:

$$I_{\text{max}} = I_{\text{ном}} \cdot 2;$$

где I_{max} - наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима, А.

$$I_{\text{max}} = 1728 \cdot 2 = 3456,3 \text{ А};$$

2.4 Выбор оборудования

Выбор оборудования является основным этапом проектирования распределительных устройств любого класса напряжения. Правильный выбор коммутационных аппаратов обеспечит надёжность работы электроустановки как при аварийном, так и при нормальном режимах работы распределительного устройства. Выбор оборудования, не соответствующего расчётным параметрам может привести как к излишним затратам на и без того дорогое оборудование в случае завышения параметров оборудования по отношению к расчётным, что является экономически не целесообразным, так и к выходу из строя установленного электрооборудования, электроустановки и даже энергосистемы в целом в случае, когда оборудование не будет соответствовать расчётным параметрам.

Выбор высоковольтных выключателей допускается осуществлять по следующим параметрам:

- номинальное напряжение электроустановки $U_{\text{ном.в}} \geq U_{\text{ном.у}}$;
- по длительно допустимому току $I_{\text{ном.в}} \geq I_{\text{max}}$;
- по отключающей способности $I_{n,\tau} < I_{\text{откл.ном}}$;
- по термической стойкости $I_{\text{терм.в.}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \geq B_k$;
- по электродинамической стойкости $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$;

где $I_{n,\tau}$ - действующее значение периодической составляющей тока КЗ в момент τ расхождения контактов выключателя;

$I_{\text{терм.в}}$ - предельный ток термической стойкости;

$t_{\text{терм}}$ - время протекания тока термической стойкости. При $U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ $t_{\text{терм}} = 3\text{с}$;

$i_{\text{дин}}$ - амплитудное значение тока динамической стойкости.

КРУЭ-110 представляет собой сборную ячейку, включающую в себя как выключатель, так и разъединители с заземлителями. Поэтому имеет смысл комплексный подход к выбору оборудования каждого присоединения.

Выбор разъединителей осуществляется с соблюдением следующих параметров:

- номинальное напряжение электроустановки $U_{\text{ном.в}} \geq U_{\text{ном.у}}$;
- по длительно допустимому току $I_{\text{ном.в}} \geq I_{\text{max}}$;
- по термической стойкости $I_{\text{терм.в}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \geq B_k$;
- по электродинамической стойкости $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$;

В процессе разработки проекта реконструкции ОРУ-110 ПС Свердловская рассматривались два различных КРУЭ-110. Одним из рассматриваемых вариантов был КРУЭ-110 типа GT01, а другим был КРУЭ типа ЯГТ-110. В процессе разработки проекта предпочтение было отдано варианту номер два ЯГТ-110 т.к. данный вариант при наличии характеристик, практически полностью соответствующих первому варианту, имеет меньшую цену и меньший срок доставки на место установки оборудования.

Выбираем ячейку КРУЭ-110 серии ЯГТ-110. Технические характеристики данного электрооборудования приведены в таблице 4. Дальнейший выбор коммутационного оборудования осуществляем в табличной форме в таблице 5 представленной в приложении «В».

Таблица 4 – Технические характеристики ячеек КРУЭ серии ЯГТ-110

№	Наименование параметра	Значение
1	Номинальное напряжение, кВ	110
2	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
3	Номинальный ток отключения выключателя, кА	50

4	Параметры сквозного тока короткого замыкания:	
5	Наибольший пик (ток электродинамической стойкости) $i_{\text{дин}}$, кА	125
6	Среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости) $I_{\text{терм}}$, кА	50
7	Время протекания тока термической стойкости, с	3
8	Испытательное напряжение промышленной частоты 50 Гц, кВ	230
9	Испытательное напряжение грозового импульса, кВ	520
10	Параметры трансформаторов тока	
11	Класс точности вторичных обмоток	
12	Для учёта	0,2S
13	Для измерений	0,5S; 0,2; 0,5
14	Для защиты	5P; 10P
15	Параметры трансформаторов напряжения	
16	Класс точности вторичных обмоток	
17	Для учёта	0,2
18	Для измерений	0,2; 0,5
19	Для защиты	3P
20	Номинальный ток, А	
21	Линейной ячейки	3150
22	Сборных шин	4000

Перечисленные в таблице 4 параметры также актуальны для используемых в ячейках КРУЭ разъединителей.

В процессе замены оборудования будут установлены 10 линейных модулей для подключения всех имеющихся ВЛ-110, а также двух силовых трансформаторов с возможностью осуществлять питание ВЛ как с первой, так и со второй системы шин. Помимо них будет установлен модуль

шиносоединительного выключателя для обеспечения возможности взаиморезервирования систем шин 110 кВ. Каждый используемый модуль помимо коммутационных аппаратов включает в себя встроенные трансформаторы тока обеспечивающие учёт, измерение и защиту каждого присоединения.

Также на каждую из систем шин 110 кВ будут установлены по одному модулю с трансформаторами напряжения для обеспечения учёта измерения и защиты электрооборудования.

Таким образом в конечном итоге мы получим схему ПС в виде двойной секционированной системы шин. Однолинейная схема ПС после реконструкции представлена на рисунке 11 в приложении Г.

2.5 Расчёт заземляющего устройства

Заземления электроустановок подразделяют на несколько видов:

- Рабочее заземление;
- защитное и заземление;
- грозозащитное заземления.

Рабочее заземление необходимо для создания определенного режима работы электроустановки в нормальных и аварийных режимах. В качестве примера рабочего заземления можно представить заземление нейтрали силовых и измерительных трансформаторов.

Защитное заземление используется для защиты людей и животных от поражения электрическим током при замыкании электроустановки на нетоковедущие металлические части при пробое изоляции.

Грозозащитное заземление для эффективной защиты от перенапряжений, предусматривает заземление стержневых и тросовых молниеотводов, порталов распределительных устройств и разрядников.

Обычно на подстанциях для выполнения всех трех типов заземления используют одно заземляющее устройство. Согласно действующим правилам

устройства электроустановок (ПУЭ) сопротивление заземляющих устройств в трансформаторных подстанциях напряжением 110 кВ $R_3 = 0,5 \text{ Ом}$.

КРУЭ-110 серии ЯГТ-110 имеет класс исполнения УХЛ-2 и располагается внутри модульного здания. Учитывая максимальную высоту длину и суммарную ширину всех ячеек, а также наличие вспомогательного оборудования вторичных цепей КРУЭ-110, с учётом возможности расположения оборудования по ремонту и демонтажу отдельных элементов КРУЭ и возможностью въезда выезда техники примерные габариты здания составляют $61 \times 10 \times 6 \text{ м}$.

Контур заземления выполняется в виде прямоугольника $61 \times 10 \text{ м}$.

Т.к. в районе установки КРУЭ грунт представляет из себя суглинок с измеренным удельным сопротивлением 60 Ом/м .

Заземление выполняется стальными уголками $50 \times 50 \times 4 \text{ мм}$ длиной 3 м заглубленными на $0,7 \text{ м}$ от поверхности земли и связанными между собой полосой сечением $40 \times 4 \text{ мм}$.

1. Определяем расчётное сопротивление грунта:

$$r_{\text{расч}} = K_c \cdot K_1 \cdot r;$$

где K_c - коэффициент сезонности равный - 1,1;

K_1 - коэффициент, учитывающий состояние грунта и равный - 1,15;

r - удельное сопротивление грунта равный - 60;

$$\rho_{\text{расч}} = 1,1 \cdot 1,15 \cdot 60 = 75,9 \text{ Ом/м};$$

2. Определяем сопротивление одиночного вертикального электрода:

$$R_{\text{в.о.}} = \frac{\rho_{\text{расч}}}{2\pi \cdot l_{\text{в}}} \cdot \left(\text{Ln} \frac{2 \cdot l_{\text{в}}}{d} + 0,5 \text{Ln} \frac{4l_{\text{в}} + 7t_1}{l_{\text{в}} + 7t_1} \right);$$

где $l_{\text{в}}$ - длина вертикального электрода, м;

t_1 - расстояние от поверхности земли до верхнего конца вертикального электрода, м;

$d = 0,95 \times \text{в}$ - где в - ширина полки уголка, м.

$$R_{\text{в.о.}} = \frac{75,9}{2 \cdot 3,14 \cdot 3} \cdot \left(\text{Ln} \frac{2 \cdot 3}{0,95 \cdot 0,05} + 0,5 \text{Ln} \frac{4 \cdot 3 + 7 \cdot 0,7}{3 + 7 \cdot 0,7} \right) = 21 \text{ Ом};$$

3. Определяем ориентировочное число вертикальных заземлителей:

$$n = \frac{R_{\text{ВО}}}{R_3 \cdot K_{\text{ИБ}}};$$

где $K_{\text{ИБ}}$ - коэффициент использования вертикальных электродов, $K_{\text{ИБ}} = 0,8$;

$$n = \frac{21}{0,5 \cdot 0,8} = 52,5 \text{ шт.}$$

Округляем полученное число в большую сторону для получения целого числа, $n = 53$ шт.

4. Рассчитываем сопротивление грунта, с учетом коэффициента сезонности и коэффициента учитывающего состояние грунта, для горизонтальных заземлителей:

$$r_{\text{расч}} = 1,1 \times 1,15 \times 60 = 75,9 \text{ Ом/м};$$

5. В соответствии с числом электродов и их размещением определяем сопротивление горизонтальных соединительных электродов.

$$R_{\Gamma} = \frac{\rho_{\text{расч}}}{2\pi \cdot l_2 \cdot K_{\text{иг}}} \cdot \text{Ln} \frac{l_2^2}{t_2 \cdot d};$$

где l_2 - длина горизонтального электрода, м;

$K_{\text{иг}}$ - коэффициент использования горизонтального электрода, $K_{\text{иг}} = 0,8$

t_2 - расстояние от поверхности земли до горизонтального заземлителя, м;

d - диаметр электрода, для полосы принимают равным половине ширины полосы, м.

$$R_{\Gamma} = \frac{75,9}{2 \cdot 3,14 \cdot 142 \cdot 0,8} \cdot \text{Ln} \frac{160^2}{0,7 \cdot 0,5 \cdot 0,04} = 1,55 \text{ Ом};$$

6. Определяем сопротивление вертикальных электродов с учётом сопротивления горизонтального заземлителя:

$$R_{\text{В}} = \frac{R_{\Gamma} \cdot R_3}{R_{\Gamma} - R_3} = \frac{1,5 \cdot 0,5}{1,5 - 0,5} = 0,75 \text{ Ом.}$$

7. Уточняем количество вертикальных электродов:

$$n_y = \frac{R_{\text{ВО}}}{R_{\text{В}} \cdot K_{\text{ИБ}}} = \frac{21}{0,8 \cdot 0,75} = 35 \text{ шт.}$$

Окончательное число вертикальных электродов принимают из условий размещения, но не меньше чем n_y . Принимаем $n_0 = 35$ шт.

8. Определяем результирующее сопротивление заземляющего устройства:

$$R_k = \frac{\frac{1}{n_0} \cdot \frac{R_{BO}}{K_{ИВ}} \cdot R_{Г}}{\frac{R_{BO}}{n_0 \cdot K_{ИВ}} + R_{Г}} = \frac{\frac{1}{35} \cdot \frac{21}{0,8} \cdot 1,55}{\frac{21}{35 \cdot 0,8} + 1,55} = 0,35 \text{ Ом.}$$

Полученный результат должен удовлетворять следующее условие:

$$R_k < R_3;$$

$$0,35 < 0,5;$$

Таким образом видно, что выполненный расчёт удовлетворяет требования ПУЭ.

2.6 Расчёт молниезащиты

Молниезащита представляет собой устройство, которое предназначено для защиты оборудования, зданий, сооружений и людей, находящихся в зоне действия молниезащиты от поражения током молнии при прохождении грозового фронта. Устройство молниезащиты представляет из себя опору заданной длины изготовленную из дерева или бетона с находящимся на конце металлическим штырём длиной около полутора метров соединённого металлическим проводником с основным контуром заземления, что способствует рассеиванию электрического тока разряда молнии. Помимо этого, также применяются молниеотводы, устанавливаемые на металлические приёмные порталы воздушных линий электропередач, установленных на ОРУ подстанций всех классов напряжения.

Внешняя молниезащита подразделяется на следующие виды:

- молниеприемная сеть;
- натянутый молниеприемный трос;
- молниеприемный стержень.

Молниезащита подразделяется на несколько категорий в зависимости от различных параметров, таких как:

- класс взрывоопасности;
- класс пажароопасности;
- Вероятность поражения молнией.

Всего разделяют три основных категории молниезащиты:

- I – это промышленные здания со взрывоопасными зонами классов В-1 и В-2.
- II - это производственные объекты с зонами классов В-1а, В-1б и В-2а при условии, что эти зоны занимают не менее 30 % всего здания.
- III - это наружные установки класса П-3, зданий 3 и 4 степени огнестойкости при продолжительности грозы от 20 часов в год и более.

На практике наиболее часто применяются стержневые и тросовые молниеотводы.

В зависимости от типа установленного молниеотвода изменяется и форма защищаемой им области. В данной работе рассматривалась одиночностержневая система молниеотвода, имеющая форму конуса.

Параметрами рассматриваемого здания являются:

S - ширина здания = 10 м.

L - длина здания = 61 м.

h_x - наибольшая высота здания = 6 м.

1. При расчёте параметров молниеотвода необходимо определить ожидаемое количество поражений молнией в год для зданий и сооружений прямоугольной формы:

$$N = [(S + 6h_x)(L + 6h_x) - 7,7 \cdot h_x^2] \cdot n \cdot 10^{-6};$$

где n – среднегодовое число ударов молнии на 1 км. В месте нахождения здания, для г. Екатеринбург n = 4;

N - ожидаемое количество поражений молнией в год/

$$N = [(10 + 6 \cdot 6)(61 + 6 \cdot 6) - 7,7 \cdot 6^2] \cdot 4 \cdot 10^{-6} = 0,53$$

Значения N находятся в пределах $0,1 < N \leq 2$, следовательно, зона защиты

Б.

2. Определяем зону защиты по высоте здания:

$$r_x = \sqrt{61^2 + 30,5^2} = 68,2 \text{ м.}$$

где r_x – радиус зоны защиты по высоте здания.

3. Определяем высоту молниеотвода:

$$h = \frac{r_x + 1,63h_x}{1,5};$$

где h – высота молниеотвода.

$$h = \frac{68,2 + 1,63 \cdot 6}{1,5} = 52 \text{ м.}$$

4. Определяем радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = 1,5h;$$

где r_0 – радиус зоны защиты на уровне земли.

$$r_0 = 1,5 \cdot 52 = 78 \text{ м.}$$

5. Определяем высоту зоны защиты:

$$h_0 = 0,92h;$$

где h_0 – высоту зоны защиты.

$$h_0 = 0,92 \cdot 52 = 47,84 \text{ м.}$$

Схема расчёта молниезащиты показана на рисунке 12.

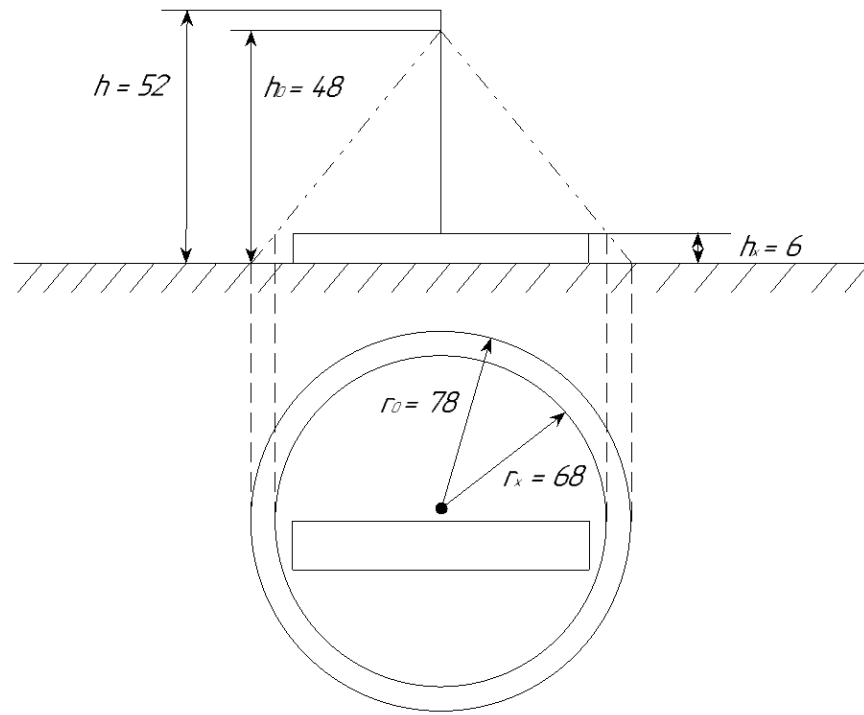


Рисунок 12 – Расчётная схема молниезащиты здания КРУЭ-110

3 РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ КРУЭ-110 ТИПА ЯГТ-110.

Комплектные распределительные устройства серии ЯГТ-110 предназначены для распределения и передачи электрической энергии заданного класса напряжения потребителям через воздушные или кабельные линии электропередач к распределительным подстанциям или находясь в пределах подстанции к силовым трансформаторам, осуществляющим трансформацию электроэнергии из одного класса напряжения в другой с установленной мощностью.

К обслуживанию данного оборудования допускается персонал специализированных организаций, осуществляющих монтаж, наладку и техническое обслуживание данного оборудования, а также персонал в зоне обслуживания которого находится данное оборудование и для которого знание настоящего руководства является обязательным.

Данное руководство распространяется на оборудование данного типа и класса напряжения включая все модификации не входящие в комплект поставки. Применение данного руководства для оборудования другого класса напряжения марки не допускается.

В процессе эксплуатации указанное оборудование находится под рабочим напряжением 110 кВ. Каждый элемент электроустановки заполнен элегазом под рабочим избыточным давлением 0,25 Мпа. Привода выключателей и разъединителей имеют подвижные элементы, находящиеся под натяжением установленных там пружин. Не надлежащая эксплуатация оборудования может привести повреждению оборудования и нанесению вреда жизни, и здоровью обслуживающего персонала.

3.1 Описание и работа

3.1.1 Назначение

Оборудование КРУЭ-110 серии ЯГТ-110 предназначено для передачи и распределения электроэнергии напряжением 110 кВ. в условиях густонаселённых городов с маленькими территориями, не позволяющими выполнить постройку полноценного открытого распределительного устройства.

3.1.2 Технические характеристики

ЯГТ-110 представляет собой комплект секций различного назначения предназначенных для подключения трансформаторов напряжения, трансформаторов тока, силовых трансформаторов и присоединений ВЛ и КЛ потребителей и питания самого распределительного устройства. Все секции КРУЭ состоят из отдельных модулей что обеспечивает хорошую гибкость в плане компоновки оборудования, что позволяет расположить оборудование КРУЭ на довольно небольших площадях. Благодаря расположению всех токоведущих частей в закрытом исполнении в среде, заполненной элегазом появляется возможность расположения всей электроустановки в закрытом исполнении в пределах модульного здания, что в свою очередь целесообразно при расположении электроустановки в пределах густонаселённых городов.

Технические характеристики данного оборудования приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Технические характеристики выключателей и разъединителей

№	Наименование параметра	Значение
–	Номинальное напряжение, кВ	110
–	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126

–	Номинальный ток отключения выключателя, кА	50
–	Параметры сквозного тока короткого замыкания:	
–	Наибольший пик (ток электродинамической стойкости) $i_{\text{дин}}$, кА	125
–	Среднеквадратичное значение тока за время его протекания (ток термической стойкости) $I_{\text{терм}}$, кА	50
–	Время протекания тока термической стойкости, с	3
–	Испытательное напряжение промышленной частоты 50 Гц, кВ	230
–	Испытательное напряжение грозового импульса, кВ	520

3.1.3 Состав изделия

Стандартная ячейка для присоединения ВЛ (КЛ) состоит из:

- 1) Выключатель элегазовый;
- 2) Комбинированный разъединитель и выключатель заземления на время обслуживания
- 3) Выключатель заземления быстрого срабатывания
- 4) Трансформатор тока
- 5) Трансформатор напряжения
- 6) Концевая заделка кабеля

Компоновка оборудования ячейки может быть изменена по требованию заказчика.

3.1.4 Устройство и работа

Отключение электрической нагрузки в нормальной или аварийном режимах производится элегазовым выключателем.

Для создания разрыва электрической цепи после отключения выключателя используются разъединители. В зависимости от цели отключения и состава ячейки могут быть отключены как шинные разъединители, так и линейный.

Для создания соединения части электроустановки со снятым напряжением используются заземлители, расположенные в блоках совместно с разъединителями.

3.1.5 Средства измерения, инструмент и приспособления

Для контроля уровня напряжения и защиты используются блоки с элегазовыми трансформаторами напряжения.

Для измерения величины тока и защиты используются блоки с элегазовыми трансформаторами тока.

Для контроля давления элегаза в отсеках ячеек присоединений используются денсиметры, показанные на рисунке 13.



Рисунок 13 – Денсиметр контроля уровня элегаза марки GDM-110

Денсиметры контроля элегаза устанавливаются на каждую ячейку присоединения и показывают относительное давление элегаза в выключателе. Нормальное относительное давление элегаза в выключателе составляет 0,25 Мпа. Для удобства контроля уровня давления обслуживающим персоналом на шкале давления нанесена цветовая схема, показывающая

соответствии величины давления изменяющуюся в зависимости от температуры окружающей среды.

Также в комплект поставки входит переносной течеискатель показанный на рисунке 14.



Рисунок 14 – Течеискатель марки dilo 3-033-r002

Течеискатель предназначен для отыскания места утечки в случае падения давления ниже минимально допустимого уровня.

Оборудование ячеек ЯГТ-110 является не обслуживаемым с точки зрения выполнения ремонтных работ. Все ремонтные работы и работы по наладке, проверке и испытаниям данного электрооборудования выполняются персоналом завода изготовителя по условиям гарантии. Гарантийный срок эксплуатации составляет 50 лет. Персона осуществляющий эксплуатацию указанного электрооборудования осуществляет контроль давления элегаза в корпусах блоков по стационарным денсиметрам и в случае обнаружения падения давления элегаза в оборудовании вывести оборудование из эксплуатации и произвести подкачку элегаза в соответствии с заводскими параметрами оборудованием, входящим в комплект поставки КРУЭ.

3.1.6 Маркировка и пломбирование

После сборки основных составных частей ячеек КРУЭ на каждую ячейку наносится табличка с номинальными параметрами электрооборудования. На корпусе ячейки указывается места строповки. В механическом приводе указываются номинальные параметра, установленного в него электрооборудования. Напряжение привода составляет 220 В переменного тока. Вывода вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения также маркируются. Первичная обмотка имеет А; В; С; Х, а вторичных а; в; с; х соответственно.

Каждый элемент ячейки, собранный на заводе и не подлежащий разборке в виду того, что это может привести к выходу из строя оборудования пломбируется пломбами завода изготовителя. К таким элементам относятся денсиметры и блоки КРУЭ в местах стыковки их друг с другом.

3.1.7 Упаковка

После сборки на заводе и при подготовке к транспортировке оборудования к месту установки все составные части оборачиваются в защитную плёнку чтобы не допустить повреждения корпуса оборудования и помещаются в деревянные транспортировочные ящики с указанием на них названия элемента, веса контейнера с грузом, веса груза и указанием места доставки груза. На контактные части наносится транспортная смазка, которая удаляется непосредственно перед монтажом оборудования.

3.2 Работа

3.2.1 Работа выключателя

Выключатель является одним из основных блоков КРУЭ. В КРУЭ применяются различные модификации выключателей в зависимости от требований заказчика которые отличаются по своим номинальным параметрам.

Выключатель имеет в своей основе лёгкую модернизированную дугогасительную камеру. Благодаря своему малому весу, стабильным характеристикам и низкому уровню шума при срабатывании данный выключатель обладает отличными эксплуатационными качествами. Горизонтальное расположение дугогасительной камеры обеспечивает низкое расположение центра масс, что важно при установке выключателя в сейсмических районах и рациональное использование внутреннего объёма, занятого КРУЭ.

Гашение дуги в дугогасительной камере происходит следующим образом:

При размыкании главных контактов 2 и 4 поршень начинает сжимать газ в камере высокого давления. При размыкании дугогасительных контактов зажигается дуга, которая начинает обдуваться сжатым газом через отверстия во второпластовых соплах 1. При достижении температуры газа определённого значения и, следовательно, дальнейшего повышения давления открываются клапаны в камерах высокого давления и начинается интенсивный обдув контактов 1 и 4 потоком газа, получающим энергию от самой дуги.

Таким образом для гашения дуги требуется существенно меньше энергии привода, по сравнению с «классическим» гашением дуги за счёт энергии поршня. Дугогасительная камера и её элементы показаны на рисунке 15.

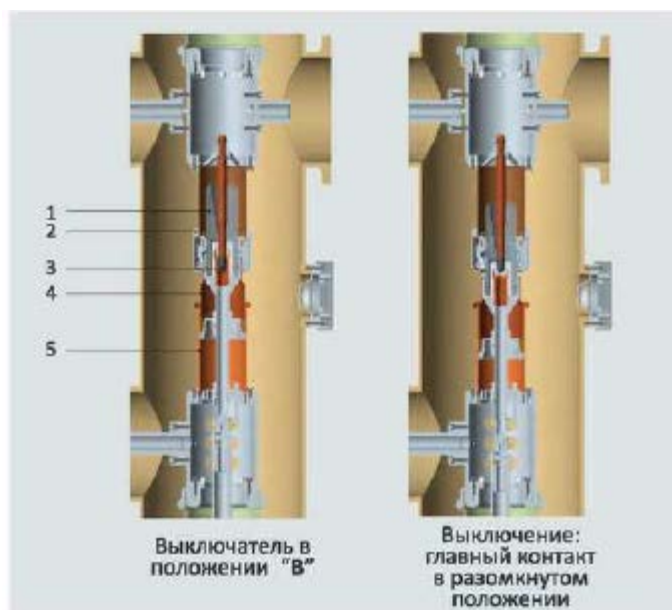


Рисунок 15 – Дугогасительная камера выключателя

1 – сопло; 2 – главный неподвижный контакт; 3 - дугогасящие контакты; 4 – главный подвижный контакт; 5 – контактный цилиндр.

3.2.2 Разъединитель и заземлитель

Конструкция элегазового разъединителя КРУЭ представляет собой подвижный контакт, соединённый при помощи изоляционной тяги с валом привода, при этом неподвижный контакт разъединителя закреплён на изоляционной распорке с противоположной стороны. Все элементы разъединителя помещены в заполненный элегазом алюминиевый корпус.

Заземлитель КРУЭ предназначен для заземления элементов в нормальном режиме работы, а также для отключения наведённых токов.

Согласно требованиям безопасности корпуса разъединителей и заземлителей, снабжены смотровыми окнами для визуального контроля работоспособности данных коммутационных аппаратов.

На приводах коммутационных аппаратов установлены указатели положения контактов доступные для обзора из любой точки помещения зала в котором установлено КРУЭ. Разъединитель и заземлитель показаны на рисунке 16.

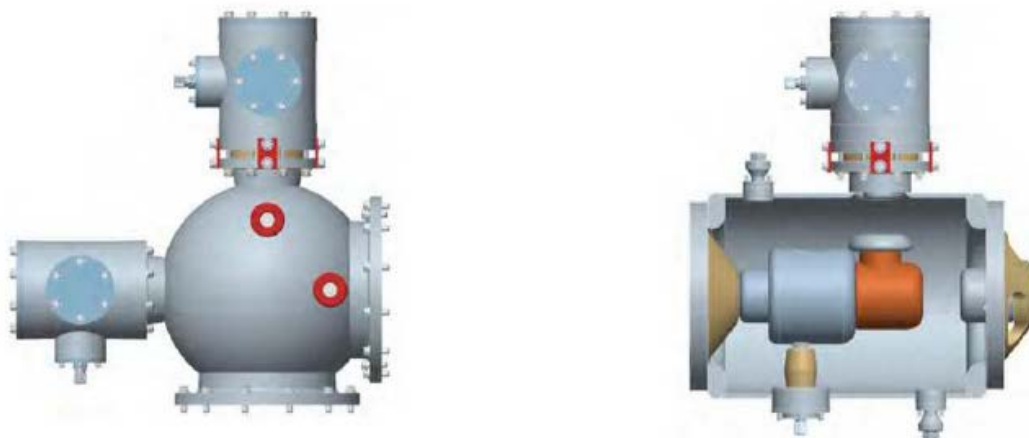


Рисунок 16 – Разъединитель и заземлитель КРУЭ

3.2.3 Быстродействующий заземлитель

Быстродействующий заземлитель (БЗД) осуществляет заземление токоведущих частей КРУЭ с высокой скоростью перемещения контакта при оперировании. БЗД устанавливается для защиты КРУЭ и обслуживающего персонала от возможных ошибок оперирования или возникновения нештатных ситуаций на отходящих линиях.

В случае, если при оперировании заземлителем по какой-либо причине на заземлённом элементе КРУЭ оказывается рабочее напряжение, то заземление неизбежно вызовет КЗ с протеканием полного тока через контакт заземлителя. При медленном включении возникает предварительный пробой между контактами и происходит горение электрической дуги, которое вызывает сильное обгорание контактов заземлителя и стремительное повышение давления элегаза в объёме секции, что вызывает срабатывание предохранительной мембраны.

Благодаря высокой скорости движения контактов БЗД становится возможным избежать аварийной ситуации, и даже при заземлении элемента КРУЭ находящегося под напряжением, не происходит срабатывание предохранительной мембраны и КРУЭ сохраняет свою работоспособность.

Привод БДЗ, в отличие от привода обычного заземлителя, укомплектован пружинным блоком двухстороннего действия, позволяющим с помощью взводимой пружины увеличить скорость движения подвижного контакта до необходимого значения. Быстрое срабатывание происходит как при включении, так и при отключении заземлителя. Быстродействующий заземлитель показан на рисунке 17.

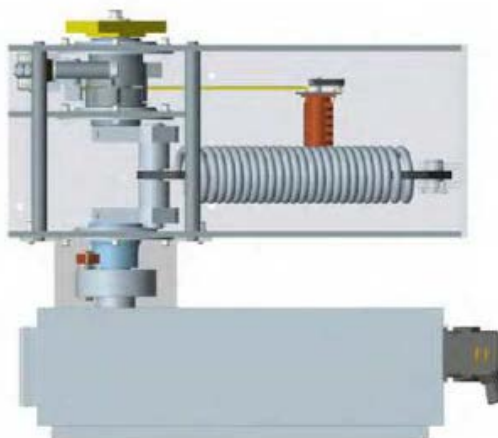


Рисунок 17 – Быстродействующий заземлитель

3.2.4 Маркировка и пломбирование

Каждая из перечисленных выше частей КРУЭ имеет свой индивидуальный заводской номер, присваиваемый на заводе при производстве. Все номера заносятся в общую базу, что в свою очередь помогает осуществлять контроль за всеми произведёнными компонентами КРУЭ.

Все конструктивные элемента используемые при производстве КРУЭ перед транспортировкой упаковываются в специальную защитную плёнку не допускающую попадание влаги на конструктивные элементы.

На все подвижные элементы и трущиеся части наносится специальная транспортная смазка предотвращающая образование ржавчины.

3.3 Использование по назначению

3.3.1 Эксплуатационные ограничения

Не допускается использование данного распределительного устройства КРУЭ в случаях если:

- один или более параметров, указанных в паспорте завода изготовителя, не соответствует параметрам проектируемой или реконструируемой электроустановке;
- в процессе эксплуатации выявляется низкий уровень элегаза в ячейки присоединения связанный с нарушением герметичности оборудования;
- результаты приёмосдаточных испытаний электрооборудования не соответствуют заводским параметрам;
- условия эксплуатации оборудования нарушают требования завода изготовителя;
- персонал эксплуатирующий данную электроустановку не ознакомлен с данной инструкцией по эксплуатации.

3.3.2 Подготовка изделия к использованию

Пред установкой на заранее подготовленное место собранные ячейки КРУЭ извлекаются из транспортировочных коробов после чего с них удаляется защитная плёнка. С контактных элементов и подвижных частей приводов удаляется нанесённая на заводе транспортная смазка. При необходимости выполняется протирка элементов ячеек чистой сухой ветошью.

Перед началом сборочных работ каждый отдельный элемент и ячейки в сборе проверяются визуальным осмотром на наличие или отсутствие повреждений, полученных при транспортировке. Проверяются на наличие дефектов резиновые уплотнения, используемые для герметизации сборных

отсеков. Проверяется работоспособность и сроки поверки всех измерительных приборов устанавливаемые на КРУЭ.

Пред заправкой КРУЭ элегазом он проверяется на содержания влаги путём проверки его через газоанализатор. Процентное содержание влаги в используемом газе не должно превышать 0,1 %.

После монтажа и заправки КРУЭ элегазом проводятся приёмосдаточные испытания в объеме, устанавливаемом заказчиком. Все полученные данные должны соответствовать заводским параметрам.

3.3.3 Использование изделия

В процессе эксплуатации КРУЭ обслуживающий персонал должен осуществлять как периодический контроль уровня давления элегаза не менее одного раза в месяц, так и осмотр непосредственно перед и после производства необходимых переключений. Помимо этих осмотров также необходимо выполнять осмотр после работы КРУЭ в аварийном и послеаварийном режимах.

Контроль осуществляется по средствам наблюдения за показаниями денсиметров, а также проверка наличия утечки элегаза из оборудования при помощи течеискателя. Течеискателем проверяются места возможной утечки элегаза, а также наиболее низкие участки где возможно скапливание элегаза.

В случае необходимости выполнить дозаправку элегаза в КРУЭ после срабатывания мембраны предотвращающее скапливание избыточного давления внутри КРУЭ предварительно необходимо:

- выполнить отключения необходимые для обесточивания места производства работ;
- выполнить заземление участка КРУЭ на котором предстоит производить работы путём включения заземления со всех сторон откуда может быть подано напряжение;

– выполнить дозаправку КРУЭ элегазом при помощи редуктора и переходников входящими в комплект поставки КРУЭ. (ВНИМАНИЕ! Запрещается дозаправка элегаза не входящего в комплект поставки КРУЭ без предварительной проверки на влагосодержание).

При производстве необходимых переключений необходимо чётко знать и представлять схему данной электроустановки. Производить переключения в последовательности не нарушающей заводские установки и не выводя из строя блокировки предотвращающие ошибочные действия персонала.

Во время производства переключений необходимо соблюдать действующие межотраслевые правила по охране труда при работе в электроустановках (ПОТ Р М-016-2001, РД 153-34.0-03.150-00).

3.3.4 Действия в экстремальных ситуациях

В процессе эксплуатации возможно возникновение неисправности электромагнитных блокировок, препятствующих производству необходимых переключений. В данной ситуации необходимо незамедлительно обратиться в организацию, осуществляющую монтажные и наладочные работы.

При возникновении пожароопасной ситуации на объекте не связанного с повреждением оборудования КРУЭ допускается тушение пожара находящимися в помещении углекислотными огнетушителями типа ОУ-5 без вывода оборудования в ремонт.

При возникновении пожара связанного с воспламенением оборудования КРУЭ приступать к ликвидации пожара разрешается только после снятия напряжения со всей электроустановки. Тушение электроустановки водой запрещено!

3.4 Техническое обслуживание

Проведение технического обслуживания КРУЭ и его составных частей в процессе его эксплуатации не требуется.

3.5 Текущий ремонт

Проведение текущего ремонта КРУЭ и его составных частей в процессе его эксплуатации в пределах его гарантийного срока службы не требуется.

3.6 Хранение

3.6.1 Постановка КРУЭ на хранение и снятие с хранения

При постановке КРУЭ на хранение необходимо выполнить мероприятия, указанные в подразделе 3.1.7 настоящего руководства с составлением перечня оборудования с описанием технического состояния всех элементов.

При снятии КРУЭ с хранения необходимо выполнить мероприятия, указанные в подразделе 3.3.2 настоящего руководства с предварительной проверкой состояния комплектации оборудования согласно имеющегося перечня.

3.6.2 Меры безопасности при подготовке КРУЭ к хранению

При подготовке КРУЭ к хранению необходимо соблюдать меры безопасности при работе с сосудами под давлением спуске элегаза из оборудования.

При производстве погрузочно-разгрузочных работ необходимо соблюдать правила по работе с подомными сооружениями (ПС) чтобы не допустить повреждения оборудования и травмирования людей. Работы с ПС допускается выполнять только при наличии проекта производства работ (ППР)

под контролями специалистов, прошедших обучение и имеющих специальное удостоверение.

3.6.3 Условия хранения КРУЭ

Хранение КРУЭ осуществляется в специальных складских помещениях температура в которых не опускается ниже + 15 и не поднимается выше + 25 градусов Цельсия. Влажность воздуха не должна превышать 45 %. Освещённость складских помещений не нормируется. Срок хранения КРУЭ не составляет 25 лет.

3.6.4 Утилизация КРУЭ

После окончания срока эксплуатации и выхода оборудования КРУЭ из строя при необходимости допускается передача оборудования учебным центрам и полигонам. В случае полного списания оборудования оно утилизируется в соответствии с правилами специальными организациями, имеющими право на перевозку и утилизацию отходов класс «Б».

3.6.5 Предельные сроки хранения КРУЭ

При соблюдении правил хранения, указанных в подпункте 3.6.4 срок хранения КРУЭ составляет 25 лет. При изменении влажности воздуха до 65 % срок хранения уменьшается в двое. При увеличении температуры хранения до 30 градусов срок хранения составляет 10 лет.

3.7 Транспортировка КРУЭ

3.7.1 Требования к условиям транспортирования КРУЭ

Модули КРУЭ транспортируются в полностью собранном и отрегулированном виде автотранспортом, причём в стандартную еврофуру помещается минимум 3 модуля КРУЭ. Способ расположения КРУЭ в еврофуре показан на рисунке 18.

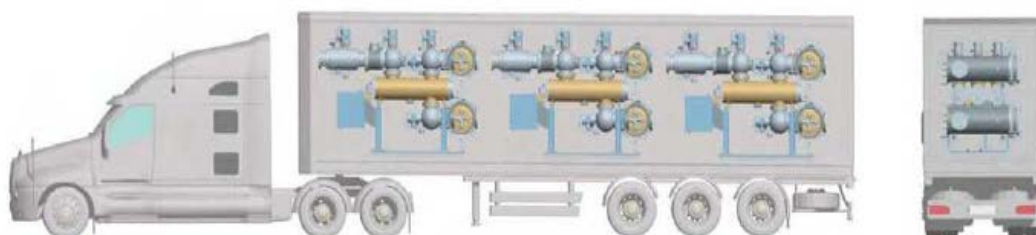


Рисунок 18 – Расположение КРУЭ в еврофуре

Низкий центр тяжести и конструкция опорной рамы позволяют осуществлять погрузочные работы с помощью вилочного погрузчика грузоподъёмностью 5 т.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе выполнена реконструкция ОРУ-110 узловой подстанции 110/35/10 кВ Свердловская с применением КРУЭ находящейся на территории города Екатеринбурга.

Работа была выполнялась в соответствии с требованиями ПУЭ, ПЭЭБ, ПТБ.

В ходе выполнения работы:

- произведён анализ существующего объекта;
- произведён расчёт токов короткого замыкания;
- произведён выбор и проверка устанавливаемого электрооборудования КРУЭ-110 типа ЯГТ-110 с встроенными коммутационными аппаратами, заземлителями, трансформаторами тока и напряжения распределительного устройства 110 кВ;
- произведен расчет защитного контура заземления и молниезащиты;
- составлено руководство по эксплуатации КРУЭ типа ЯГТ-110.

Сделаны следующие выводы:

- проведённая на ПС 110/35/10 кВ Свердловская реконструкция ОРУ – 110 кВ увеличивает надёжность работы энергосистемы;
- снижаются затраты на проведение ежегодного обслуживания оборудования 110 кВ;
- снижен наносимый экологический ущерб в виду экологичности оборудования;
- увеличена безопасность обслуживающего персонал в отношении поражения их электрическим током электроустановки в результате ошибок персонала.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 2.601-2013. Эксплуатационные документы. Единая система конструкторской документации. – Введ. 01.06.2014. – Москва: Межгос. Совет по стандартизации, метрологии и сертификации; Москва: Изд-во Стандартиформ, 2014
2. ГОСТ 2.610-206 Межгосударственный стандарт. Единая система конструкторской документации. Правила выполнения эксплуатационных документов; Москва: Изд-во Стандартиформ 2008
3. ГОСТ 28249-93 (2003). Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – Введ. 01.01.95, переиздан 08.2003. – Минск: Межгос. Совет по стандартизации, метрологии и сертификации; Москва: Изд-во стандартов, 1993
4. ГОСТ 7.82-2001. Библиографическая запись. Библиографическое описание электронных ресурсов. Общие требования и правила составления. – Введ. 30.06.2002. – Минск: Межгос. Совет по стандартизации, метрологии и сертификации; ИПК изд-во стандартов, 2001
5. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения объектов и установок: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 248 с.
6. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов: Учеб. пособие для студ. учреждений сред. проф. образования. – Москва: Изд-во «Мастерство», 2002. – 320 с., ил.
7. Мельников М.А. Электроснабжение промышленных предприятий: Учеб. пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2000. – 144 с.
8. Пособие по дипломному проектированию: комплекс учебно-методических материалов / Вагин Г.Я., Соснина Е.Н., Мамонов А.М., Бородин Е.В. – Нижний Новгород: Нижегород. гос. техн. ун-т им. Р.Е. Алексеева, 2009. – 172 с.

9. Правила устройства электроустановок. Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск, Сиб.унив.изд-во, 2010. – 464 с., ил.

10. Расчет заземляющего устройства: метод. указания к выполнению контрольной работы / сост. Петухов С.В., Бутаков С.В., Радюшин В.В. – Архангельск: Северный (Арктический) федеральный университет им. М.В. Ломоносова, 2011. - 22 с., ил.

11. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – Утвержд. 23.03.1998. – Москва: РАО «ЕЭС России»; Москва: «Издательство НЦ ЭНАС», 2002. – 152 с.

12. СО-153-34.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. – Введ. 30.06.2003. – Москва: Минэнерго России, приказ № 380 от 30.06.2003

14. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования. – Москва: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2004. – 214 с., ил.

15. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. – 2-е изд. – Москва: ФОРУМ, 2011. – 136с.

16. Завод электротехнического оборудования «ЗЭТО» // продукция и услуги [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.zeto.ru/> (Дата обращения 19.01.2018).

17. Завод электроаппарат «ЭО» // продукция [электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ea.spb.ru/> (Дата обращения 19.01.2018)

ПРИЛОЖЕНИЕ А

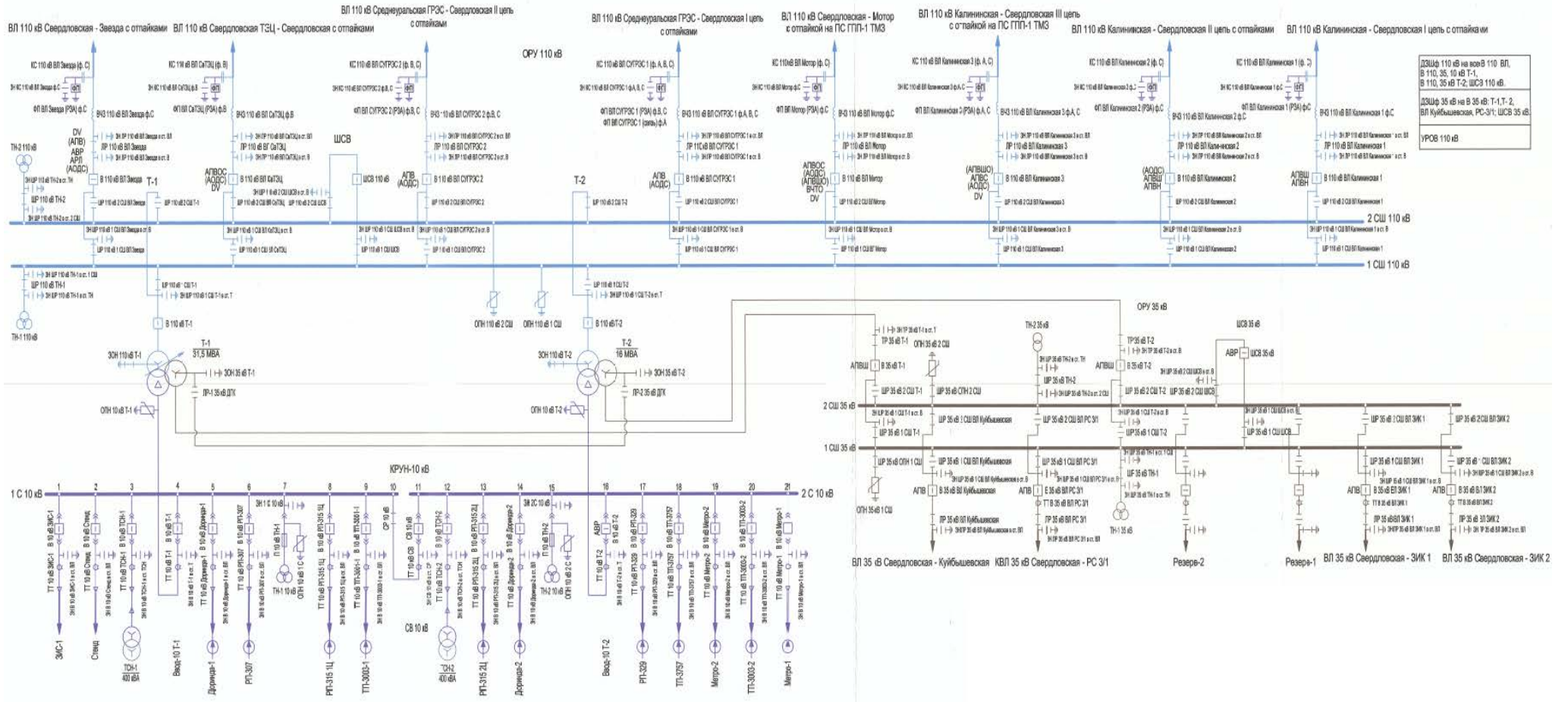


Рисунок 1 - Нормальная схема ПС Свердловская

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

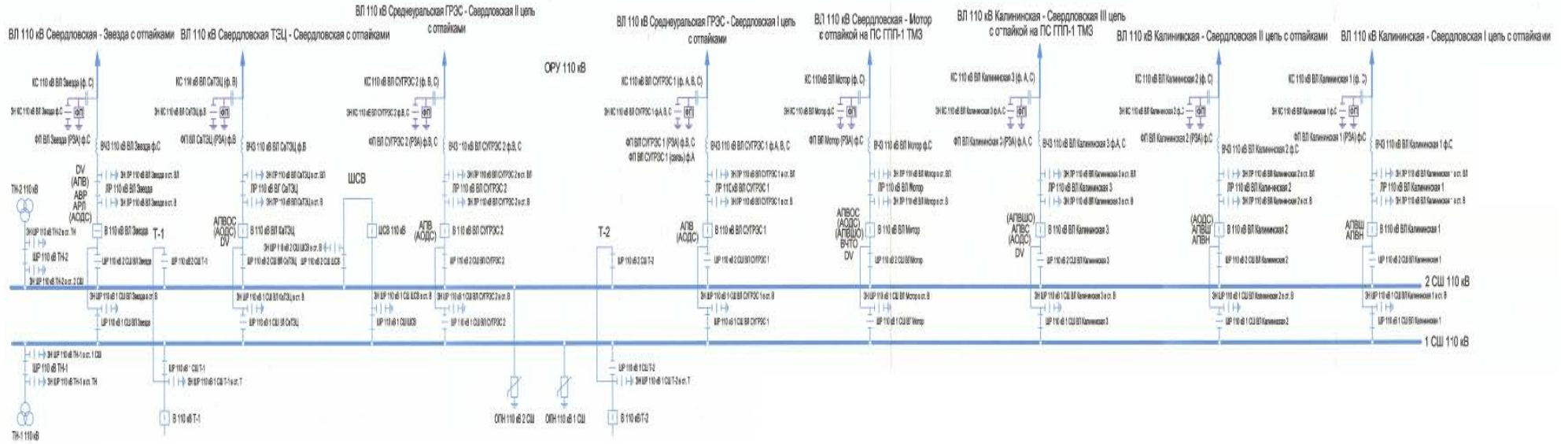


Рисунок 2 – Схема ОРУ-110 ПС Свердловская

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица 5 - выбор коммутационного оборудования

№	Наименование присоединения	Расчётные параметры					Условие выбора	Параметры ЯТГ-110				
		$U_{\text{ном.у}}$	I_{max}	B_k	$i_{\text{уд}}$	$I_{n,\tau}$		$U_{\text{ном.в}}$	$I_{\text{ном.в}}$	$I_{\text{терм.в}}$	$i_{\text{дин}}$	$I_{\text{откл.ном}}$
1	Мотор	110	472	0,6	11,5	5,08	\leq	110	3150	50	125	50
2	СвТЭЦ	110	290	1,37	7,5	11,41	\leq	110	3150	50	125	50
3	СУГРЭС-1	110	319	0,37	7,1	3,15	\leq	110	3150	50	125	50
4	Калининская-3	110	367	0,74	14,1	6,23	\leq	110	3150	50	125	50
5	Калининская-1	110	170	4,4	83,9	37,03	\leq	110	3150	50	125	50
6	Звезда	110	822	0,71	13,4	5,94	\leq	110	3150	50	125	50
7	СУГРЭС-2	110	319	0,37	7,1	3,15	\leq	110	3150	50	125	50
8	Калининская-2	110	170	4,4	83,9	37,03	\leq	110	3150	50	125	50
9	Т-1	110	3456,3	4,4	83,9	37,03	\leq	110	4000	50	125	50
10	Т-2	110	3456,3	4,4	83,9	37,03	\leq	110	4000	50	125	50
11	ШСВ	110	3456,3	4,4	83,9	37,03	\leq	110	4000	50	125	50

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

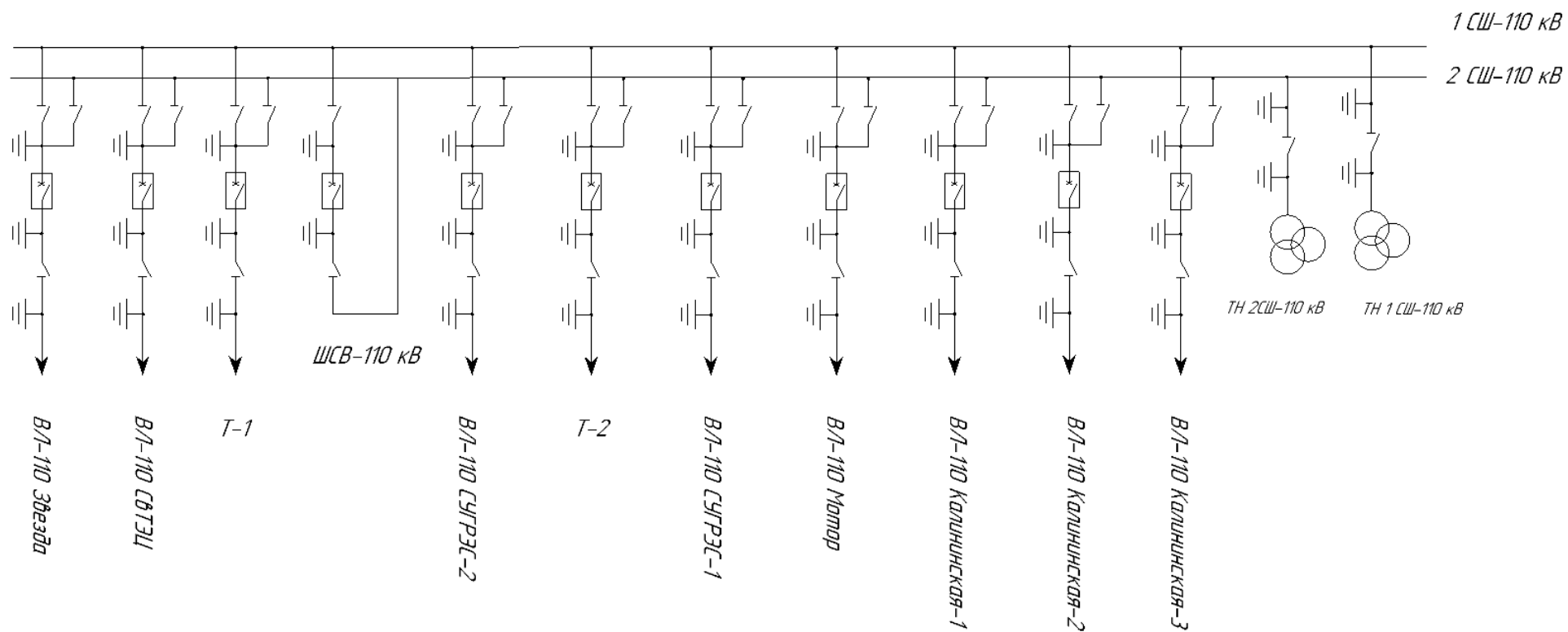


Рисунок 11 - Однолинейная схема ОРУ-110 ПС Свердловская после реконструкции